

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.



**PLIEGO TARIFARIO POR SERVICIOS
PÚBLICOS DE TRANSMISIÓN
2009 – 2013**

ACTUALIZACIÓN TARIFARIA AÑO No. 3

**CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN,
DE LOS AÑOS TARIFARIOS 3 Y 4 MODIFICADOS.
RESOLUCIÓN AN No. 4524- ELEC DE 23/JUN/2011.**

29 de junio de 2011

INTRODUCCIÓN

Con base en la Resolución AN No. **4524-Elec**, del 23 de junio de 2011, mediante la cual la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) aprueba las modificaciones a los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT), para los años 3 y 4 del Pliego Tarifario vigente del Servicio Público de Transmisión de Electricidad, de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA), se presentan:

1. Los cargos que pagarán a **ETESA**, los agentes que hacen uso de los servicios de transmisión.
2. Los Factores de Pérdidas por transmisión, de acuerdo a lo establecido en las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, aprobadas por la ASEP.

1. CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN

Los servicios de transmisión bajo responsabilidad de **ETESA** son los siguientes:

- a. Conexión.
- b. Uso del Sistema Principal de Transmisión.
- c. Operación integrada

La aplicación de estos Cargos será a todos los usuarios del Servicio Público de Transmisión de electricidad, entendiéndose como tal a los usuarios directos e indirectos del Sistema Interconectado Nacional de transmisión, conforme los define el Régimen Tarifario de Transmisión vigente para el periodo del 1 de julio de 2009 al 30 de junio de 2013.

Los cargos por uso, servicio de operación integrada y conexión serán actualizados anualmente, de acuerdo a la metodología establecida en los Capítulos IX.3. y XI.2. del Reglamento de Transmisión, aprobado por la ASEP, en Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones posteriores.

Los cargos modificados y actualizados del Año 3 rigen, desde el 1 de julio de 2011, hasta el 30 de junio de 2012 y los cargos modificados del Año 4, rigen desde el 1 de julio de 2012, hasta el 30 de junio de 2013.

El informe de Actualización Tarifaria está disponible en la página Web de ETESA www.etsa.com.pa.

1.1 CARGOS POR CONEXION

Los cargos por conexión reflejan los costos de los activos necesarios con el nivel de confiabilidad requerido en las normas, para conectar cada cliente al Sistema Principal de Transmisión, cuando éstos no son propiedad del usuario.

Estos cargos están calculados sobre la base de los diferentes tipos de activos de conexión, puestos a disposición por ETESA y serán pagados por los usuarios, de acuerdo al "equipamiento típico" utilizado

En el cuadro No. 1 se presentan los cargos por conexión, "para las instalaciones consideradas en el cálculo tarifario" que corresponden a los activos de conexión

existentes y los "que se incorporen", durante la vigencia del periodo tarifario 2009-2013. Además se incluyen cargos por conexión para instalaciones cuyo desarrollo está condicionado al esquema topológico de instalaciones existentes.

CUADRO No. 1
CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN
AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN ACTUALIZADOS (*)
AÑO TARIFARIO No. 3

TIPO DE ACTIVO	Que se Incorporan	Consideradas (2)
Salidas de Conexión		
	Miles B./Salida	
CXS34.5 Barra Sencilla	45.88	27.25
CXS34.5 Interruptor y Medio	75.00	44.54
CXS115 Barra Sencilla	119.04	70.71
CXS115 Interruptor y Medio	172.35	102.37
CXS230 Interruptor y Medio	251.90	149.62
CXS230 Barras Sencillas	120.96	N/A
Transformadores		
	Miles B./MVA	
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	10.21	6.06
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	7.05	4.18
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	7.02	4.17
CXTR Reductor 20/24 MVA	6.53	3.88
Líneas		
	Miles B./km	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	17.23	10.23
CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR	25.90	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR	18.95	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR	28.75	N/A
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	27.08	N/A
CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR	36.73	N/A
CXL230 KV Circuito.Sencillo/torres Doble (1)	31.50	N/A
PARA INSTALACIONES DE EXPANSIÓN CONDICIONADA		
Salida de conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)		Miles B./Salida
1 IP - 230 KV	195.22	N/A
2 IP - 230 KV	364.96	N/A
1 IP - 115 KV	125.31	N/A
2 IP - 115 KV	234.10	N/A
1 IP - 34.5 KV	67.93	N/A
2 IP - 34.5 KV	109.13	N/A

(*) Actualización de los cargos aprobado por Resolución AN No. 2912 Elec, de 28 de agosto de 2009, con el Coeficiente de Actualización Estructural por Índice de Precios al Consumidor : 1.0376.

(a) Esquema de conexión de interruptor y medio, con adición de uno o dos interruptores debido a la configuración de las subestaciones existentes.

(1) Línea de 230 KV conductor 1200 ACAR con un solo circuito en torres de doble circuito.

(2) Existentes y previstas dentro del Período Tarifario.

NA No aplica.

1.2 CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT)

Los CUSPT se aplicarán según las zonas establecidas por la ASEP, en el Reglamento de Transmisión, mediante la resolución No. JD-5216, del 14 de abril de 2005. (Vea detalle de las zonas en el Apéndice A de este Anexo)

Los CUSPT reflejan los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del Sistema Principal de Transmisión, con el nivel de confiabilidad requerido en las normas de acuerdo a la evaluación realizada para el periodo tarifario. En el Cuadro No. 2 se presentan los CUSPT- Año No. 3: 01/jul/11-30/jun/12, modificados por

Resolución AN No. **4524-Elec**, del 23 de junio de 2011 y actualizados con los Coeficientes de Ajustes Estructurales (1.0225).

CUADRO No. 2
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
AÑO TARIFARIO No. 3 – ACTUALIZADO
 (Balboas / kW / año)

Zona	Generación	Demanda
1	14.96	0.00
2	36.05	3.24
3	30.70	3.50
4	24.21	0.00
5	12.30	4.22
6	0.00	6.60
7	0.00	14.14
8	0.08	2.46
9	2.25	6.34
10	33.78	20.27

En el Cuadro No. 3 se presentan los CUSPT- Año No. 4: 01/jul/12-30/jun/13, modificados por Resolución AN No. **4524-Elec**, del 23 de junio de 2011.

CUADRO No. 3
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
AÑO TARIFARIO No. 4.
 (Balboas / kW / año)

Zona	Generación	Demanda
1	16.72	0.00
2	34.94	3.63
3	33.46	4.10
4	16.86	0.00
5	8.79	5.30
6	0.00	7.51
7	0.00	14.15
8	0.00	3.39
9	0.00	7.77
10	28.64	6.43

Los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, se aplican a los kW de capacidad instalada de generación; a la potencia máxima inyectada prevista, en el caso de autogeneradores y cogeneradores y a los kW de demanda máxima no coincidente prevista (Apéndice B), en el caso de los participantes consumidores. Los CUSPT se pagan mensualmente, a razón de un doceavo del cargo anual correspondiente.

1.3. CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)

Los servicios de operación integrada incluyen los costos asociados al Centro Nacional de Despacho (CND) y de Hidrometeorología y se recuperan por partes iguales entre los agentes productores y los agentes consumidores vinculados física y eléctricamente al Sistema Interconectado Nacional (SIN). El cargo por el servicio de operación integrada se aplicará a la capacidad instalada, en el caso de los generadores y a la demanda máxima anual no coincidente prevista, en el caso de los participantes consumidores. En el Cuadro No. 4 se presentan los cargos unitarios establecidos.

CUADRO No. 4
CARGOS MENSUALES POR OPERACIÓN INTEGRADA
ACTUALIZACIÓN - AÑO TARIFARIO No. 3 (*)
(Balboas por kW / mes)

AGENTES	TOTAL
Generadores	0.1611
Consumidores	0.2417

(*) Actualización de los cargos aprobado por Resolución AN No. 2912 Elec, de 28 de agosto de 2009, con el Coeficiente de Ajuste Estructural por Índice de Precios al Consumidor: 1.0376.

2. FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

El valor de las pérdidas del sistema de transmisión se determina de acuerdo con el Numeral 11 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, aprobadas por la Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y modificadas por las Resoluciones No. JD-763 de 8 de junio de 1998, JD-3207 de 22 de febrero de 2002, JD-3463 de 21 de agosto de 2002 y JD-4812 de 27 de junio de 2004.

El valor total de las pérdidas es repartido ente los participantes consumidores en proporción a los Factores de Pérdidas Promedio (FPP) para cada una de las zonas de transmisión donde se retira energía, que se presentan en el Cuadro No. 5.

CUADRO No. 5
FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN POR ZONAS

ZONA	FACTORES
1	0.3484%
2	*
3	*
4	1.5120%
5	7.2153%
6	7.7117%
7	74.4333%
8	*
9	8.3761%
10	0.4032%

Los costos relativos a las pérdidas de energía de transmisión son calculados mensualmente por el Centro Nacional de Despacho (CND) como un cargo por separado, integrando horariamente la diferencia entre la generación y el consumo, valorada al precio de la energía del Mercado Ocasional.

Estos factores son utilizados para distribuir las pérdidas de energía de transmisión entre los participantes consumidores. En las zonas en donde más de un agente comprador recibe energía, el factor de pérdida de transmisión se ponderará en proporción a la energía recibida por cada agente. Los FPP podrán ser revisados anualmente por ETESA o extraordinariamente si surge un comprador cuyo consumo lo justifique, previa aprobación de la ASEP.

A los agentes que soliciten conectarse al sistema de transmisión propiedad de ETESA en las zonas donde no se han calculado factores de pérdidas, se les comunicará en un plazo no mayor de quince (15) días el Factor Promedio de Pérdida correspondiente, a partir de la fecha en que el agente comunique el inicio de las pruebas de conexión. La modificación de los factores de pérdidas se informará a todos los participantes consumidores.

APÉNDICE A

ZONAS DE CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

ZONA	COBERTURA DE LA ZONA
1	<ul style="list-style-type: none"> Desde la frontera con Costa Rica, hasta S/E PROGRESO y hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Río Escarrea (cerca de Concepción)
2	<ul style="list-style-type: none"> De norte a sur, desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Fortuna y S/E Changuinola atraviesa el límite provincial entre las provincias de Bocas del Toro y Chiriquí, hasta donde una línea ficticia paralela a la línea en 230 kV que une las S/E Llano Sánchez, S/E Veladero, S/E Mata de Nance y S/E Progreso, que deja las mencionadas subestaciones inmediatamente al sur de la misma, corta las líneas en 230 kV que vinculan las S/E Veladero con S/E Guasquitas y S/E Mata de Nance con S/E Fortuna.
3	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E Caldera, hasta donde la línea en 115 kV que une las S/E Caldera y S/E Mata de Nance atraviesa el poblado de Dolega.
4	<ul style="list-style-type: none"> De oeste a este, desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Mata de Nance y S/E Progreso atraviesa el río Escarrea, hasta donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Veladero y S/E Llano Sánchez atraviesa el río San Pedro.
	<ul style="list-style-type: none"> De norte a sur, desde donde una línea ficticia paralela a la línea en 230 kV que une las S/E Llano Sánchez, S/E Veladero, S/E Mata de Nance y S/E Progreso, que deja las mencionadas subestaciones inmediatamente al sur de la misma, corta las líneas en 230 kV que vinculan las S/E Veladero con S/E Guasquitas y S/E Mata de Nance con S/E Fortuna,
	<ul style="list-style-type: none"> y desde donde la línea en 115 kV que une las S/E Mata de Nance y S/E Caldera atraviesa el poblado de Dolega.
5	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E LLANO SANCHEZ, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Río San Pedro (entre Soná y Santiago).
	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E LLANO SANCHEZ, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el límite provincial entre Coclé y Panamá.
6	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E CHORRERA, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el límite provincial entre Coclé y Panamá
	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E CHORRERA, hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Canal de Panamá.
7	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E PANAMÁ, hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Canal de Panamá.
	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E PANAMÁ, hasta donde la línea transmisión de 115 kV atraviesa el límite provincial entre Colón y Panamá.
	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E PANAMA, hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Río Mamoní (cerca de Chepo).
8	<ul style="list-style-type: none"> Por el Oeste, desde la S/E BAYANO, hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Río Mamoní (cerca de Chepo);
	<ul style="list-style-type: none"> y por el Este, desde la S/E BAYANO, hasta el límite provincial entre Panamá y Darién.
9	<ul style="list-style-type: none"> Desde la S/E BAHIA LAS MINAS, hasta el límite provincial entre Colón y Panamá.
10	<ul style="list-style-type: none"> Desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Fortuna y S/E Changuinola atraviesa el límite provincial entre las provincias de Bocas del Toro y Chiriquí, hasta la S/E Changuinola.

APÉNDICE B

CAPACIDAD INSTALADA PREVISTA (MW)		
DETALLE	AÑO 3	AÑO 4
	01-jul-11 30-jun-12	01-jul-12 30-jun-13
CENTRALES MAYORES DE 20 MW		
Zona 1-Bajo de Mina	56.00	56.00
Zona 1 -Baitún	29.57	88.70
Zona 2 - Fortuna	300.00	300.00
Zona 2 - Estí	120.00	120.00
Zona 2- Gualaca	2.10	25.20
Zona 2 - Lorena	33.80	33.80
Zona 2 - Prudencia	46.67	56.00
Zona 3 - Estrella	47.20	47.20
Zona 3 - Los Valles	54.76	54.76
Zona 3 - Mendre	19.75	19.75
Zona 6 - PAN AM	96.00	96.00
Zona 7 - EGESA	40.00	40.00
Zona 7 - COPESA	46.00	46.00
Zona 7 - Pacora	53.53	53.53
Zona 7 - ACP-Miraflores	112.00	112.00
Zona 8 - Bayano	260.00	260.00
zona 9 - Lminas 1	120.00	120.00
Zona 9 - Lminas 2	160.00	160.00
Zona 9 - El Giral	50.52	50.52
Zona 9 - Térmica Cativá	87.20	87.20
Zona 9 - ACP-Colón	15.00	15.00
zona 9 - Termo Colón	150.00	150.00
Zona 10- Chan I	203.90	222.46
SUB TOTAL	2,104.00	2,214.12
MINIHIDROELÉCTRICAS (MAYORES 5 MW - HASTA 20 MW)		
Zona 1-Bajo Frío	0.00	9.33
Zona 3 - Cochea	0.00	8.33
Zona 3- Algarrobos	9.86	9.86
Zona 3 - Mendre 2	0.67	8.00
Zona 4 - Pando	0.00	5.33
Zona 4 - Monte Lirio	0.00	8.61
Zona 4 - Concepción	10.00	10.00
Zona 4 - RP-490	0.00	4.14
zona 4 - Bajos de Totuma	0.00	2.50
Zona 4 - Perlas Norte	0.00	7.50
Zona 4 - Perlas Sur	0.00	7.50
Zona 4 - Pedregalito	20.00	20.00
Zona 4 - Pedregalito 2	10.83	13.00
Zona 5 - El Fraile	3.19	5.47
Zona 5 - La Huaca	1.26	5.05
SUB TOTAL	55.81	124.63
TOTAL PREVISTA	2,159.81	2,338.75

Las capacidades anuales consignadas en este cuadro corresponden a las modificadas por Resolución AN No. 4524-Elec, de 23 de junio de 2011y están ponderadas por la proporción de tiempo que estarán en servicio, respecto al año.

DEMANDA MAXIMA NO COINCIDENTE PREVISTA (MW)				
Detalle	1/julio/2009 - 30/junio/ 2010	1/julio/2010 - 30/junio/ 2011	1/julio/2011 - 30/junio/ 2012	1/julio/2012 - 30/junio/ 2013
EDECHI				
Progreso T1 y T2 34.5	16.20	16.70	17.19	17.68
Charco Azul 115-25	8.40	8.63	8.87	9.11
Caldera 115-19	6.89	7.15	7.42	7.70
La Estrella	0.00	0.00	0.00	0.00
Los Valles	0.00	0.00	0.00	0.00
Mata de Nance 34-9	6.72	6.99	7.23	7.48
Mata de Nance 34-(10+11+15)	61.31	63.57	66.09	68.87
EDEMET				
Llano Sánchez	110.43	114.75	119.48	124.48
Chorrera	95.07	98.51	102.36	106.14
Panamá	397.06	415.59	429.33	446.71
ELEKTRA				
Panamá	330.10	349.95	368.45	387.54
Cañitas-Aserradero	0.82	0.82	0.82	0.82
Colón	106.84	111.12	115.56	120.18
Bocas del Toro				
PTP - Cañazas	15.60	21.60	21.50	21.50
Changuinola	11.87	12.35	12.86	13.39
Grandes Clientes				
BussinesPark	2.60	2.60	2.60	2.60
IRISA	0.80	0.84	0.84	0.84
Mega Depot	0.58	0.58	0.58	0.58
Cem.Pmá	8.25	8.25	8.25	8.25

Aprobada por Resolución AN No. 2912-Elec, de 28 de agosto de 2009.