

ANEXO A

Resolución AN No. 19990 -Elec de 28 de febrero de 2025

Modificaciones al Reglamento de Transmisión

Artículos del Título VIII: Régimen Tarifario de Transmisión y Título IX: Procedimiento Tarifario por el Uso y Conexión del Sistema de Transmisión

1. Título VIII, Capítulo VIII.2, Artículo 171

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 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 devueltos como un crédito en la facturación en proporción a los montos anuales pagados en dicho año.**

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 **acreditarse**, el Centro Nacional de Despacho (CND) **publicará de forma mensual en su sitio de Internet, la cantidad de energía de pérdidas de transmisión y el porcentaje mensual de pérdidas de transmisión del sistema, y las cantidades de energía de pérdidas de transmisión y costos asignados a cada agente consumidor en el Documento de Transacciones Económicas (DTE).**

2. Título IX, Capítulo IX.2, Artículo 186 A

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 (IPSPE_i) se realizará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{IPSPE}_{Gi} = \text{ADMSPE}_{Gi} + \text{OMSPE}_{Gi} + \text{ACTBSPE}_{Gi} * \text{DEP}\% + \text{ACTBNEEG}_{Gi} * \text{DEP}\% + (\text{ACTNSPE}_{Gi} + \text{ACTNNEEG}_{Gi}) * \text{RRT} + \text{CEyCGCG}_{Gi}$$

Donde:

IPSPE_i: 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.

IPSPEGyD_i: 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.

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:

$$ADMSPEGyD = (ACTSPEGyDef + ACTNEEGyDef) * ADMT\%^{M*}$$

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:

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

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:

$$ACTNEEGyDef = \%NE * ACTSPEGyDef$$

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.

ACTBSPEGyD_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 ACTBSPEGyDi(1) de cada componente (1) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre

Reb

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).

ACTBNEEGyD_i: es el valor bruto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEEGyD_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 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 ACTBNEEGyD_i tal que el porcentaje resultante sea el 10%.

ACTNSPEGyD_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 ACTNSPEGyD_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 a la Generación y a la Demanda.

ACTNNEEGyD_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 ACTNNEEGyD_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 a la Generación y a la Demanda. En caso que se haya ajustado el valor del ACTBNEEGyD_i por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEEGyD_i.

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.

CEyCGCGyD_i: Este término considerará, 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 (CEyCGCGyD_i) en las proporciones que, en oportunidad de cada revisión tarifaria, disponga la ASEP.

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, asignados a la Generación y a la Demanda (IPSPEgyDi), resultarán los respectivos valores por año tarifario (j) a partir de:

$$\text{IPSPEgyD}_j = (\text{IPSPEgyD}_i + \text{IPSPEgyD}_{i-1})/2$$

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 que fueron asignados a la demanda. 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 asignado a la Demanda** de los periodos tarifarios (2021-2025), (2025-2029) y (2029-2033), dividido en 8 años a partir de enero de 2023. La Empresa de Transmisión deberá reconocer una tasa de interés anual sobre saldo del 5%. (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 del IPSPEgyDj para todo el periodo tarifario, un valor anual **corriente** y un valor anual constante a partir de la anualización de los mismos (IPSPEgyDj).

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el Ingreso Máximo Permitido **IPSPEgyD desagregado para Generación y Demanda, y 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.

3. Título IX, Capítulo IX.2, Artículo 186 B

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:

$$IPSPA_j = IPSPAGyD_j + \Delta IPSPAGyD_j$$

Donde:

$$IPSPAGyD_j = ADMSPAGyD_j + OMSPAGyD_j + ACTBSPAGyD_j * DEP\% + ACTBNEAGyD_j * DEP\% + (ACTNSPAGyD_j + ACTNNEAGyD_j) * RRT + CAGyD_j$$

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

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).

Este ingreso será actualizado entre su fecha promedio ponderada de inicio de operación y el 30 de junio del año tarifario anterior (j-1), utilizando una tasa mensual equivalente 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 empresas al por mayor en el país.

IPSPAGyD_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 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 IPSPAGyD_j 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.

Feb

Δ IPSPAGyD_j: es el valor del Ingreso Permitido a asignar al año tarifario (j), para cubrir los costos de aquellos 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), 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 IPSPAGyD_j correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el Δ IPSPAGyD_j 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.

CAGyD_j: 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 (CAGyD_j) en las proporciones que determine la ASEP.

ADMSPAGyD_j: 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 ADMSPAGyD_j 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:

plb

$$ADMSPAGyD_j = (ACTSPAGyDef_i + ACTNEAGyDef_i) * ADMT\%^{M*}$$

OMSPAGyD_j: 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 OMSPAGyD_j 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:

$$OMSPAGyD_j = (ACTSPAGyDef_j + ACTNEAGyDef_j) * OMT\%^{M*}$$

ACTSPAGyDef_j: 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.

ACTNEAGyDef_j: 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:

$$ACTNEAGyDef_j = \%NE * ACTSPAGyDef_j$$

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.

ACTBSPAGyD_j: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPAGyD_j(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.

ACTBNEAGyD_j: es el valor bruto de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEAGyD_j(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 ACTBNEAGyD_j con respecto a ACTBSPAGyD_j, no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEAGyD_j 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.

ACTNSPAGyD_j 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 ACTNSPEGyD_j(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.

ACTNNEAGyD_j: es el valor neto para el año tarifario (j) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEAGyD_j(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 que se haya ajustado el valor del ACTBNEAGyD_j por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEAGyD_j. 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 IPSPAGyD_j se determinarán en forma similar a los correspondientes de IPSPAGyD_j 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 a la

Reb

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.

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

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el Ingreso Máximo Permitido IPSPAGyD **desagregado para Generación y Demanda, y por nivel de tensión.**

Respecto de las inversiones en el periodo, la Empresa de Transmisión 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 Transmisión 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.

4. Título IX, Capítulo IX.3, Artículo 190

Artículo 190 Debido a los supuestos contenidos en los cálculos de los cargos de transmisión al inicio del periodo tarifario, los cargos se determinarán de forma inicial (preliminar) al momento del estudio tarifario y de forma definitiva al momento de la facturación mensual a los agentes.

Cargos Iniciales por Activos Existentes (CUSPTE_i)

Al inicio de un período tarifario se determina el Ingreso Permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión para cada año tarifario “j” del periodo tarifario, correspondiente a los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior (IPSPE_j).

Con esos valores de Ingreso Permitido por activos existentes se calculan los cargos iniciales, para cada año tarifario “j”, por uso del sistema principal de transmisión (CUSPTE_{ij}), tanto para los generadores como para la demanda según corresponda, acorde al Artículo 197 de este Reglamento – Ítem A (por Seguimiento Eléctrico y Estampilla Postal). Estos cargos CUSPTE_{ij} no varían durante todo el período.

Cargos Reales por Activos Existentes (CUSPTE_{real})

A partir de los valores de Ingreso Permitido por activos existentes los cuales no cambian respecto al cálculo inicial, proporcionándolos para obtener sus correspondientes valores mensuales, dentro de cada año tarifario “j” del período, transcurrido cada mes “m” y conocidos los datos del despacho de generación-demanda real ejecutado para el mes en cuestión, se recalculan los cargos (CUSPTE_{realj,m}) siguiendo el procedimiento establecido en el Artículo 197 del presente Reglamento – Ítem A; considerando como mínimo nueve (9) escenarios típicos representativos de horas de pico, valle y resto



para días hábiles, sábado y domingo. Se asignará una duración T_e a cada escenario representativo de manera tal que en conjunto de forma anual sumen el total de 8760 horas.

Mensualmente, la Empresa de Transmisión publicará en su Sitio de Internet los valores de los cargos $CUSPTE_{real;j,m}$ para conocimiento de todos los agentes.

Cargos Reales por Inversiones Adicionales (CUSPTAreal)

Al inicio de cada año tarifario “j” de un período, se cuenta con los valores de Ingreso Permitido correspondientes a los activos en realidad ingresados al sistema posteriormente al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, los cuales permanecen fijos durante ese año tarifario “j”.

Con esos valores de Ingreso Permitido se calculan los cargos adicionales por uso del sistema principal de transmisión debido a nuevas inversiones ($CUSPTA_{real;j}$), tanto para los generadores como para la demanda según corresponda, acorde al Artículo 197 del presente Reglamento – Ítem B (solo por Estampilla Postal), en base a la capacidad instalada de los generadores y a la demanda máxima anual no coincidente.

Facturación Mensual

A más tardar el día 15 del mes siguiente, la Empresa de Transmisión facturará a cada agente los cargos por uso del sistema principal de transmisión correspondientes al mes “m” anterior transcurrido, con los valores reales del post-despacho de energía generada y consumida, por los generadores y la demanda, respectivamente, y con los respectivos valores de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente, de la siguiente forma:

$$\text{Monto Total}_{a,j,m} = \text{Monto}_a \text{CUSPTE}_{i,j,m} \pm \text{Ajuste}_a \text{CUSPTE}_{real;j,m} + \text{Monto}_a \text{CUSPTA}_{real;j,m}$$

Donde:

Cargo Total a,j,m : es el monto total de la facturación del agente “a”, correspondiente al año tarifario “j” para el mes “m”.

Monto a $CUSPTE_{i,j,m}$: es el monto de dinero resultante para el agente “a” de aplicar los cargos iniciales ($CUSPTE_{i,j}$), en el año tarifario “j” correspondiente al mes “m” transcurrido. Esto es, aplicando los cargos $CUSPTE_{i,j}$ sobre los datos reales de energía generada o consumida, según corresponda, en el mes “m” por el agente “a”, para los cargos de Seguimiento Eléctrico por unidad de energía, y los respectivos datos de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente para los cargos de Estampilla Postal mensualizados; esto último es, los cargos anuales por unidad de potencia proporcionales a doce montos iguales (12 meses del año).

Ajuste a $CUSPTE_{real;j,m}$: es el monto de dinero resultante de la diferencia entre el monto $CUSPTE_{i,j,m}$ y el monto de aplicar los cargos reales ($CUSPTE_{real;j,m}$) actualizados, para el agente “a” en el año tarifario “j” correspondientes al mes “m”; a partir de los datos reales de energía generada o consumida, según corresponda, en el mes “m” por el agente “a”, para los cargos por Seguimiento Eléctrico, y los respectivos datos de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente para los cargos por Estampilla Postal mensualizados.



Monto_a CUSPTAreal_{j,m}: es el monto de dinero resultante para el agente “a” de aplicar los cargos por nuevas inversiones (CUSPTAreal_j) en el año tarifario “j” correspondientes al mes “m”; cuyos cargos CUSPTAreal_j son aplicados sobre los datos de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente, según corresponda, y mensualizando estos cargos anuales por Estampilla Postal (en doce montos iguales).

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

Adicional por Cargos Regionales

Adicionalmente en la facturación mensual, se calculará para las demandas (cada agente consumidor “k”) el crédito correspondiente al 95% de los ingresos que recibió la Empresa de Transmisión por los cargos regionales. Este crédito se sumará al Cargo Total_{a,j,m} resultante del punto anterior de este Artículo. Este crédito se calculará como:

$$CIREG_{k,j,m} = IREG_{j,m} * 0.95 * \frac{E_{k,j,m}}{\sum_k E_{k,j,m}}$$

Donde:

CIREG: es el crédito que le corresponde a cada demanda “k”, debido a los ingresos regionales recibidos por la Empresa de Transmisión de parte del MER, en el año tarifario “j” correspondiente al mes “m” anterior transcurrido.

IREG: son los ingresos regionales recibidos por la Empresa de Transmisión de parte del MER, en el año tarifario “j” correspondiente al mes “m”.

E [MWh]: es la energía consumida por la demanda “k”, en el año tarifario “j” y mes “m” en cuestión, excluyendo la energía correspondiente a las transacciones regionales.

5. Título IX, Capítulo IX.3, Artículo 197

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 1: Construcción, para cada año tarifario, del modelo de la red de transmisión.

Esta tendrá la misma estructura del Sistema de Transmisión existente más todos aquellos equipos de transmisión cuya entrada en servicio esté comprometida durante el período para el que se realiza el

cálculo tarifario. Los ingresos de equipamientos se considerarán que están todo el mes si ingresan antes del día 15 del mismo. Si entra en servicio después del día 15, se considerará como ingresando al mes siguiente.

Paso 2: Realización de los flujos de potencia de referencia para escenarios típicos de generación y demanda.

Para el cálculo a realizar al inicio de un periodo tarifario y para cada año tarifario “j” se adoptarán escenarios en base a datos estimados que serán definidos por la Empresa de Transmisión de acuerdo con la modelación utilizada normalmente para el cálculo del despacho de mediano plazo. Se asignará una duración T_e a cada escenario, de forma tal que en conjunto sumen el total de 8760 horas del año.

Los flujos de potencia en cada línea se obtendrán con un modelo de flujo de potencia de corriente continua “DC Load Flow”, que permite determinar la distribución de flujos de potencia activa por cada línea de la red. La demanda y la generación de los usuarios del Sistema de Transmisión deberán representarse individualmente.

Paso 3: El equipamiento del Sistema Principal de Transmisión corresponde al “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda”.

El “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda” comprende 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 con los siguientes porcentajes:

Para el periodo tarifario julio 2025 – junio 2029	A partir del periodo tarifario julio 2029 – junio 2033
<u>%ASIGP(G) = 45%</u>	<u>%ASIGP(G) = 50%</u>
<u>%ASIGP(D) = 55%</u>	<u>%ASIGP(D) = 50%</u>

Donde:

%ASIGP(G): Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la generación.

%ASIGP(D): Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la demanda.

Paso 4: Determinación del costo unitario de los elementos que forman parte del sistema principal de transmisión.

- a) El ingreso máximo permitido que cubre los costos del Sistema Principal de Transmisión correspondientes al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda (IPSPEGyD_j) aprobados por la ASEP y determinados para cada año tarifario “j”, serán divididos en las proporciones que correspondan a cada nivel de tensión.

keb

- b) Para cada año “j” del periodo tarifario, se calcula el costo equivalente por unidad de longitud de las líneas del Sistema Principal de Transmisión que pertenecen al nivel de tensión “v”, como:

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

Donde:

nLP: Cantidad de líneas del SPT correspondientes al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda

nLD: Cantidad de líneas del SPT correspondientes al Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda

CUP_{vj}: Es el costo unitario anual, asociado a las líneas correspondientes al nivel de tensión “v” del año tarifario “j” correspondientes al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda.

LO_{lj}: Es la longitud de la línea “l”, en el año tarifario “j”.

Paso 5: Determinación de los porcentajes de uso de las líneas del SPT que realiza la generación y la demanda ubicada en cada nodo del sistema mediante el Método del Seguimiento Eléctrico.

El método del seguimiento eléctrico determina, a partir de los resultados de un flujo de potencia, la distribución de la potencia inyectada por cada uno de los generadores y la retirada por cada una de las demandas en cada una de las líneas de la red aplicando conceptos básicos de la electrotecnia como son la primera Ley de Kirchhoff, las transformaciones equivalentes de circuitos lineales y el principio de superposición, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- a) La corriente que circula por cada línea y por cada carga del sistema se expresa como la suma de varios componentes que provienen de cada uno de los generadores del sistema, siendo el número de incógnitas del problema:

$$n_x = (n_l + n_c) * n_g$$

Donde:

n_x: Cantidad de corrientes incógnita

n_l: Cantidad de líneas del SPT

n_c: Cantidad de nodos de carga

n_g: Cantidad de puntos de inyección

Cada una de estas incógnitas representa la corriente, saliente de un nodo, que circula por una línea o carga, proveniente de un determinado punto de inyección.

- b) Por cada nodo de la red se construye un circuito equivalente de acuerdo a los siguientes pasos:

- Las corrientes incógnitas que se inyectan al nodo, son modeladas por fuentes de corriente.

Feb

- Las líneas cuyas corrientes son salientes al nodo, se reemplazan por impedancias equivalentes cuyos valores son calculados en función de la tensión de la barra y la corriente por cada línea.
- Se plantean las ecuaciones para resolver cada uno de los circuitos equivalentes aplicando el principio de superposición. A partir de este planteo, cada corriente incógnita saliente de un nodo N se expresa en forma general de la siguiente manera (los subíndices de las corrientes indican la línea o carga por la cual circula; y los superíndices indican de cual punto de inyección proviene la corriente):

$$I_l^g = \sum_{m=1}^{n_{iny}} \frac{Z_{EQUIV_N}}{Z_l} * I_m^g \quad (A)$$

Donde:

l : Índice correspondiente a las líneas o cargas salientes al nodo N

g : índice correspondiente a los puntos de inyección

n_{iny} : Número de inyecciones de corriente (proveniente de líneas o de puntos de inyección) que tiene el nodo del que sale la corriente I_l^g

I_m^g : Corriente por la línea o carga " l " proveniente del punto de inyección g

Siendo: $Z_l = \frac{V_n}{\sqrt{3} * I_l}$

$$Z_{EQUIV} = \frac{1}{\sum_{l=1}^{n_{sal}} (1/Z_l)}$$

Donde:

n_{sal} : Número de cargas o líneas cuyas corrientes son salientes al nodo N

V_n : Tensión del nodo del que sale la corriente I_l

I_l : Corriente total por la línea " l "

Planteando para cada corriente incógnita una ecuación del tipo de la ecuación (A), se obtiene un sistema lineal de n_i ecuaciones, donde la matriz de coeficientes $[C]$ está representada por los coeficientes Z_{EQUIV}/Z_l y el vector de términos independientes por las inyecciones de los generadores.

El porcentaje de participación de un generador " g " en el uso de una línea " l " se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\%USO_{gl}(G) = \frac{I_l^g}{I_l} * 100$$

El porcentaje de participación de una demanda " k " en el uso de una línea " l " se determina mediante la siguiente ecuación:

Feb

$$\%USO_{kl}(D) = \sum_{g=1}^{n_g} \text{cinv}_l^{k,g} * \frac{I_l^g}{I_l} * 100$$

Donde:

$\text{cinv}_l^{k,g}$: Elemento de la matriz inversa de [C] que identifica la fila de la demanda "k" y la columna de la línea "l", correspondientes al generador "g".

Paso 6: Se determina el cargo nodal correspondiente a la generación de cada nodo "g" y la demanda de cada nodo "k" del Sistema de Transmisión que permite recuperar el costo asociado a la utilización de cada línea del Sistema Principal de Transmisión, en el año tarifario "j":

- Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

$$CNODP_{gj}(G) = \sum_e [T_e / 8760 * CUAP_{lej} * LO_{lj} * \%USO_{lgej}(G) * \%ASIGP(G)]$$

$$CNODP_{kj}(D) = \sum_e [T_e / 8760 * CUAP_{lej} * LO_{lj} * \%USO_{lkej}(D) * \%ASIGP(D)]$$

Donde:

$CNODP_{gj}(G)$: Es el cargo que le corresponde a la generación del nodo "g", correspondiente al Equipamiento Principal del Sistema de Transmisión Asignado a Generación y Demanda en el año tarifario "j".

$CNODP_{kj}(D)$: Es el cargo que le corresponde a la demanda del nodo "k", correspondiente al Equipamiento Principal del Sistema de Transmisión Asignado a Generación y Demanda en el año tarifario "j".

$CUAP_{lej}$: Es el costo unitario adaptado correspondiente a la línea "l" del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda, en el estado operativo "e" del año tarifario "j".

T_e : Es la duración [h] asignada a cada estado operativo "e".

$\%USO_{lgej}(G)$: Es el porcentaje de uso que realiza la generación del nodo "g", de la línea "l" del Equipamiento Principal en el estado operativo "e" del año tarifario "j".

$\%USO_{lkej}(D)$: Es el porcentaje de uso que realiza la demanda del nodo "k", de la línea "l" del Equipamiento Principal en el estado operativo "e" del año tarifario "j".

$ABS()$: Es la función matemática que indica el valor absoluto del argumento perteneciente a esa función

Reb

$F_{lej}[MW]$: Es el máximo Flujo de Potencia Activa en la línea "l" de todos los estados operativos "e" del año tarifario "j".

$FMAX_l[MW]$: Es la capacidad de transferencia máxima de la línea "l".

Paso 7: Determinación de los Cargos por Uso zonales por unidad de energía asignados por el Método de Seguimiento Eléctrico.

- a) A los fines del cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, los nodos que forman el Sistema de Transmisión serán agrupados en zonas. Los cargos correspondientes a cada zona resultarán de la suma de los cargos nodales correspondientes a todos los nodos pertenecientes a una misma zona.

Para el Equipamiento Principal Asignado a la Generación y Demanda:

$$CZONP_{zj}(G) = \sum_{gz} (CNODP_{gzj}(G))$$

$$CZONP_{zj}(D) = \sum_{kz} (CNODP_{kzj}(D))$$

Donde:

gz, kz : Es cada uno de los nodos "g" o "k" del Sistema de Transmisión de Electricidad pertenecientes a la zona "z".

$CZONP_{zj}(G)$: Son los cargos zonales, para la generación, correspondiente al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda en el año tarifario "j".

$CZONP_{zj}(D)$: Son los cargos zonales, para la demanda, correspondiente al Equipamiento Principal Asignado a la Demanda en el año tarifario "j".

- b) Los cargos zonales por uso del Sistema Principal de Transmisión, por unidad de energía, resultan de las siguientes expresiones:

Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

$$CXUSOPS_{zj}(G) = CZONP_{zj}(G) / \sum_{gz} [E_{gzj}(G)]$$

$$CXUSOPS_{zj}(D) = CZONP_{zj}(D) / \sum_{kz} [E_{kzj}(D)]$$

Donde:

$CXUSOPS_{zj}(G)$: Es el cargo por uso por unidad de energía del Equipamiento Principal Asignado a la Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Seguimiento Eléctrico, correspondiente a los generadores que se encuentran en la zona "z" válidos para el año tarifario "j".

Feb

$CXUSOPS_{zj}(D)$: Es el cargo por uso por unidad de energía del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Seguimiento Eléctrico, correspondiente a las demandas que se encuentran en la zona “z” válidos para el año tarifario “j”.

$E_{gzj}(G)[MWh]$: Es la energía producida por cada uno de los generadores “g” ubicados en la zona “z”, en el año tarifario “j”, excluyendo la energía comprometida en transacciones regionales.

$E_{kzj}(D)[MWh]$: Es la energía consumida por cada una de las demandas “k” ubicadas en la zona “z”, en el año tarifario “j”, excluyendo la energía correspondiente a transacciones regionales.

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:

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

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”.

Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

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

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

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.

- 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:

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

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

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.

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 9: Componentes del cargo por Zona

El Cargo de cada Zona, para generación y demanda, es la suma del Cargo por Energía determinado en base al método del Seguimiento Eléctrico, y el Cargo por Potencia determinado por el método de Estampilla Postal. Esto es:

- *Para la Generación:*

$$CUSPTE_j(G) = CXUSOPS_{zj}(G) + CXUSOPE_j(G)$$

- *Para la Demanda:*

$$CUSPTE_j(D) = CXUSOPS_{zj}(D) + CXUSOPE_j(D)$$

Paso 10: Cálculo de los cargos reales mensuales para facturación

keb

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 IPSPE_{GyDj}, 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)

En cada año tarifario “j”, para calcular los cargos por nuevas inversiones (CUSPT_{Arealj}) se tendrá en cuenta, el “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda” en relación con el IPSPAG_{yDj}, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo **con los siguientes porcentajes:**

Para el periodo tarifario julio 2025 – junio 2029	A partir del periodo tarifario julio 2029 – junio 2033
<u>%ASIGP(G) = 45%</u>	<u>%ASIGP(G) = 50%</u>
<u>%ASIGP(D) = 55%</u>	<u>%ASIGP(D) = 50%</u>

Donde:

%ASIGP(G): Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la generación.

%ASIGP(D): Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la demanda.

Luego, los cargos se calculan de la siguiente manera.

Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

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

$$CPE_j(D) = (IPSPAG_{yDj} * \%ASIGP(D)) / \sum_d P_{ma_{dj}}$$

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.

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.

Cinst_{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 ($CUSPTA_{real,j,m}$) resultan ser:

- $CUSPTA_{real,j,m}(G) = CPE_j(G) / 12$
- $CUSPTA_{real,j,m}(D) = (CPE_j(D) / 12$