

*República de Panamá*  
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 6957-Elec

Panamá, 26 de octubre de 2013

"Por la cual se modifica el Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones."

**LA ADMINISTRADORA GENERAL**  
en uso de sus facultades legales,

**CONSIDERANDO:**

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", y sus modificaciones, establecen el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad.
3. Que el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, otorga a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante la Autoridad) la función de regular el ejercicio de las actividades del sector energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera; así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por dicha Ley;
4. Que mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, la Autoridad aprobó el Reglamento de Transmisión, el cual contiene las normas relacionadas con el Servicio Público de Transmisión en lo referente a su definición, los derechos y obligaciones, el libre acceso, las normas de calidad de servicio, la planificación y la expansión, el régimen tarifario, la separación de actividades y el sistema de liquidación y cobranza, dentro del marco de las leyes, y demás reglas de derecho aplicables;
5. Que el literal b del artículo 10 del Reglamento de Transmisión señala que este podrá ser modificado cuando la experiencia en la aplicación del mismo demuestre que es posible realizar cambios que mejoren significativamente el logro de los objetivos regulatorios;
6. Que de igual forma, el Reglamento de Transmisión en su artículo 14, establece que las modificaciones a los títulos del Reglamento de Transmisión podrán realizarse bianualmente a partir del Informe de Desempeño; y para los casos específicos de los títulos relacionados al Régimen Tarifario y los procedimientos tarifarios las modificaciones se realizarán como mínimo cada cuatro años;
7. Que mediante Resolución AN No. 6637-Elec de 27 de septiembre de 2013 se modificó el Reglamento de Transmisión atendiendo el proceso de Revisión Tarifaria de Transmisión para el periodo 2013-2017 en el cual se modificó la nueva metodología para la asignación de los cargos por uso del Sistema Principal de

*[Handwritten signature]*



Resolución AN No. 5216-13-Res  
de 14 de abril de 2013  
Página No. 2

Transmisión y las fórmulas para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido, entre otros temas del Régimen Tarifario;

8. Que con base en las modificaciones aprobadas en el Reglamento de Transmisión, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) presentó el Pliego Tarifario de Transmisión para el periodo 2013-2017 el cual fue sometido a la consulta ciudadana mediante la Consulta Pública No. 13-13 (II Parte);
9. Que la empresa AES Panamá, S.A. presentó sus comentarios al Pliego Tarifario propuesto por (ETESA) solicitando que la central de generación Bayano ubicada en la zona 8 sea incluida en la excepción transitoria aprobada en el artículo 197 del Reglamento de Transmisión para los generadores ubicados en las Zonas 6, 7 y 9, argumentando que se les está dando un tratamiento diferencial respecto a las plantas térmicas;
10. Que la Autoridad ha analizado las observaciones presentadas por AES Panamá, S.A. y considera que como aún se está en el proceso de revisión tarifaria en su conjunto, es decir la aplicación de las reglas y metodología, el Ingreso Máximo Permitido y la propia tarifa de Transmisión, es aceptable hacer esta modificación al reglamento de Transmisión;
11. Que la Autoridad ha revisado, además, los argumentos presentados por AES Panamá, S.A. sobre la inclusión de la zona 8 donde está ubicada la Central Bayano, en el periodo de transición establecido en el Reglamento de Transmisión y ha considerado que la misma es viable, en virtud de que el comportamiento tarifario con las plantas de las Zonas 6, 7 y 9 ha sido similar;
12. Que, no obstante, por ser la Central Bayano una central de Generación Hidroeléctrica con una capacidad instalada mayor hasta en un 50% al resto de las plantas de generación de las zonas 6, 7 y 9, y debido a que la misma tuvo cargos positivos en el periodo anterior, a diferencia de las otras Zonas que mantuvieron resultados negativos, se incorporará a esta excepción pero únicamente en un 50%;
13. Que la incorporación de la zona 8 en la excepción del pago de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión requiere modificar el artículo 197 del Reglamento de Transmisión, el cual debe realizarse oportunamente, de manera que esté vigente para los cálculos tarifarios que están en proceso;
14. Que además la Autoridad ha advertido que es necesario modificar los artículos 187 y 190, para que quede clara su redacción. En el artículo 187 se incluye una aclaración respecto al tratamiento de las instalaciones asignadas a la demanda y en el literal f) del artículo 190, no tiene clara su redacción, al usar la frase "Los créditos o débitos finales resultantes no serán ajustados y...", por lo que se modificará para que diga "Al finalizar el año tarifario, los créditos o débitos finales que se generan de la suma de los resultados del literal d) y e), no serán actualizados con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) y ...";
15. Que de acuerdo a las anteriores consideraciones y en virtud que el numeral 26 del artículo 9 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, la facultad para realizar los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la Ley, la Administradora General:

#### RESUELVE:

**PRIMERO: APROBAR** las modificaciones al Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones,



Resolución AN No : -Elec  
de : de : de 2013  
Página No : 3

específicamente el artículo 187, en el literal f) del artículo 190 y los pasos 9 y 10 del artículo 197, las cuales se transcriben en el ANEXO A de la presente Resolución y, que forma parte integral de la misma.

**SEGUNDO:** Advertir que esta Resolución rige a partir de su notificación.

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

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,**

  
**ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO**  
Administradora General

El presente Documento es fiel copia de su Original Según  
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad  
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 30 días del mes dicembre de 2013

  
FIRMA AUTORIZADA





**ANEXO A**

**RESOLUCIÓN AN No. 6957 -Elec de 26 de Noviembre de 2013**

**MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN**

**“REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN APROBADO MEDIANTE  
RESOLUCIÓN JD-5216 DE 14 DE ABRIL DE 2005 Y SUS MODIFICACIONES”**



## MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN (RT)

Se modifica el Artículo 187 para aclarar algunos términos sobre las instalaciones asignadas a la demanda.

Artículo 187: Ingreso anual permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión.

El Ingreso Máximo Permitido a reconocer a la Empresa de Transmisión para cubrir los costos del sistema principal de transmisión (IPSPTi), en el año calendario (i) se calcularán de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$IPSPTi = IPSPTGyDi + IPSPTLi$$

Donde:

$$IPSPTGyDi = ADMTSPI + OMTSPi + (ACTSPTi - ACTNEi) * DEP\% + (ACTNSPTi + ACTNNEi) * RRT + GAI + CEyCGCi$$

$$IPSPTLi = ADMTSPLi + OMTSPLi + ACTSPTLi * DEP\% + ACTNSPTLi * RRT - GLi$$

IPSPTi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del periodo tarifario.

IPSPTGyDi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión asignados a la generación y a la demanda.

IPSPTLi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión asignados totalmente a la demanda.

ADMTSPi: es el valor del ingreso permitido, para cubrir los costos de administración en el año calendario (i) del periodo tarifario asignado a la generación y a la demanda.

ADMTSPi se obtiene de:



$$ADMTSP_i = (ACTSPT_{efi} + ACTNE_{efi}) * ADMT\%^M$$

OMTSP<sub>i</sub>: es el valor de los ingresos permitidos, para cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del periodo tarifario, asignado a la generación y a la demanda.

OMTSP<sub>i</sub> se obtiene de:

$$OMTSP_i = (ACTSPT_{efi} - ACTNE_{efi}) * OMT\%^M$$

ACTSPT<sub>efi</sub>: es el valor bruto de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo de cada componente del sistema principal de transmisión asignados a la generación y a la demanda.

ACTNE<sub>efi</sub>: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes, asignados a la generación y a la demanda, calculado en cada año calendario (i) como:

$$ACTNE_{efi} = \%NE * ACTSPT_{efi}$$

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, considerando el valor bruto de aquellos activos incorporados mediante el mecanismo de leasing.

ACTSPT<sub>i</sub>: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTSPT<sub>l</sub> correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, asignados a la generación y a la demanda, en cada año calendario (i).

ACTNE<sub>i</sub>: es el valor bruto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNE<sub>l</sub> correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos en cada 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 el valor bruto de aquellos activos incorporados mediante el mecanismo de leasing no deberá superar un



valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTNEi tal que el porcentaje resultante sea el 10%.

ACTNSPTi es el valor neto contable de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPTi correspondientes a cada componente (i) del sistema principal de transmisión asignados a la generación y a la demanda en cada año calendario (i).

ACTNNEi: es el valor neto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEi correspondientes a cada componente (i) de los activos No Eléctricos en cada año calendario (i). En caso que se haya ajustado el valor del ACTNEi por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEi.

DEP°: la tasa lineal de depreciación en la vida útil del activo.

RRT: la tasa de rentabilidad regulada de la Empresa de Transmisión según lo establece el Artículo 96 del Texto Único de la Ley 6.

GAI: 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 este Reglamento, correspondientes al año i, requeridos cuando el equipamiento de transmisión eficiente está indisponible y cumple con los niveles de confiabilidad establecidos. Estos costos deben cubrir la generación obligada esperada requerida en el Sistema Principal de Transmisión en los despachos programados para el periodo tarifario en la condición de sistema de transmisión completo y en la condición de sistema de transmisión con elementos indisponibles, considerando la probabilidad correspondiente.

La Empresa de Transmisión deberá presentar los procedimientos y metodologías empleadas para su estimación a la aprobación de la ASEP.

Adicionalmente se incluirán 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.

CEyCGCi: 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.

ADMTSPLi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos de administración en el año calendario (i) del período tarifario, asociados a las instalaciones del sistema principal de transmisión asignadas totalmente a la demanda así como aquellas incorporadas mediante el mecanismo de leasing. ADMTSPLi se obtiene de:

$$ADMTSPLi = (ACTSPTLefi + ACTNELe fi) \cdot ADMT\%^{M_i}$$

OMTSPLi: es el valor del ingreso permitido para cubrir los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones del sistema principal de transmisión asignadas totalmente a la demanda así como de aquellas incorporadas mediante el mecanismo de leasing, en el año calendario (i) del período tarifario. OMTSPLi se obtiene de:

$$OMTSPLi = (ACTSPTLefi + ACTNELe fi) \cdot OMT\%^{M_i}$$

ACTSPTLefi: es el valor bruto de los activos fijos eficientes correspondiente a las instalaciones del sistema principal de transmisión asignadas totalmente a la demanda así como de aquellas incorporadas mediante el mecanismo de leasing, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo de cada componente del sistema de transmisión asignado totalmente a la demanda.

ACTNELe fi: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes, asignados totalmente a la demanda, calculado en cada año calendario (i) como:

$$ACTNELe fi = \%NE \cdot ACTSPTLefi$$

ACTSPTLi: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTSPTLi correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, asignados totalmente a la demanda,





en cada año tarifario (i) y de los costos indirectos realizados por la Empresa de Transmisión, según los criterios y límites establecidos en el Artículo 184 de este Reglamento, y que corresponden a proyectos que se desarrollen mediante el mecanismo de leasing, en cada año calendario (i) y que no han sido incluidos en el contrato de leasing.

ACTNSPTLi es el valor neto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPTLi correspondientes a cada componente (i) del sistema principal de transmisión, asignado totalmente a la demanda, en cada año tarifario (i) y de los costos indirectos realizados por la Empresa de Transmisión, según los criterios y límites establecidos en el Artículo 184 de este Reglamento, y que corresponden a proyectos que se desarrollen mediante el mecanismo de leasing, en cada año calendario (i) y que no han sido incluidos en el contrato de leasing.

GL: Sumatoria de los costos anuales de los contratos de Leasing vigentes durante el periodo tarifario. El mecanismo de leasing aplicado a la construcción de obras del sistema de transmisión tendrá carácter excepcional y deberá contar con la aprobación previa de la ASEP. Al concluir el periodo del leasing éste dejará de agregarse. La porción de los costos indirectos tales como inspección, ingeniería, etc., asociados en que incurra ETESA y que no estén incluidos en la cuota de leasing, se recuperará en forma similar a los otros activos equivalentes.

Los activos a considerar en cada año calendario (i) serán los existentes considerando los criterios de eficiencia, más aquellos cuya incorporación está prevista en el Plan de Expansión del sistema de transmisión aprobado por la ASEP a la fecha de cálculo del Ingreso Máximo Permitido. Para estos propósitos se revisarán las fechas indicadas en el Plan de Expansión a efectos de utilizar la fecha prevista más actualizada a la fecha de cálculo del IPST. Los activos que ingresen resultantes del Plan de Expansión serán considerados parcialmente, en función de su fecha de entrada en operación, a los efectos de los cálculos de rentabilidad y costos de Administración y Operación y Mantenimiento correspondientes al semestre (primero o segundo) del año calendario en que entren en operación.

Se deberá considerar asimismo que los Activos No Eléctricos que se necesitan adicionalmente para prestar el servicio de transmisión, tales como informática, vehículos, edificios, terrenos y que forman parte del Plan de Expansión de la Planta General, serán remunerados de acuerdo al valor eficiente establecido como un porcentaje de los activos eléctricos.

Cuando la Empresa de Transmisión desarrolle proyectos mediante el mecanismo de Leasing, los activos asociados formarán parte del Sistema Principal de Transmisión a partir de la fecha de entrada en operación y estos deberán ser identificados a fin de que sobre ellos se apliquen los cargos previstos para aquellos activos asignados totalmente a la demanda.

Cuando el Estado desarrolle proyectos estratégicos cuyos activos son cedidos a la Empresa de Transmisión, estos formarán parte del Sistema Principal de Transmisión a partir de la fecha de entrada en operación y estos deberán ser identificados a fin de que sobre ellos no se aplique rentabilidad ni depreciación y se consideren tales activos a los efectos de la determinación de los costos eficientes ADMTSPi y OMTSPi.

IPSPT se calculará como el Valor Presente Neto de los valores anuales IPSPTj correspondientes al año tarifario j, siendo:

$IPSPT_j =$  La suma de los IPSPTs de cada semestre que corresponde al año tarifario j.

O en el caso que no se cuente con una subdivisión semestral se calculará así:

$$IPSPT_j = (IPSPT_i - IPSPT_{i-1})/2$$

Donde para un año tarifario j, el año i y el año i-1 son los años calendarios abarcados por tal año tarifario, y que van del 1 de julio del año i-1 al 30 de junio del año i.

Cuando la ASEP disponga que los costos asociados a ciertas instalaciones deban ser recuperados mediante cargos por uso a abonar solo por la demanda, se deberá dividir el IPSPTj en dos partes, a saber:

- IPSPTGyD: es la parte del IPSPT que corresponde a las instalaciones cuyo costo es compartido entre generación y demanda. A estas instalaciones del SPT se le denominará como Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda.
- IPSPTL: es la parte del IPSPT que corresponde a las instalaciones cuyo costo es absorbido solo por la demanda. A estas instalaciones del SPT se le denominará como Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda.



En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el IPSPTj desagregado en IPSPTGyD e IPSPTL y también por nivel de tensión.

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

**Se modifica el Artículo 190, específicamente el literal f.**

f) Al finalizar el año tarifario, los créditos o débitos finales que se generan de la suma de los resultados del literal d) y e), no serán actualizados con el Índice de Precios al Consumidor (IPC), y serán descontados o agregados en la facturación del Cargo por Uso inmediatamente siguiente, de acuerdo al procedimiento de liquidación realizado por la Empresa de Transmisión.

**Se modifica el Artículo 197, específicamente los pasos 9 y 10.**

**Paso 9: Determinación de los Cargos Adicionales del SPT por unidad de potencia**

- Este Paso será de aplicación exclusiva para el periodo comprendido entre la puesta en vigencia de este Reglamento y la puesta en servicio de la primera instalación definida por la ASEP como "Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda".
- Se definen como Agentes Excluidos del pago de los cargos por uso del SPT a los generadores de la Zona 6, Zona 7 y Zona 9 y como Agentes Excluidos del pago del 50% de los cargos por uso del SPT a los generadores de la Zona 8.
- Se definen como Agentes Sujetos al pago del Cargo Adicional a todas las demandas, excluidas las de la Zona 1, Zona 2, Zona 3 y Zona 4.
- El Cargo Adicional del SPT para el año tarifario "i" ( $CADIC_i$ ) se determina de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CADIC_i = \sum_{z \in z_{exc}} CZONP_{zi}(G) + CXUSOPE_i(G) * \sum_{z \in z_{exc}} \sum_g Cinst_{zgi} - 0.5 * (CZONP_{z8i}(G) + CXUSOPE_i(G) * \sum_g Cinst_{z8gi})$$

Donde:

- $z_{exc}$ : Zonas correspondientes a los Agentes Excluidos (Zona 6, Zona 7 y Zona 9)  
 $z8$ : Zona correspondientes a los Agentes Excluidos del pago del 50% de los cargos por uso del SPT (Zona 8)

- Los Cargos Adicionales del SPT por unidad de potencia, que deben pagar los Agentes Sujetos al pago del Cargo Adicional, resultan de las siguientes expresiones:

$$CADICU_i(D) = CADIC_i / \sum_d^{z_{ca}} Pma_{zdi}$$



Donde:

$CADICU_i(D)$ : Es el Cargo Adicional del SPT por unidad de potencia, correspondiente a las demandas definidas como Agentes Sujetos al pago del Cargo Adicional, válido para el año tarifario "i". El cargo se expresa por unidad de potencia máxima anual no coincidente de la demanda.

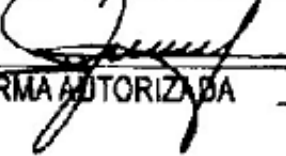
$zca$ : Zonas correspondientes a los Agentes Sujetos al pago del Cargo Adicional

#### **Paso 10: 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, más el Cargo por Potencia determinado por el método de Estampilla Postal, más el Cargo Adicional que le corresponda a la demanda. En forma transitoria los agentes generadores de la Zona 6, Zona 7 y Zona 9 quedan excluidos del pago de los cargos por uso del SPT y los agentes generadores de la Zona 8 quedan excluidos del pago del 50% los cargos por uso del SPT.

El presente Documento es fotocopia de su Original. Según  
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad  
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 30 días del mes de diciembre de 20 13

  
FIRMA AUTORIZADA