

ANEXO A
(Resolución AN No. 17471 -Elec de 25 de febrero de 2022)
MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

Para mayor claridad se presentan las modificaciones resaltadas en negrita.

1. Artículo 5, Título I Disposiciones Generales

Artículo 5 La interpretación de este reglamento estará sujeta a las siguientes normas de orden superior:

- a) **Texto Único de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997, publicado en la Gaceta Oficial Digital No. 29325-A de miércoles 07 de julio de 2021**, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de electricidad, en adelante Ley Marco, y sus modificaciones.
- b) Decreto Ejecutivo N° 22 de 19 de junio de 1998, por el cual se reglamenta la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997, en adelante Reglamento de la Ley.

Para todas aquellas actividades asociadas al Servicio de Transmisión este Reglamento tendrá prioridad con respecto a cualquier otra Norma aprobada por la ASEP respecto a otro objeto.

2. Artículo 6, Título I Disposiciones Generales

Artículo 6 Adicionalmente a las definiciones que establece el marco legal del sector eléctrico, a los efectos del presente reglamento se entenderá por:

...

Uso esporádico: Es el uso del sistema de transmisión que ocasionan los generadores, autogeneradores, cogeneradores, distribuidores o grandes clientes cuando realizan una transacción con agentes de otro país.

...”

3. Artículo 7, Título I Disposiciones Generales

Artículo 7. Las siguientes abreviaturas tendrán el significado indicado:

- ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Es la entidad que regula el Sector Eléctrico.
- CND: Centro Nacional de Despacho.
- CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
- EOR: Ente Operador Regional.
- EPR: Empresa Propietaria de la Red del proyecto SIEPAC.
- ETESA: Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., en lo que se refiere a la actividad de Transmisión.
- MER: Mercado Eléctrico Regional.

- SNE: Secretaría Nacional de Energía.
- RT: Reglamento de Transmisión.
- RTR: Red de Transmisión Regional.
- SER: Sistema Eléctrico Regional.
- SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.
- SIN: Sistema Interconectado Nacional.
- **Texto Único de la Ley 6: Se refiere al Texto Único de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997, publicado en la Gaceta Oficial Digital No. 29325-A de miércoles 07 de julio de 2021.**
- PEST: Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.

4. Artículo 30, Título IV Acceso a la capacidad de Transmisión

Artículo 30 Las instalaciones de transmisión y distribución se registrarán por un régimen de Acceso Libre no discriminado a la capacidad de transmisión, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan, según lo establecido en los **Artículos 71 y 81** del Texto Único de la Ley 6.

5. Artículo 37, Título IV Acceso a la capacidad de Transmisión

Artículo 37 Para hacer uso del derecho de Acceso Libre, según establecen los **Artículos 71 y 81** del Texto Único de la Ley 6 y el Artículo 39 del Reglamento de la Ley, el interesado deberá tramitar ante la Empresa de Transmisión una Solicitud de Acceso al Sistema de Transmisión, en adelante denominada la Solicitud de Acceso. En caso de que el interesado sea un nuevo Prestador del Servicio Público de Transmisión, la Solicitud de Acceso será una Solicitud de Interconexión al Sistema de Transmisión, en adelante denominada Solicitud de Interconexión. La aprobación de una u otra es requisito indispensable para la suscripción del respectivo Contrato de Acceso o Acuerdo de Interconexión y la efectiva materialización de dicho Acceso o Interconexión.

6. Artículo 53, Título IV Acceso a la capacidad de Transmisión

Artículo 53 Los Contratos de Acceso entre la Empresa de Transmisión y el Usuario y entre el propietario de las instalaciones a las que se conecta el Usuario y el Usuario deberán contener los siguientes requisitos generales, como mínimo:

- a) Datos de inscripción o generales de las partes contratantes.
- b) Ubicación de las instalaciones y puntos de interconexión cuando aplique.
- c) Normas de calidad que registrarán el servicio, las cuales deberán ser como mínimas las aprobadas por la ASEP.
- d) Especificación de los servicios que se prestarán.
- e) Obligaciones y derechos de las partes contratantes.
- f) Las inspecciones que serán necesarias realizar y las formas para realizarlas durante la vigencia del contrato.
- g) Formas de medición de la energía a transmitir y recibir y puntos de medición.

- g) Formas de medición de la energía a transmitir y recibir y puntos de medición.
- h) Los cargos por el uso del sistema, los cargos de conexión y el cargo por servicio de operación integrada, los cuales deberán fijarse de acuerdo con la tarifa aprobada por la ASEP y de conformidad con lo establecido en el **Artículo 72** del Texto Único de la Ley 6, así como el cargo por uso de redes cuando aplique.
- i) La responsabilidad por el mantenimiento de las instalaciones de conexión y los acuerdos para la implementación del mismo.
- j) La responsabilidad por los daños en las instalaciones de conexión.
- k) Plazo de duración del contrato.
- l) Garantías de pago de los cargos mensuales, en donde el usuario integrará un depósito de garantía por un monto igual a un mes de los cargos asociados para cubrir incumplimientos de pago.
- m) Para las instalaciones de conexión que se construyan posteriores a la aprobación de este Reglamento, las partes en el contrato de acceso deberán exigirse entre sí garantías de cumplimiento de conexión o garantía contractual que aseguren el cumplimiento de sus obligaciones en tiempo y forma. La garantía a exigir por la Empresa de Transmisión al Usuario debe estar referida entre otros a garantizar los pagos por la instalación de conexión. La garantía a exigir por el Usuario a la Empresa de Transmisión debe estar referida entre otros a la construcción oportuna de las instalaciones de conexión. Las condiciones de las garantías y su ejecución serán reglamentadas por la ASEP a través de Resolución motivada.
- n) Casos de incumplimiento contractual y situaciones de fuerza mayor y caso fortuito, conforme al Texto Único de la Ley 6 y el reglamento de la Ley.
- o) Mecanismos de solución de diferencias e indicación de que es atribución privativa de la ASEP el actuar como dirimente en caso de que en el plazo que se indique en el contrato las partes contratantes no lleguen a un acuerdo.
- p) Normas legales aplicables al contrato y la prelación de las mismas para el caso de que sea necesario interpretar las cláusulas contractuales o para la solución de diferencias.
- q) Procedimiento para la modificación y/o ampliaciones del punto de interconexión, sea que las mismas ocurran directamente en el punto de interconexión o aguas abajo del mismo.
- r) Para las conexiones directas a instalaciones de la RTR en el país, el Usuario asume la responsabilidad de realizar los estudios y llevar a cabo las gestiones necesarias en el MER para que se autorice su conexión a la RTR.
- s) En el caso de instalaciones construidas por el Usuario y que serán traspasadas a ETESA, se especificará claramente en el Contrato las instalaciones específicas que serán traspasadas y las condiciones para ello, conforme se estableció en el Acuerdo de Construcción y Traspaso, el cual se incluirá como un Anexo. En todo caso, las condiciones mínimas que deben incluirse para el traspaso son los costos de las instalaciones, plazo para su traspaso, forma de pago o reconocimiento, garantías, etc.

Cuando se trate de Acuerdos de Interconexión entre la Empresa de Transmisión y otro Prestador del Servicio Público de Transmisión y entre el propietario de las instalaciones a las que se conecta el otro Prestador del Servicio Público de Transmisión y dicho Prestador aplicarán los mismos requisitos generales mínimos, con excepción de los literales h), l), m) y s), que deberán ser adecuados en función de reflejar los Cargos de Interconexión y las Garantías específicas a instalaciones de Conexión, si aplican.

7. Artículo 165, Título VIII: Régimen Tarifario de Transmisión

Artículo 165 El régimen tarifario estará orientado, en el siguiente orden de prioridad, por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia tal como lo establece el **Artículo 95** del Texto Único de la Ley 6.

8. Artículo 171, Título VIII: Régimen Tarifario de Transmisión

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 transmisión.

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 descontados del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión en el año tarifario j (IPSPAj) correspondiente, de acuerdo con el artículo 186 B de este Reglamento.

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 ajustarse 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 cantidades y costos de las pérdidas que fueron asignados a los agentes consumidores para el año calendario previo.

9. Artículo 179, Título IX Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión

Artículo 179 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. 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. Los Indicadores que se aplican en un Periodo Tarifario permanecerán vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar, en cuyo caso se deberá efectuar un nuevo análisis de los mismos.

10. Artículo 186 A, Título IX Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión

Artículo 186 A: Ingreso Máximo Permitido para cubrir costos del sistema principal de transmisión existente.

El cálculo del Ingreso Máximo Permitido, para el año calendario (i), asociado a los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior (IPSPEi) se realizará de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$\text{IPSPEi} = \text{IPSPEGyDi} + \text{IPSPEDi}$$

Donde:

$$\text{IPSPEGyDi} = \text{ADMSPEGyD} + \text{OMSPEGyD} + \text{ACTBSPEGyDi} * \text{DEP\%} + \text{ACTBNEEGyDi} * \text{DEP\%} + (\text{ACTNSPEGyDi} + \text{ACTNNEEGyDi}) * \text{RRT} + \text{CEyCGCGyDi}$$

$$\text{IPSPEDi} = \text{ADMSPED} + \text{OMSPED} + \text{ACTBSPEDi} * \text{DEP\%} + \text{ACTBNEEDi} * \text{DEP\%} + (\text{ACTNSPEDi} + \text{ACTNNEEDi}) * \text{RRT} + \text{CEyCGCDi}$$

IPSPEi: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior. Si bien los activos son los mismos para cada año (i) el IPSPEi resultante será distinto. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.

IPSPEGyDi: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.

IPSPEDi: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior asignados totalmente a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.

En atención a que en la revisión tarifaria correspondiente al periodo tarifario de julio 2017 a junio 2021 se ha atrasado, y se conoce la terminación y entrada en operación de la Tercera Línea, ésta se considerará en el cálculo del IPSPEDi como existente, asignada a la Demanda.

ADMSPEGyD: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, de un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$\text{ADMSPEGyD} = (\text{ACTSPEGyDef} + \text{ACTNNEEGyDef}) * \text{ADMT\%M*}$$

OMSPEGyD: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, de un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$\text{OMSPEGyD} = (\text{ACTSPEGyDef} + \text{ACTNEEGyDef}) * \text{OMT}\%M^*$$

ACTSPEGyDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados a la Generación y a la Demanda.

ACTNEEGyDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calcula, para cada año calendario como:

$$\text{ACTNEEGyDef} = \%NE * \text{ACTSPEGyDef}$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión.

ACTBSPEGyDi: es el valor bruto contable de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPEGyDi(l) de cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados a la Generación y a la Demanda, y que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año calendario (i).

ACTBNEEGyDi: es el valor bruto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEEGyDi(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados a la Generación y a la Demanda, y que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año (i).

El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables, considerando para ambos solo los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEEGyDi tal que el porcentaje resultante sea el 10%.

ACTNSPEGyDi es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores

ACTNSPEGyDi(l) correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda.

ACTNNEEGyDi: es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEEGyDi(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. En caso de que se haya ajustado el valor del ACTBNEEGyDi por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEEGyDi.

DEP%: Es la tasa lineal de depreciación en la vida útil del activo. Su valor dependerá del tipo de activo (sistema principal o No Eléctricos) pudiendo variar incluso dentro de ellos.

RRT: Es la tasa de rentabilidad regulada de la Empresa de Transmisión según lo establece el **Artículo 99** del Texto Único de la Ley 6.

CEyCGCGyDi y CEyCGCDi: Estos términos considerarán, para cada año calendario i, los costos de los estudios que la Empresa de Transmisión debe contratar para desarrollar, cada cuatro años el PEST, según lo establecido en el Artículo 64 de este Reglamento; más los costos que se generen producto de la gestión de compra de suministro de energía y potencia para los agentes del mercado. En el caso de los costos necesarios para desarrollar el PEST cada cuatro años, estos deberán ser asignados, por partes iguales, en los años calendarios 2, 3 y 4 del periodo tarifario, de tal manera que el total sea luego trasladado a los Ingresos Permitidos por año tarifario. Estos costos se establecerán en el estudio tarifario y los mismos quedarán fijos durante el periodo tarifario.

El total de costos determinados por este concepto debe asignarse a la Generación y Demanda (CEyCGCGyDi) y solo a la Demanda (CEyCGCDi), en las proporciones que, en oportunidad de cada revisión tarifaria, dispondrá la ASEP.

ADMSPED: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, en un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$ADMSPED = (ACTSPEDef + ACTNEEDef) * ADMT\%M*$$

OMSPED: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, en un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda. Se

calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$\text{OMSPED} = (\text{ACTSPEDef} + \text{ACTNEEDef}) * \text{OMT}\%M^*$$

ACTSPEDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados totalmente a la Demanda.

ACTNEEDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados totalmente a la Demanda. Se calcula, para cada año calendario como:

$$\text{ACTNEEDef} = \%NE * \text{ACTSPEDef}$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión.

ACTBSPED_i: es el valor bruto contable de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPED (l) de cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados totalmente a la Demanda. Todos ellos siempre que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año (i).

ACTBNEED_i: es el valor bruto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEED_i(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados totalmente a la Demanda. Todos ellos siempre que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año calendario (i). El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables, considerando para ambos solo los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados totalmente a la Demanda no deberán superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEED_i tal que el porcentaje resultante sea el 10%.

ACTNSPED_i es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPED_i(l) correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda.

ACTNNEED_i: es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEED_i(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos Existentes al

31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda. En caso de que se haya ajustado el valor del ACTBNEEDi por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEEDi.

De darse la construcción de activos por mecanismos de financiamiento no convencionales, se evaluará el procedimiento necesario para incorporarlo en el cálculo.

Los activos para considerar en cada año calendario (i) serán los existentes considerando criterios de eficiencia.

A partir de los valores del Ingreso Máximo Permitido, por año calendario (i), asociados con la base de capital de los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, tanto asignados a la Generación y a la Demanda (IPSPEGyDi) como totalmente a la demanda (IPSPEDi), resultarán los respectivos valores por año tarifario (j) a partir de:

$$\text{IPSPEGyDj} = (\text{IPSPEGyDi} + \text{IPSPEGyDi-1})/2$$

$$\text{IPSPEDj} = (\text{IPSPEDi} + \text{IPSPEDi-1})/2 + \text{CTPRj}$$

Siendo:

CTPRj: Es el Crédito Temporal Parcial por Restricción asignado totalmente a la demanda en el año tarifario (j). Aplica solo para el periodo tarifario entre el 01 de julio de 2017 y el 30 de junio de 2021. Tiene relación única y exclusivamente con una porción de los costos por generación obligada y por generación desplazada que ha debido afrontar la Empresa de Transmisión a consecuencia de la demora en la entrada en servicio de la Tercera Línea de Transmisión. La ASEP determinará, en oportunidad de la revisión tarifaria, los montos a incluir, los periodos tarifarios en los cuales será devuelto dicho crédito y la tasa de interés anual a reconocer.

Parágrafo Transitorio. Del monto asignado en el CTPRj, la Empresa de Transmisión debe reembolsar a la Demanda la suma de Cuarenta Millones Balboas (B/.40,000,000.00), más los intereses que correspondan, lo cual se hará 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. La Empresa de Transmisión deberá reconocer una tasa de interés anual sobre saldo del 5%, y deberá asignarlo en proporción a la demanda de cada una de las tres empresas distribuidoras. (De considerarlo conveniente, la Empresa de Transmisión podrá adelantar esta devolución).

Donde para un año tarifario (j) los años (i) e (i-1) son los años calendarios abarcados por tal año tarifario (j) que va del 1 de julio del año (i-1) al 30 de junio del año (i).

A partir de ellos se determinará el Valor Presente Neto de cada uno IPSPEGyD e IPSPED para todo el periodo tarifario, así como un valor anual a partir de la anualización de los mismos (IPSPEGyDja e IPSPEDja).

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el Ingreso Máximo Permitido por los activos existentes desagregado en IPSPEGyD e IPSPED y también por nivel de tensión.

El ingreso máximo permitido a la Empresa de Transmisión asociado a los costos de los activos existentes del sistema principal de transmisión se recuperará mediante el cargo por el uso del sistema principal de transmisión aplicando la tarifa correspondiente.

11. Artículo 186 B, Título IX Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión

Artículo 186 B: Ingreso Máximo Permitido para cubrir los costos de los activos reales que han entrado en operación a partir del 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior.

El Ingreso Máximo Permitido, para el año tarifario (j), correspondiente a las inversiones realmente incorporadas entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior resultará de:

$$IPSPA_j = IPSPAGyD_j + IPSPAD_j + \Delta IPSPAGyD_j + \Delta IPSPAD_j$$

Donde:

$$IPSPAGyD_j = ADMSPAGyD_j + OMSPAGyD_j + ACTBSPAGyD_j * DEP\% + \\ \Delta ACTBNEAGyD_j * DEP\% + (\Delta CTNSPAGyD_j + \Delta CTNNEAGyD_j) * RRT + CAGyD_j$$

$$IPSPAD_j = ADMSPAD_j + OMSPAD_j + ACTBSPAD_j * DEP\% + ACTBNEAD_j * DEP\% + \\ (\Delta CTNSPAD_j + \Delta CTNNEAD_j) * RRT + CAD_j - APT_j$$

$$\Delta IPSPAGyD_j = \Delta ADMSPAGyD_j + \Delta OMSPAGyD_j + \Delta ACTBSPAGyD_j * DEP\% + \\ \Delta \Delta ACTBNEAGyD_j * DEP\% + (\Delta \Delta CTNSPAGyD_j + \Delta \Delta CTNNEAGyD_j) * RRT$$

$$\Delta IPSPAD_j = \Delta ADMSPAD_j + \Delta OMSPAD_j + \Delta ACTBSPAD_j * DEP\% + \Delta ACTBNEAD_j \\ * DEP\% + (\Delta \Delta CTNSPAD_j + \Delta \Delta CTNNEAD_j) * RRT$$

IPSPA_j: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año tarifario (j) del actual periodo tarifario, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al IPSPA_j correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar los costos asociados con los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este

último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos. Se calculará al menos con tres meses de anticipación al inicio del año tarifario (j).

IPSPAGyDj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año tarifario (j) del actual periodo tarifario, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al IPSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el IPSPAGyD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos.

IPSPADj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año tarifario (j) del actual periodo tarifario, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados totalmente a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al IPSPADj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el IPSPAD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos.

Δ IPSPAGyDj: es el valor del Ingreso Permitido a asignar al año tarifario (j), para cubrir los costos de aquellos activos del Sistema Principal de Trasmisión y activos No Eléctricos asociados, que hayan ingresado entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1), que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda, y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1). A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al Δ IPSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el Δ IPSPAGyDj de los activos ingresados entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1), que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1). Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos.

Este adicional será actualizado entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1), utilizando una tasa mensual proporcional a la Tasa de Interés (TI%).

TI% será una tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores a la fecha del cálculo del IPSPA que estén disponibles, publicados por la Superintendencia de Bancos para los préstamos comerciales de la banca local y extranjera a un (1) año en el país.

Δ IPSPADj: es el valor del Ingreso Permitido a asignar al año tarifario (j), para cubrir los costos de aquellos activos del Sistema Principal de Trasmisión y activos No Eléctricos asociados, que hayan ingresado entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1), que hayan sido asignados totalmente a la Demanda, y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1). A partir

del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al Δ IPSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el Δ IPSPAGyDj de los activos ingresados entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1), que hayan sido asignados totalmente a la Demanda y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1). Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos.

Este adicional será actualizado entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1), utilizando una tasa mensual proporcional a la Tasa de Interés (TI%).

TI% será una tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores a la fecha del cálculo del IPSPA que estén disponibles, publicados por la Superintendencia de Bancos para los préstamos comerciales de la banca local y extranjera a un (1) año en el país.

En atención a que la Tercera Línea de Transmisión se ha considerado como activo existente, esta no debe ser incluida en el cálculo de las inversiones adicionales (IPSPADi).

Todas las nuevas inversiones se asignarán totalmente a la demanda, excepto las correspondientes a Planta General, comunicaciones y aquellas que sean ampliaciones o repotenciaciones de activos existentes, las cuales se asignarán a Generación y Demanda en la misma proporción utilizada en el cálculo de los cargos de transmisión.

CAGyDj y CADj: Son los costos de generación obligada u otros costos adicionales del Mercado Mayorista de Electricidad relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en el Artículo 89 de este Reglamento, que se hayan dado entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior, que fueron requeridos cuando el equipamiento de transmisión eficiente estaba indisponible y cumplió con los niveles de confiabilidad establecidos.

Solo se trasladará este costo a la tarifa cuando la restricción es causada por la ausencia de una línea de transmisión cuyo diferimiento fue programado de esa forma por considerarse que económicamente era mejor y esta haya sido previamente autorizada por la ASEP.

La Empresa de Transmisión deberá presentar los cálculos que los determinaron.

Adicionalmente se incluyen los costos de libranzas asociados, sobrecostos de operación en la construcción de los proyectos definidos y aprobados en el Plan de Expansión hasta un valor máximo y que hayan sido realmente incurridos. Este valor máximo es el que fue considerado por la Empresa de Transmisión como tal, en la evaluación económica de la alternativa de expansión de transmisión que resultó elegida. En tal sentido dichos costos deberán ser identificados por la Empresa de Transmisión en el Plan de Expansión anualmente.

El total de costos incurridos para este concepto, debe ser distribuido entre la Generación y Demanda (CAGyDj) y la Demanda (CADj), en las proporciones que determine la ASEP.

ADMSPAGyDj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, correspondientes al año tarifario j, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. A

partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al ADMSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el ADMSPAGyD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un ADMSPAGyD no reconocido en el periodo tarifario anterior. Se obtiene de:

$$\text{ADMSPAGyDj} = (\text{ACTSPAGyDefi} + \text{ACTNEAGyDefi}) * \text{ADMT}\%M^*$$

OMSPAGyDj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, correspondientes al año tarifario j, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al OMSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el OMSPAGyD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre de un OMSPAGyD no reconocido en el periodo tarifario anterior. Se obtiene de:

$$\text{OMSPAGyDj} = (\text{ACTSPAGyDefj} + \text{ACTNEAGyDefj}) * \text{OMT}\%M^*$$

ACTSPAGyDefj: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda.

ACTNEAGyDefj: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Se calcula, para cada año tarifario como:

$$\text{ACTNEAGyDefj} = \%NE * \text{ACTSPAGyDefj}$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión. De no disponerse de los registros contables aprobados del último ejercicio podrá utilizarse, para la determinación del (%NE) información oficial certificada de la Empresa de Transmisión o los valores equivalentes del VNR para ambos tipos de activos, determinados en oportunidad del estudio tarifario.

ACTBSPAGyDj: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPAGyDj(l) de cada componente (l) del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente

ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por depreciación, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por depreciación anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTBNEAGyDj: es el valor bruto de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEAGyDj(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados a la Generación y a la Demanda. El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre ACTBNEAGyDj con respecto a ACTBSPAGyDj, no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEAGyDj tal que el porcentaje resultante sea el 10%. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por depreciación, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos No Eléctricos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por depreciación anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTNSPAGyDj es el valor neto para el año tarifario (j) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPEGyDj(l) correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por rentabilidad, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por rentabilidad anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTNNEAGyDj: es el valor neto para el año tarifario (j) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEAGyDj(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. En caso de que se haya ajustado el valor del ACTBNEAGyDj por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEAGyDj. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por rentabilidad, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos no eléctricos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato

anterior. Este último término es un arrastre de un cargo por rentabilidad anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

Los distintos componentes necesarios para el cálculo de los adicionales Δ IPSPAGyDj se determinarán en forma similar a los correspondientes de IPSPAGyDj contemplando los activos del Sistema Principal de Transmisión y activos No Eléctricos asociados, que hayan ingresado entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1) y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda, y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1) y proporcionándolos a la longitud de periodo.

ADMSPADj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, correspondientes al año tarifario j, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al ADMSPADj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el ADMSPAD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre de un ADMSPAD no reconocido en el periodo tarifario anterior. Se obtiene de:

$$\text{ADMSPADj} = (\text{ACTSPADefj} + \text{ACTNEADefj}) * \text{ADMT}\%M^*$$

OMSPADj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, correspondientes al año tarifario j, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al OMSPADj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el OMSPAD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre de un OMSPAD no reconocido en el periodo tarifario. Se obtiene de:

$$\text{OMSPADj} = (\text{ACTSPADefj} + \text{ACTNEADefj}) * \text{OMT}\%M^*$$

ACTSPADefj: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados totalmente a la Demanda.

ACTNEADefj: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. Se calcula, para cada año tarifario como:

$$\text{ACTNEADefj} = \%NE * \text{ACTSPADefj}$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión. De no disponerse de los registros contables aprobados del último ejercicio podrá utilizarse, para la determinación del (%NE) información oficial certificada de la Empresa de Transmisión o los valores equivalentes del VNR para ambos tipos de activos, determinados en oportunidad del estudio tarifario.

ACTBSPADj: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPADj(l) de cada componente (l) del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por depreciación, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por depreciación anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTBNEADj: es el valor bruto de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEADj(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre ACTBNEADj con respecto a ACTBSPADj, no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEADj tal que el porcentaje resultante sea el 10%. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por depreciación, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos No Eléctricos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por depreciación anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTNSPADj: es el valor neto para el año tarifario (j) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPADj(l) correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados totalmente a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por rentabilidad, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido totalmente asignados a la demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por rentabilidad anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTNNEADj: es el valor neto para el año tarifario (j) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEADj(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. En caso de que se haya ajustado el valor del ACTBNEADi por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEADj. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por rentabilidad, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos no eléctricos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido totalmente asignados a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por rentabilidad anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

APTj: A partir del periodo tarifario 2021-2025, este monto corresponde al costo de las pérdidas de transmisión que deben ajustarse a los agentes consumidores de acuerdo con lo establecido en el artículo 171 de este Reglamento, que se han dado entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediatamente anterior.

Los distintos componentes necesarios para el cálculo de los adicionales Δ IPSPADj se determinarán en forma similar a los correspondientes de IPSPADj contemplando los activos del Sistema Principal de Trasmisión y activos No Eléctricos asociados, que hayan ingresado entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1) y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda, y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1) y proporcionándolos a la longitud de periodo.

De darse la construcción de activos por mecanismos de financiamiento no convencionales, se evaluará el procedimiento necesario para incorporarlo en el cálculo.

Previo al inicio de cada año tarifario (j) del periodo tarifario, se determinarán los valores de los Ingresos Máximos Permitidos (IPSPAGyDj e IPSPADj), para el año tarifario (j).

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el Ingreso Máximo Permitido desagregado en IPSPAGyD e IPSPAD y también por nivel de tensión.

Respecto de las inversiones en el periodo, la Empresa de Trasmisión deberá presentar, en forma oportuna, la documentación que sustenta el costo de las mismas así como la certificación de que ha entrado en operación y que éstas corresponden con los proyectos aprobados oportunamente en el Plan de Expansión por la ASEP.

La Empresa de Trasmisión deberá presentar los procedimientos, metodologías empleadas y cálculos realizados respecto al Ingreso Máximo Permitido por las nuevas inversiones para la aprobación de la ASEP.

Para el siguiente periodo tarifario los activos incorporados dentro del periodo actual pasarán a formar parte de los activos existentes y su tratamiento tarifario será de acuerdo con la metodología establecida el artículo 197 Ítem A.

12. Artículo 188, Título IX Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión

Artículo 188 Las tarifas por el acceso y uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional de transmisión, se dividirán en cargos por conexión y uso de las redes de transmisión, tal como lo establece el **artículo 100** del Texto Único de la Ley 6.

a) Los cargos por conexión reflejarán los costos de los activos necesarios con el nivel de confiabilidad requerido en las normas para conectar cada cliente al sistema principal de transmisión cuando ésta no es propiedad del usuario.

b) Los cargos por uso del sistema principal de transmisión reflejarán los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión con el nivel de calidad requerido en las normas de acuerdo con la evaluación realizada para el período tarifario.

c) Los cargos por uso de redes a usuarios que requieran utilizar redes propiedad de otro usuario y que formen parte de la red de transmisión eléctrica se determinarán con la misma metodología que se aplica para el sistema principal de transmisión.

d) Si los usuarios del sistema de transmisión que requieran conectarse a la red de transmisión eléctrica construyen a su cargo las instalaciones de transmisión necesarias para su conexión que no estén indicadas en el plan de expansión de la red de transmisión, de acuerdo con lo establecido por el Decreto Ejecutivo No 22 del 19 de junio de 1998, podrán requerir una remuneración por tales instalaciones de ser solicitadas por otro usuario. En dicha instancia, se evaluará la eficiencia de tales instalaciones y se asignará un régimen tarifario equivalente al que le corresponde a la Empresa de Transmisión Eléctrica para las instalaciones del sistema principal de transmisión, del que formarán parte, con un costo de capital equivalente al valor nuevo de reemplazo de las instalaciones correspondientes. Se definirá como instalaciones eficientes las mínimas necesarias para el cumplimiento de los requerimientos de servicio. La transferencia al sistema principal de transmisión de un equipamiento de un usuario que se haya autorizado como Conexión será restringida a aquel equipamiento que es estricta y directamente necesario para transmitir la energía de otro usuario del Sistema de Transmisión.

Los equipamientos de conexión que son propiedad de otros usuarios y que por su función deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión deberán ser adquiridos por ETESA a un costo eficiente, descontando la depreciación equivalente al tiempo de uso. El financiamiento de la adquisición se realizará a un costo de capital igual a la tasa de rentabilidad regulatoria reconocida a ETESA. La ASEP mediará de no haber acuerdo entre las partes. Los equipamientos de conexión que son aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión permanecerán como parte del sistema conexión.

e) Si el usuario solicita a la Empresa de Transmisión Eléctrica que realice las inversiones necesarias para la conexión, ésta tiene la opción de desarrollar tales ampliaciones o adiciones, previo acuerdo con los respectivos usuarios.

f) Cuando la Empresa de Transmisión Eléctrica realice la inversión y construcción de las instalaciones para conectar a un usuario al Sistema Principal de Transmisión, ésta estará

obligada a aplicar el cargo por conexión de las instalaciones correspondientes establecido en el pliego tarifario vigente.

g) Cuando se produzcan nuevas conexiones o desconexiones a la red de transmisión, la clasificación de los activos existentes entre conexión y pertenecientes al sistema principal podrá ser modificada a partir del nuevo período tarifario de acuerdo con la nueva función que desempeñe el activo. Esto no aplica para las instalaciones o equipamientos del Sistema Principal de Transmisión, aprobados en el Plan de Expansión.

h) Si en el transcurso de un período ingresa un usuario no programado, pagará un cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión determinado a partir del cargo de la zona correspondiente al que se le sumará el correspondiente cargo por conexión. De estar en la programación del período debe estar incluido en el cálculo tarifario, debiendo abonar durante los años tarifarios que le falten de ese período un cargo que tendrá en cuenta su uso del Sistema de Transmisión durante un lapso menor al del período tarifario.

i) Cuando se considere el ingreso de un equipamiento en el medio de un año tarifario, el ingreso tarifario que se reconocerá en ese período será el del equipamiento multiplicado por la proporción de tiempo que estará en servicio respecto al período anual.

j) La metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión se basa en el principio de un sistema de tarificación nodal-zonal, que refleja el uso que cada agente hace de cada equipamiento, obteniéndose un cargo que es la suma de los cargos por el uso de cada equipamiento de la red.

k) La metodología de cálculo se aplicará a través de un modelo matemático que deberá representar adecuadamente el Sistema Principal de Transmisión. El modelo deberá tener la configuración del sistema principal de transmisión existente o programado en el período tarifario, donde la capacidad de generación y la demanda utilizados para el cálculo deben ser representativas de las condiciones de operación del Sistema Interconectado Nacional.

l) Los cargos serán calculados para el período tarifario y establecidos para cada año tarifario (j) del período.

m) El Cargo por Uso Esporádico será igual al Cargo por Uso zonal por unidad de energía calculado según el Paso 7 del Artículo 197 de este Reglamento.

n) El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente consumidor será en proporción a la energía consumida y a la demanda máxima anual no coincidente de cada punto de interconexión. La información de la demanda máxima anual no coincidente deberá ser suministrada por cada agente consumidor a solicitud de la Empresa de Transmisión en un plazo de 10 días hábiles de presentada la solicitud. Para los propósitos de la definición de la demanda máxima anual no coincidente, debe tenerse en consideración que:

(i) Cuando las líneas de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociadas a una zona nodal, permiten transferencias de carga entre sí, o sea es una configuración mallada, o se realizan transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona hasta un nivel de media tensión, se considerará la demanda máxima anual no coincidente del grupo de subestaciones y/o líneas alimentadoras.

(ii) Cuando la línea de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociada a una zona nodal, es independiente o radial y además no se realizan transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona, su demanda máxima deberá ser considerada independiente de otras.

o) El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente productor será en proporción a la energía generada y a la capacidad instalada del mismo.

p) **En el caso de autogeneradores y cogeneradores para la facturación se utilizará tanto la máxima potencia inyectada real como la Demanda Máxima No Coincidente real en los casos que aplique.**

q) El uso del Sistema Principal de Transmisión durante el periodo de pruebas de conexión de nuevas instalaciones, debe ser remunerado por medio del pago de los cargos correspondientes. Dichos pagos abonarán al IMP aprobado a ETESA.”

13. Artículo 189, Título IX Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión

Artículo 189 En el caso de los generadores que les corresponda el pago a través del cargo por uso esporádico, por las transacciones con agentes de países del MER y con agentes de otros países, tanto las importaciones como las exportaciones pagarán el cargo por uso esporádico de acuerdo con la zona en donde estén inyectando o retirando energía. Para la aplicación de este numeral debe considerarse que:

- Las importaciones serán consideradas como una generación conectada en la zona en donde inyecten energía y las exportaciones serán consideradas como una demanda conectada a la zona en donde retiran energía.
- Los ingresos que se acrediten por este concepto se deberán asignar de acuerdo con lo establecido en este Reglamento.

14. Artículo 197, Título IX Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión

“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.

Ítem A: Cargos por Activos Existentes (CUSPTE)

...”

“Paso 8: Determinación de los Cargos por Uso por unidad de potencia asignados por el Método de Estampilla Postal.

- a) El Costo Reconocido del equipamiento del Sistema Principal de Transmisión se determina de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$CRECP_j = \sum_{l=1}^{nLP} (LO_{lj} * CUP_{vj})$$

$$CRECD_j = \sum_{l=1}^{nLD} (LO_{lj} * CUD_{vj})$$

Donde:

CRECP_j: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT en el año tarifario “j”.

CRECD_j: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT en el año tarifario “j”.

- *Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:*

$$CRECPE_j(G) = CRECP_j * \%ASIGP(G) - \sum_z CZONP_{zj}(G)$$

$$CRECPE_j(D) = CRECP_j * \%ASIGP(D) - \sum_z CZONP_{zj}(D)$$

- *Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:*

$$CRECDE_j(D) = CRECD_j - \sum_z CZOND_{zj}(D)$$

Donde:

CRECPE_j(G): Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a los generadores.

CRECPE_j(D): Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.

CRECDE_j(D): Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.

- b) Los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, por unidad de potencia, asignados por el método de Estampilla Postal, resultan de las siguientes expresiones:

- *Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:*

$$CXUSOPE_j(G) = CRECPE_j / \sum_g Cinst_{gj}$$

$$CXUSOPE_j(D) = CRECPE_j / \sum_d Pma_{dj}$$

- *Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la demanda:*

$$CXUSODE_j(D) = CRECDE_j / \sum_d Pma_{dj}$$

Donde:

$CXUSOPE_j(G)$: Es el cargo por uso del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Estampilla Postal, correspondiente a los generadores, válidos para el año tarifario "j". El cargo se expresa por unidad de capacidad instalada del grupo generador.

$CXUSOPE_j(D)$: Es el cargo por uso del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Estampilla Postal, correspondiente a las demandas, válidos para el año tarifario "j". El cargo se expresa por unidad de potencia máxima anual no coincidente de la demanda.

$CXUSODE_j(D)$: Es el cargo por uso del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT, asignado por el método de Estampilla Postal, correspondiente a las demandas, válidos para el año tarifario "j". El cargo se expresa por unidad de potencia máxima anual no coincidente de la demanda.

g: **Es cada uno de los generadores que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión de Electricidad cuya capacidad instalada es mayor a 5 MW, siendo por lo tanto usuarios del Sistema de Transmisión.**

d: Es cada una de las demandas correspondientes a distribuidores y/o grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión.

$C_{inst_{gj}}$ [MW]: Es la capacidad instalada de cada uno de los generadores "g" en el año tarifario "j".

$P_{ma_{dj}}$ [MW]: Es la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas "d" en el año tarifario "j".

...”

“Paso 10: Cálculo de los cargos reales mensuales para facturación

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 ($CUSPT_{Ereal_{j,m}}$), en relación con el $IPSPED_j$ y el $IPSPEGyD_j$, 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 T_e de los escenarios típicos representativos.

Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA)

En cada año tarifario "j", para calcular los cargos por nuevas inversiones ($CUSPT_{Areal_j}$) se tendrá en cuenta, por un lado, el "Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda" en relación con el $IPSPAD_j$ y, por otro lado, el "Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda" en relación con el $IPSPAGyD_j$, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo con:

$$\%ASIGP(G) = 70\%$$

$$\%ASIGP(D) = 30\%$$

Luego, los cargos se calculan de la siguiente manera.

- *Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:*

$$CPE_j(G) = (IPSPAGyD_j * \%ASIGP(G)) / \sum_g C_{inst_{gj}}$$

$$CPE_j(D) = (IPSPAGyD_j * \%ASIGP(D)) / \sum_d Pma_{dj}$$

- *Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:*

$$CDE_j(D) = IPSPAD_j / \sum_d Pma_{dj}$$

Donde:

$CPE_j(G)$: Cargo por unidad de potencia reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario "j", asignado por Estampilla Postal, correspondiente a los generadores.

$CPE_j(D)$: Cargo por unidad de potencia reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario "j", asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.

$CDE_j(D)$: Cargo por unidad de potencia reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT, en el año tarifario "j", asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.

g : **Es cada uno de los generadores que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión de Electricidad cuya capacidad instalada es mayor a 5 MW, siendo por lo tanto usuarios del Sistema de Transmisión.**

d : *Es cada una de las demandas correspondientes a distribuidores y/o grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión.*

$C_{inst_{gj}}$ [MW]: *Es la capacidad instalada de cada uno de los generadores "g" en el año tarifario "j".*

Pma_{dj} [MW]: *Es la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas "d" en el año tarifario "j".*

Finalmente, a los fines de la facturación para cada agente, como se detalla en el Artículo 190 de este Procedimiento, los cargos mensuales por nuevas inversiones ($CUSPTAreal_{j,m}$) resultan ser:

- $CUSPTAreal_{j,m}(G) = CPE_j(G) / 12$
- $CUSPTAreal_{j,m}(D) = (CPE_j(D) + CDE_j(D)) / 12$

”

15. Artículo 209, Título XI Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada

Artículo 209 El servicio de hidrometeorología no forma parte del servicio de operación integrada. De acuerdo con el artículo 72 del Texto Único de la Ley 6, según fue modificado por la Ley No. 209 de 22 de abril de 2021 que crea el Instituto de Meteorología e Hidrología de Panamá Ingeniero Ovigildo Herrera Marcucci (IMHPA), dicho servicio ya no es una función de la Empresa de Transmisión.

16. Artículo 210, Título XI Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada

Artículo 210 El valor presente del Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada (IPSOI) a la fecha base de cálculo será igual a:

$$\text{IPSOI}_j = \text{IPCND}_j$$

Donde:

IPCND_j: Es el ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho para el año tarifario “j”.

17. Artículo 211, Título XI Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada

Artículo 211 El Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada IPSOI se distribuirá **en partes iguales** entre toda la capacidad instalada, en el caso de los generadores incluidos aquellos beneficiarios de la Ley 45, y toda la demanda máxima anual no coincidente, en el caso de los agentes consumidores.

El cargo por el servicio de operación integrada se establecerá como un cargo para cada año del período tarifario y se aplicará a la capacidad instalada en el caso de los generadores, incluidos aquellos generadores beneficiarios de la Ley 45, y a la demanda máxima anual no coincidente en el caso de los grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión, y los distribuidores. **Estos cargos serán calculados al momento del estudio tarifario.**

Además, se considerará lo siguiente:

a) Las nuevas instalaciones de generación que estén en periodo de pruebas de conexión y aquellas Disponibles para el Despacho, pagarán el cargo por los servicios de operación integrada. Este ingreso abonará al IMP aprobado.

b) En el caso de las transacciones con agentes de países del MER y con agentes de otros países, tanto para las importaciones como las exportaciones, se pagará el cargo SOI **por unidad de potencia (MW) dividido entre 730 horas y entre 0.60 el cual será el cargo esporádico por unidad de energía (MWh) aplicado a esa generación/demanda esporádica.** El 95 % de los ingresos así producidos serán asignados a la demanda como una reducción tarifaria a los usuarios finales y el resto será asignado al CND.

18. Artículo 213, Título XI Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada

Artículo 213 Los cargos anuales por este servicio, descritos en el Artículo 211 correspondientes al CND, serán facturados mensualmente considerando la **doceava** parte del monto total.

En cada año tarifario de cada periodo tarifario, excepto en el primero del periodo tarifario 2017-2021, se realizará un ajuste del Ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho comparando el ingreso originalmente asignado con respecto al que le hubiera correspondido en función del total de remuneraciones pagadas e inversiones realmente concretadas. A partir de ello resultará:

Ajuste IPSOI_j: Es el ajuste al ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho (IPCND) determinado por las diferencias entre el Ingreso facturado y el real del año tarifario (j-1) para el CND.

Para tal fin se calculará la diferencia entre el Ingreso facturado correspondiente al año anterior y su valor actualizado real, considerando el gasto anual real en personal y las inversiones realmente realizadas, así:

- El gasto anual en personal debe ser el realmente pagado. Este gasto incluye los salarios brutos, sobretiempos y vacaciones del personal en funciones. 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.
- Se utilizarán los proyectos y montos de las inversiones realmente ejecutadas respecto al plan reconocido en la revisión tarifaria. En el caso de haber ejecutado una inversión originalmente no prevista, su incorporación en el ajuste del Ingreso Máximo deberá contar con la aprobación o no objeción de la ASEP.

El ajuste al Ingreso Permitido así determinado será asignado a la demanda y a la generación de acuerdo con lo establecido en el Artículo 211 y se denominará Ajuste IPSOI.

En cada periodo tarifario, excepto en el 2017-2021, el Ajuste IPSOI determinado en el primer año tarifario, corresponde a los cálculos correspondientes al cuarto año tarifario del periodo tarifario anterior.

El cálculo del Ajuste IPSOI deber ser presentado por ETESA a la ASEP con la debida sustentación a más tardar en el mes de marzo de cada año para la aprobación previa a la facturación en el año tarifario siguiente.

Facturación Mensual

Dentro de los 30 días del mes siguiente, la Empresa de Transmisión facturará a cada agente los cargos por el servicio de operación integrada manteniendo en forma separada el monto por la aplicación del cargo tarifario por el SOI y por el Ajuste IPSOI.

Cada monto debe aparecer de forma individualizada en la factura e indicar los cargos y los valores de capacidad instalada y demanda máxima utilizados para su determinación.

19. Artículo 214, Título XI Procedimiento Tarifario del Servicio de Operación Integrada

Artículo 214 Al inicio de cada año tarifario “j”, excepto el primero de cada período, la Empresa de Transmisión deberá calcular un ajuste a los cargos tarifarios del SOI que comprenderá:

Dado que los cargos así calculados vienen dados a valores del año de referencia “0” del estudio tarifario (fecha base de cálculo), los mismos se ajustarán según la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) mediante:

$$\text{Cargo}_{j,j} = [0.33 + 0.67 (\text{IPC}_j / \text{IPC}_0)] * \text{Cargo}_{j,0}$$

Donde:

$\text{Cargo}_{j,j}$: es el cargo tarifario correspondiente al SOI para el año tarifario “j”, ajustado por la variación del IPC, actualizado a valores del año tarifario “j”.

$\text{Cargo}_{j,0}$: es el cargo tarifario correspondiente al SOI determinado a la fecha base del cálculo para el año tarifario “j”.

IPC_0 : es el Índice de Precios al Consumidor a la fecha base del cálculo publicado por la Contraloría General de la República.

IPC_j : es el Índice de Precios al Consumidor a diciembre del año tarifario “j-1” publicado por la Contraloría General de la República.”

20. Artículo 234, Título XIII Ingresos por Actividades Complementarias de la Empresa de Transmisión

Artículo 234 Los costos relacionados con los estudios básicos realizados por la Empresa de Transmisión para identificar posibilidades de desarrollos hidroeléctricos o geotermoeléctricos serán financiados por el presupuesto nacional, previa aprobación de la ASEP y la Secretaría Nacional de Energía, y posteriormente serán cobrados a las empresas que desarrollen los respectivos proyectos de generación de acuerdo con el **artículo 72** del Texto Único de la Ley 6. Los costos de los estudios básicos no forman parte de los Ingresos Máximos Permitidos de la Empresa de Transmisión.

21. Artículo 236, Título XVI Separación de Actividades

Artículo 236 Las diferentes actividades de ETESA deben tener la siguiente separación:

a) Contable: el servicio de transmisión, **el servicio de operación integrada**, Planificación del Sistema de Transmisión, y actividades no reguladas.

b) Independencia funcional: CND.

22. Artículo 237, Título XVI Separación de Actividades

Artículo 237 La Gestión de la operación integrada prestada por el CND, dependencia de la Empresa de Transmisión de acuerdo con el **Artículo 62** del Texto Único de la Ley 6, deberá tener una estructura funcionalmente independiente que permita llevar una adecuada separación contable de los ingresos y costos correspondientes a este servicio y asegurar su independencia del resto de las actividades de la empresa para cumplir las funciones establecidas en el **Artículo 61** de dicha Ley que puedan abarcar al agente transportista.