

ANEXO A

Resolución AN No.5609-Elec de 26 de septiembre de 2012

Pliego Tarifario para el cargo por uso del Transformador del Potencia de 230/34.5 kV de 50/60 MVA ubicado en la Subestación Cañazas, Provincia de Bocas del Toro, propiedad de la empresa Petroterminal de Panamá, S.A. para el periodo comprendido del 1° de julio de 2009 al 30 de junio de 2013.

**PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSMISION POR
EL USO DE REDES PROPIEDAD DE PETROTERMINAL DE PANAMA, S.A.
EN SUBESTACIÓN CAÑAZAS, PROVINCIA DE BOCAS DEL TORO**

PERIODO DE JULIO 2009 A JUNIO 2013

1. GENERALIDADES

a. Antecedentes

Petroterminal de Panamá, S.A. (PTP) financió y construyó la Subestación Cañazas, ubicada en el Distrito de Chiriquí Grande, Provincia de Bocas del Toro, para proveer de electricidad sus estaciones de bombeo asociadas al Proyecto de Reversión del Oleoducto que permitiría trasegar petróleo crudo desde el Océano Atlántico al Pacífico a través de sus terminales de trasego ubicadas en Chiriquí Grande y en la Bahía de Charco Azul, respectivamente.

La Subestación Cañazas fue construida en el periodo entre Octubre 2007 a Abril de 2009, por el Contratista CELMEC bajo la estrecha coordinación técnica, y con PTP como dueño, con la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) en función del Contrato de Acceso a la Transmisión suscrito entre las partes. La fabricación del transformador de potencia de 230/34.5 kV de 50 MVA fue encomendada a la firma ABB del Brasil en Octubre de 2007. Posteriormente, luego del proceso de pruebas de los sistemas electromecánicos y de calibración de los sistemas de comunicación y tele protección, la Subestación y el transformador fueron puestos en operación comercial el día 21 de noviembre de 2009, fecha en que PTP entra al Mercado Mayorista de Electricidad como Gran Cliente.

Posteriormente en el año 2010, PTP decidió focalizarse en sus operaciones petroleras y determinó, en base a la regulación eléctrica vigente, salirse del Mercado Eléctrico como Gran Cliente acogéndose a las tarifas reguladas de media tensión de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) en sus tres (3) estaciones de bombeo. El 2 de febrero de 2010 PTP y ETESA firman un Acuerdo de Renuncia del Acceso a la Transmisión para convertirse en gran cliente con tarifas reguladas. En este Acuerdo se confirma que el CND había certificado la fecha del 21 de noviembre de

2009, como la fecha de entrada en operación comercial de la Subestación Cañazas, y por ende su transformador de potencia de 50 MVA.

Como consecuencia de esta renuncia, y luego de negociaciones entre las partes, EDECHI adquiere las instalaciones de 34.5 kV construidas por PTP dentro de la Subestación Cañazas al igual que los tres (3) circuitos de media tensión N° 34-58, 34-59 y 34-60 que tienen una longitud total de 32 km que llegan hasta las estaciones de bombeo mencionadas y con gran proximidad con las comunidades bocatoreñas del Distrito de Chiriquí Grande.

Similarmente, las instalaciones del patio de 230 kV y las líneas de interconexión de 230 kV asociadas (se conectan al circuito 230-20 que va de Subestación Fortuna a la Subestación Changuinola) son adquiridas por ETESA luego de negociaciones con PTP y en acatamiento de la Resolución de la ASEP N° AN-4701-Elec de 24 de Agosto de 2011 que tiene el objetivo de materializar la integración a la red nacional de electricidad las redes de distribución de EDECHI que servían, como sistema aislado, a las comunidades bocatoreñas de Chiriquí Grande, Rambala y Punta Peña y suspender así la costosa operación a base de pequeños generadores diesel operadas por PTP en Chiriquí Grande como parte del contrato PTP-EDECHI N° 06-04 que vencía en diciembre de 2013.

Es a partir del día 22 de abril de 2012, que el transformador de potencia de 230/34.5 kV de 50 MVA, de propiedad de PTP, materializa la conexión de las instalaciones de 230 kV (Sistema Principal de Transmisión) con las instalaciones de EDECHI en 34.5 kV y es utilizado por esta empresa de distribución para distribuir y comercializar la energía eléctrica a las comunidades mencionadas antes. A partir de esta fecha los pequeños generadores diesel que operaba PTP son apagados.

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la Resolución N° AN-4850-Elec de 27 de Octubre de 2011 determinó en su Resuelto Cuarto lo siguiente:

“Ordenar que cuando se produzca la conexión del poblado de Chiriquí Grande con el Sistema Interconectado Nacional y hasta tanto el Transformador no sea reemplazado y sea utilizado por la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. la sociedad

Petroterminal de Panamá, S.A. tendrá el derecho a cobrar un peaje por conexión a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., en base a un Pliego de Cargos presentado por Petroterminal de Panamá, S.A., a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, de acuerdo a las regulaciones vigentes. En relación a las pérdidas del Transformador, hasta que se produzca la conexión de Chiriquí Grande al Sistema Interconectado Nacional, Petroterminal de Panamá, S.A. deberá asumir las mismas. Una vez que se realice la referida conexión, las pérdidas pasarán a contabilizarse como parte de las pérdidas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional".

En la misma Resolución N° AN-4850-Elec, en el Resuelto Primero, la ASEP le otorga un plazo de cuatro (4) años a EDECHI a partir del 28 de Octubre de 2011, o sea hasta el 27 de Octubre de 2015, para decidir si adquiere un transformador nuevo con sus especificaciones técnicas o compra el Transformador de 50 MVA a PTP para su uso como parte de la red de distribución y comercialización del servicio público de electricidad.

En este Pliego Tarifario se establecen los fundamentos, criterios, metodologías y resultados de los cálculos de las retribuciones que tendrá derecho PTP a cobrar a EDECHI por el acceso a sus instalaciones asociadas al transformador de potencia de 50 MVA.

b. Criterios Regulatorios

Este Pliego Tarifario por uso de las redes (transformador de PTP) se fundamenta en los criterios y metodologías establecidos en el Reglamento de Transmisión del Mercado Eléctrico de Panamá y aplicable a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la Resolución N° JD-5216 de 14 de abril de 2005 y modificado mediante las Resoluciones JD-5351, JD-5352, JD-5353 de 14 de junio de 2005 y JD-5436 del 27 de julio de 2005, la Resolución N° AN-1806-Elec de 16 de junio de 2008, la actualización al Reglamento de Transmisión mediante la Resolución N° AN-2504-Elec de 18 de marzo de 2009, la Resolución N° AN-2820-Elec de 28 de julio de 2009 y sus Anexos, y la Resolución N° AN-4524-Elec de 23 de junio de 2011.

2. VIGENCIA

La vigencia del presente Pliego Tarifario estará comprendida entre el 1º de julio de 2009 y el 30 de junio de 2013, sujeto a la debida aprobación de la ASEP. Sin embargo se aclara que se aplicará a EDECHI solo a partir del 22 de abril de 2012 fecha en la que las Comunidades de Chiriquí Grande, Rambala y Punta Peña se interconectaron al Sistema Interconectado Nacional, siguiendo las directrices establecidas por la ASEP en la Resolución N° AN-4850-Elec de 27 de octubre de 2011.

3. ACTIVOS DE TRANSMISION

Los activos de transmisión identificados para el cálculo del peaje por el uso del transformador que debe pagar EDECHI son los mínimos necesarios para su operación y mantenimiento, y se incluye el Sistema de Medición Comercial (SMEC) en vista de que para administrar el mismo es necesario monitorear la intensidad de uso y supervisar la carga de potencia y energía que fluye a través de él.

Aunque asociados a la operación y mantenimiento del transformador de potencia se identifican múltiples equipos, solo algunos de ellos han sido tomados en cuenta para el cálculo de peaje ya que han sido vendidos a EDECHI o a ETESA. El listado total de activos usados en la administración del transformador son:

Descripción	Comentario
Un (1) Transformador de potencia 230/34.5 kV, 50 MVA, ABB (Brasil), serie N° 1ZBR60784 (año 2008) con devanados de cobre, con su fundación y piscina de contención de aceite y tanque colector, red de tierra, pararrayos, cables de potencia de 34.5 kV y sistema de protección diferencial del transformador.	Propiedad de PTP y pendiente de decisión de EDECHI para su compra.
Un (1) Sistema de Medición Comercial (SMEC) compuesto del medidor multifuncional NEXUS, transformadores de corriente (3) Trench 200:5 amperios y de tensión inductivos (3) Trench, a 230 kV.	Propiedad de PTP, necesario para la medición de energía que pasa por el transformador.
Un (1) interruptor de potencia de 230 kV, SF6, 31.5 kA, 2000 amperios (N° 23B22). ABB modelo LTB245E1.	En proceso de venta a ETESA. Asociado a la protección diferencial del Transformador.
Un (1) seccionador motorizado de 230 kV, 2000 amperios (N° 23T1), unido a la barra B.	En proceso de venta a ETESA, necesario para la maniobra de mantenimiento.
Un (1) seccionador manual de 230 kV, 2000 amperios (N° 23B23), unido a la barra B.	En proceso de venta a ETESA, necesario para la maniobra de mantenimiento.
Tres (3) transformadores de corriente de 230 kV, ABB,	En proceso de venta a ETESA.

1200:5/5 A, C800. Adyacente al interruptor N° 23B22.	Asociado a la protección diferencial del Transformador.
Un (1) interruptor de potencia de 34.5 kV, 2000 amperios (N° 52L1/3T1).	Vendido a EDECHI. Asociado a la protección diferencial del Transformador.
Tres (3) transformadores de corriente de 34.5 kV, 1200:5 A, C100.	Vendido a EDECHI. Asociado a la protección diferencial del Transformador.

Los activos de transmisión, propiedad de PTP, utilizados para el cálculo del Pliego de Cargo se detallan en las siguientes tablas:

Costos Directos de Activos Fijos del Transformador	Costo (B/.)
Fabricación, suministro, transporte a sitio, instalación y pruebas del Transformador de 230/34.5 kV, 50 MVA	1,189,500.00
Fabricación, suministro y transporte de pararrayos de 230 kV y 34.5 kV.	19,668.00
Montaje de pararrayos de 230 kV y 34.5 kV.	3,570.00
Diseño para integración de la protección diferencial inherente al transformador 50 MVA, suministro e instalación de cables de control y de potencia reducida, conexionado de alarmas, pruebas y puesta en servicio de la protección.	11,655.00
Fundación del transformador, piscina de contención de aceite por derrame y tanque colector de aceite.	19,836.34
Suministro para la Casa de Control, servicios auxiliares cables de media tensión 34.5 kV de potencia reducida # 2 AWG, XLPE, generador de emergencia, transformador de servicios auxiliares tipo gabinete, cables de potencia de media tensión XLPE de 34.5 kV, malla de puesta a tierra, iluminación exterior, tableros de 125 VDC para protección del transformador, sistema de comunicación y de tele protección. Conectan al transformador con el patio de 34.5 kV y el transformador de servicios auxiliares de 34.5/208V, 75 kVA, tipo gabinete.	31,532.68
Montaje para la Casa de Control, servicios auxiliares incluyendo al transformador, cables de potencia y de potencia reducida en media tensión, terminales de cables, generador de emergencia, malla de puesta a tierra, iluminación exterior, tableros de 125 VDC para protección del transformador, sistema de comunicación y de tele protección.	4,035.90
Fundación del transformador de servicios auxiliares de 75 kVA, 34.5/208V.	709.34
Sub Total Costos Directos de activos del transformador	1,280,507.26

Los activos asociados al SMEC son:

Costos Directos de Activos Fijos asociados al SMEC	Costo (B/.)
Un (1) Sistema SMEC, incluyendo tablero de medición dentro de la casa de control y de medidas desde los transformadores de corriente y de tensión, medidor NEXUS, programación, cableado de comunicación y protocolo con el CND.	26,840.24
Tres (3) transformadores de corriente 230 kV, 200/300:5/5 A, precisión	65,250.60

0.1B0.2, marca Trench N° IOSK245.	
Tres (3) transformadores de tensión 230 kV, tipo inductivo, precisión 0.1, marca Trench N° VEOT245.	65,286.72
Transformadores de corriente auxiliares 5/5 A.	675.00
Transformadores de tensión auxiliares 66.4/115 V.	443.55
Tres (3) fundaciones y estructuras de transformadores de corriente de 230 kV.	5,483.04
Tres (3) fundaciones y estructuras de transformadores de tensión de 230 kV.	3,488.46
Sub Total Suministro y Montaje, y obras civiles SMEC	167,467.61
Total Costo Directo de Activos Fijos de PTP (Transformador y SMEC)	1,447,974.87
Administración de las Obras (4% del Costo Base del Equipo)	57,918.99
Inspección de las Obras (3% del Costo Base del Equipo)	43,439.25
Costo Total de las Obras de PTP	1,549,333.11

La Subestación Cañazas, al igual que los equipos de patio 230 kV, el transformador de potencia y el Sistema SMEC entraron en operación comercial el día 21 de Noviembre de 2009, tal como consta en el Acuerdo de Renuncia al Acceso a la Transmisión entre PTP y ETESA de fecha 2 de Febrero de 2010, firmado entre las partes, en el cual se formaliza la desvinculación de PTP como Gran Cliente del Mercado Mayorista de Electricidad en Panamá y decide acogerse como Gran Cliente regulado de EDECHI.

4. METODOLOGIA DEL CALCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO

El Reglamento de Transmisión establece las definiciones que se deberán entender como Cargos de Conexión al sistema principal de transmisión:

- **Cargos de Conexión:** Reflejan los costos de los activos de conexión asignados a un usuario cuando estos no son propiedad del usuario.
- **Conexión:** Entre el sistema de transmisión eléctrica y sus usuarios: es el conjunto de líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son estricta y directamente necesarios para materializar la vinculación eléctrica del usuario en uno o varios puntos determinados del Sistema Principal de Transmisión.
- **Sistema de Transmisión:** Es el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional sean de conexión o del sistema principal de transmisión, pertenecientes a los

Prestadores del Servicio Público de Transmisión que tienen concesiones de transmisión.

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.

La metodología utilizada para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la conexión al sistema principal de transmisión son los aprobados para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. mediante la Resolución de la ASEP N° AN-2718-Elec de 30 de Junio de 2009, modificada por la Resolución N° AN-2820-Elec de 28 de Julio de 2009, y sus Anexos A y B, los cuales se detallan en la Tabla N° 1:

Tabla N° 1
Parámetros a ser considerados en el Cálculo del Ingreso Máximo Permitido para los Cargos de Conexión por Uso del Transformador

Parámetros	2009	2010	2011	2012	2013
Tasa de Rentabilidad (% Activo Neto)	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71
OyM (% del Activo Bruto)	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42
ADM (% del Activo Bruto)	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76
Depreciación media (% del Activo Bruto)	2.57	2.57	2.57	2.57	2.57

En base al Artículo 181 del Reglamento de Transmisión, sección IX.2.2 “Ingreso Permitido para cubrir los costos de conexión al Sistema de Transmisión” el cálculo de los cargos está definido por la siguiente fórmula:

$$\mathbf{IPCTi = ADMCTi + OMTCTi + ACTCTi*DEP\% + ACTNCTi*RRT}$$

Donde:

IPCTi es el valor de los ingresos permitidos para cubrir los costos de conexión al sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del periodo tarifario.

DEP% y **RRT** son las variables previamente definidas por la ASEP.

ADMCTi es el valor de los ingresos permitidos por costos de administración de las conexiones al sistema de transmisión en el año calendario (i), del periodo tarifario.

$$\text{Donde: } \mathbf{ADMCTi = ACTCTefi * ADMT\%^{M*}}$$

OMTCTi es el valor de los ingresos permitidos por costos de operación y mantenimiento de las conexiones al sistema de transmisión en el año calendario (i) del periodo tarifario. El valor de OMTCTi se obtiene de la siguiente expresión:

$$\text{OMTCTi} = \text{ACTCTefi} * \text{OMT}\%^{M*}$$

ACTCTefi es el valor bruto de los activos fijos eficientes de conexión, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo ACTCTm de las instalaciones eficientes correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

ACTCTi es el valor bruto de los activos fijos de conexión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTCTm correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

ACTNCTi es el valor neto de los activos fijos de conexión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTNCTm correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

5. RESULTADOS DEL CALCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR EL EQUIPO DE CONEXIÓN

El ingreso máximo permitido por el cargo de conexión será la suma de la rentabilidad del equipo luego de su depreciación, el costo de operación y mantenimiento y el costo de administración, según lo establecido en el artículo 181 del Reglamento de Transmisión.

Depreciación: Corresponde al valor del equipo actual multiplicado por el porcentaje de depreciación de activos de conexión (2.57%).

Rentabilidad del equipo: Corresponde al valor neto del equipo multiplicado por la tasa de rentabilidad (RRT = 10.71%).

Costo de operación y mantenimiento: Corresponde al valor original del equipo por el indicador $\text{OMT}\%^{M*}$.

Costo de administración: Corresponde al valor original del equipo multiplicado por el indicador $\text{ADMT}\%^{M*}$.

En la tabla N° 2 se muestran los resultados de cálculo para el ingreso máximo permitido para el cargo por conexión aplicable a la empresa EDECHI por el uso del transformador de

potencia de 230/34.5 kV y el SMEC ubicados en la Subestación Cañazas, Distrito de Chiriquí Grande, Provincia de Bocas del Toro. Se ha utilizado el Costo Total de las Obras de PTP de B/. 1,549,333.11 como el valor de los activos fijos brutos al 30 de junio de 2009 y se ha realizado una depreciación de dos (2) meses en el periodo semestral de 1º de julio al 31 de diciembre de 2009 en virtud de la entrada de operación comercial de esos activos el día 21 de noviembre de 2009.

Tabla Nº 2
Resultados del Cálculo de Ingreso Máximo Permitido por
El Equipo de Conexión de PTP

Semestre	1 Jul a 31 Dic 2009	1 Ene a 30 Jun 2010	1 Jul a 31 Dic 2010	1 Ene a 30 Jun 2011	1 Jul a 31 Dic 2011	1 Ene a 30 Jun 2012	1 Jul a 31 Dic 2012	1 Ene a 30 Jun 2013
Valor Bruto (B/.)	1,549,333.11	1,542,696.80	1,522,787.87	1,502,878.94	1,482,970.01	1,463,061.08	1,443,152.15	1,423,243.22
Depreciación semestral (2.57%)	6,636.31	19,908.93	19,908.93	19,908.93	19,908.93	19,908.93	19,908.93	19,908.93
Valor Neto (B/.)	1,542,696.80	1,522,787.87	1,502,878.94	1,482,970.01	1,463,061.08	1,443,152.15	1,423,243.22	1,403,334.29
Tasa de R %	10.71%	10.71%	10.71%	10.71%	10.71%	10.71%	10.71%	10.71%
Rentabilidad (B/.)	82,611.41	81,545.29	80,479.17	79,413.04	78,346.92	77,280.80	76,214.67	75,148.55
O&M %	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%
O&M (B/.)	11,000.27	11,000.27	11,000.27	11,000.27	11,000.27	11,000.27	11,000.27	11,000.27
ADM %	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%
ADM (B/.)	5,887.47	5,887.47	5,887.47	5,887.47	5,887.47	5,887.47	5,887.47	5,887.47
Cargo Semestral (B/.)	106,135.45	118,341.95	117,275.83	116,209.70	115,143.58	114,077.46	113,011.34	111,945.21
Cargo mensual (B/.)	17,689.24	19,723.66	19,545.97	19,368.28	19,190.60	19,012.91	18,835.22	18,657.54

Capacidad del Transformador MVA

50.00

	Año 2009 (II-S)	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013 (I-S)
IMP Anual (B/.)	106,135.45	235,617.78	231,353.29	227,088.79	111,945.21
Cargo Semestral por Demanda Máxima (B. / MW)	2,122.71	2,356.18	2,313.53	2,270.89	2,238.90
Cargo Mensual por Demanda Máxima (B. / MW)	353.78	392.70	385.59	378.48	373.15

Los cargos mensuales que se muestran en la Tabla Nº 2 serían aplicados a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) previa aprobación de la ASEP a esta propuesta desde el 22 de abril de 2012 hasta el 30 de junio de 2013.