



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), informa a los agentes del Mercado Eléctrico Nacional y al público en general, el Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión, vigente a partir de la hora cero (0) del día 01 de julio de 2005, hasta la vigésima cuarta (24) hora del día 30 de junio de 2009, aprobado por el Ente Regulador de los Servicios Públicos, mediante la Resolución No. JD-5455 del 05 de agosto de 2005.

ANEXO A

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.

PLIEGO TARIFARIO

POR SERVICIOS PÚBLICOS DE TRANSMISIÓN

PERIODO 01/jul/2005 – 30/jun/2009

INTRODUCCIÓN

En cumplimiento de las Resoluciones emitidas por el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) No. JD-5216 y JD-5393 de 14 de abril y 4 de julio de 2005, respectivamente; aplicando la metodología y los parámetros de eficiencia establecidos en estas resoluciones, para el régimen tarifario de los servicios prestados por **ETESA**, se presentan en este documento:

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 el **ERSP**.

Estos cargos y factores rigen desde el 1 de julio de 2005, hasta el 30 de junio de 2009.

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 2005 al 30 de junio de 2009.

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 el **ERSP**, en Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005.

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 2005-2009. 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

<i>TIPO DE ACTIVO</i>	<i>INSTALACIONES</i>	
	<i>QUE SE INCORPORAN</i>	<i>CONSIDERADAS</i>
Salidas de Conexión	Miles B./Salida	
CXS34.5 Barras sencillas	30.51	16.97
CXS34.5 Interruptor y 1/2	37.25	20.72
CXS115 Barras sencillas (1)	70.67	39.31
CXS115 Interruptor y 1/2	108.36	60.27
CXS230 Barras sencillas	115.63	64.31
CXS230 Interruptor y 1/2	104.27	57.99
Transformadores	Miles B./MVA	
CXTR Reductor 105/140/175 MVA	1.95	1.08
CXTR Reductor 42/56/70 MVA	3.99	2.22
CXTR Reductor 30/40/50 MVA	4.63	2.58
CXTR Reductor 20/24 MVA	3.42	1.90
Líneas	Miles B./km	
CXL115 KV Circuito Sencillo	14.98	8.33
CXL115 KV Doble Circuito	22.57	12.55
CXL230 KV Circuito Sencillo	17.36	9.66
CXL230 KV Doble Circuito	25.09	13.96
CXL230 KV Doble Cto. Cond.1200 ACAR	27.35	15.21
PARA INSTALACIONES DE EXPANSIÓN CONDICIONADA		
Salidas de Conexión, con esquema de interruptor y 1/2 (a)	Miles B./Salida	
1 IP - 230 KV	112.04	N/A
2 IP - 230 KV	199.01	N/A
1 IP - 115 KV	71.16	N/A
2 IP - 115 KV	122.44	N/A
1 IP - 34.5 KV	34.85	N/A
2 IP - 34.5 KV	61.88	N/A
Líneas	Miles B./ km	
CXL230 KV Cto. Sencillo / torres Doble (2)	27.26	N/A

(a) Esquema de conexión de interruptor y medio, con adición de uno o dos interruptores de acuerdo a la configuración de la subestación existente.

(1) Instalación atípica, no disponible para expansión, por restricciones de calidad de servicio.

(2) Línea de 230 KV con un solo circuito en torres de doble circuito.

N/A: No aplica.

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

Los CUSPT se aplicarán según las zonas establecidas por el ERSP, 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 cargos por uso para la Generación (generadores, autogeneradores y cogeneradores).

CUADRO No. 2
CARGOS POR USO
DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN,
PARA LA GENERACION
(Balboas / kW / año)

ZONA	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
1	27.91	29.25	39.20	21.80
2	48.18	55.98	54.61	51.96
3	51.49	53.46	53.03	48.49
4	25.65	26.92	27.77	24.69
5	10.55	11.21	11.44	10.27
6	-0.16	-0.57	-0.69	-1.77
7	-4.17	-5.27	-5.54	-5.45
8	0.59	0.06	-0.09	-0.14
9	-0.93	-1.89	-1.63	-2.18
10	0.00	36.56	37.50	38.85

En el cuadro No. 3 se presentan los cargos por uso para la Demanda (Distribuidores y Grandes Clientes).

CUADRO No. 3
CARGOS POR USO
DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN,
PARA LA DEMANDA
(Balboas / kW / año)

ZONA	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
1	-35.63	-36.11	-35.73	-34.09
2	0.71	1.47	1.64	1.67
3	3.35	4.26	4.14	3.79
4	-20.51	-20.39	-20.13	-19.25
5	3.64	4.48	4.58	4.43
6	6.19	7.10	7.16	6.85
7	16.33	17.32	16.73	15.98
8	1.08	1.76	1.96	1.93
9	11.85	11.79	9.79	8.43
10	0.00	0.98	1.14	1.19

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
(Balboas por kW / mes)

AGENTES	TOTAL
Generadores	0.1835
Consumidores	0.2402

2. FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

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, valoradas al precio de la energía del Mercado Ocasional.

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 Nos. 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 entre los participantes consumidores en proporción a los Factores de Pérdidas Promedio (FPP_i), 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	0.2225%
2	(*)
3	(*)
4	0.7443%
5	6.7508%
6	8.5103%
7	74.1523%
8	(*)
9	9.6198%
10	(*)

(*) 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.

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_i podrán ser revisados anualmente por **ETESA**, o extraordinariamente si surge un comprador cuyo consumo lo justifique, previa la aprobación del **ERSP**.

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. 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, 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). 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 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. Desde la S/E PANAMÁ, hasta donde la línea transmisión de 115 kV atraviesa el límite provincial entre Colón y Panamá. 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); 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	01/jul/05-30/jun/06	01/jul/06-30/jun/07	01/jul/07-30/jun/08	01/jul/08-30/jun/09
CLIENTES TOTALES	1,341.60	1,330.90	1,357.05	1,408.20
CLIENTES DIRECTOS	1,329.10	1,318.40	1,344.55	1,395.70
EGE FORTUNA	300.00	300.00	300.00	300.00
AES Panamá (1)	480.70	470.00	470.00	470.00
EGE BLM	280.00	280.00	280.00	280.00
COPESA	44.00	44.00	44.00	44.00
PAN-AM	96.00	96.00	96.00	96.00
Pedregal Power	53.40	53.40	53.40	53.40
ACP	75.00	75.00	75.00	75.00
Hidro Ecológica del Teribe (2)	0.00	0.00	0.00	25.00
La Mina Hydro Power (3)	0.00	0.00	26.15	52.30
CLIENTES INDIRECTOS	12.50	12.50	12.50	12.50
EDEMET - Capira	5.50	5.50	5.50	5.50
EDEMET - La Yeguada	7.00	7.00	7.00	7.00

(1) Retiro de las unidades de las Turbinas de Gas a partir del mes de octubre de 2005.

(2) Bonyic (30.0MW), programada para iniciar operaciones en septiembre del 2008.

(3) Bajo de Mina(52.3MW), programada para iniciar operaciones en enero del 2008.

DEMANDA MÁXIMA NO COINCIDENTE PREVISTA (MW) (*)

Detalle	01/jul/05-30/jun/06	01/jul/06-30/jun/07	01/jul/07-30/jun/08	01/jul/08-30/jun/09
TOTAL	974.73	1018.48	1072.26	1101.64
EDEMET	519.16	536.73	555.11	574.33
S/E Llano Sánchez	91.18	94.27	97.51	100.89
S/E Chorrera	87.14	90.06	93.11	96.30
S/E Panamá (1)	340.84	352.40	364.49	377.14
ELEKTRA	368.97	384.28	414.24	421.94
S/E BLM	78.27	80.44	82.60	85.22
S/E Panamá	290.14	303.28	331.08	336.16
S/E Bayano(2)	0.56	0.56	0.56	0.56
EDECHI	82.48	84.50	86.59	88.75
S/E Progreso	20.86	21.37	21.90	22.45
S/E Mata del Nance	54.77	56.12	57.51	58.95
S/E Caldera	6.72	6.88	7.05	7.22
S/E La Estrella(2)	0.02	0.02	0.02	0.02
S/E Los Valles(2)	0.11	0.11	0.11	0.11
CPSA	4.12	4.12	4.12	4.12
Bocas del Toro (3)	0.00	8.85	12.20	12.50

(1) Incluye Servicio B.

(2) Demandas Indirectas.

(3) La demanda de Bocas del Toro del año # 2 es de 11.8 MW y se incorpora al sistema el 1 de octubre de 2006, motivo por cual se registra el valor ponderado a nueve (9) meses del año tarifario.

(*) Información suministrada por los participantes del Mercado Eléctrico.