



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### RESOLUCIÓN CNEE-1-2013

Guatemala, 10 de enero de 2013

#### LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

##### CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, en su artículo 4 le asigna a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras funciones, cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios; proteger los derechos de los usuarios; prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia; así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetos a regulación de acuerdo a la presente ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

##### CONSIDERANDO:

Que los artículos 64, 67 y 69 de la Ley General de Electricidad, establecen que el uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundario devengarán el pago de peaje a su propietario, y que el peaje en el Sistema Principal y su fórmula de ajuste automático será fijado por la Comisión cada dos años; en la primera quincena de enero y para el cálculo de los mismos, los propietarios de los sistemas de transmisión involucrados y el Administrador del Mercado Mayorista informarán a la Comisión la cantidad de la inversión, los costos de operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión Principal y las potencias firmes de las centrales generadoras, acompañando un informe técnico. La anualidad de la inversión será calculada sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones, óptimamente dimensionadas.

##### CONSIDERANDO:

Que en cumplimiento a los artículos 67 y 69 de la Ley General de Electricidad, el Administrador del Mercado Mayorista, por medio de la nota GG-1489-2012, recibida en esta Comisión el treinta de noviembre de dos mil doce, remitió el informe técnico denominado "Actualización de Costos de Unidades de Propiedad Estándar (UPE) y Determinación de Anualidad y Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica Económicamente Adaptado de Guatemala para el Período 2013-2014", documento que contiene la anualidad de la inversión, los costos de operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión, así como las Potencias Firmes de los Participantes Productores.

##### CONSIDERANDO:

Que el actual Peaje del Sistema Principal, tiene vigencia por un período de dos años y en virtud de que la vigencia del mismo concluye el quince de enero de dos mil trece, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, fijar el Peaje del Sistema Principal y su fórmula de ajuste automático, conforme a lo establecido en la legislación vigente.

##### PORTANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con base en lo considerado, artículos citados y en el ejercicio de las facultades que le confiere el artículo 4 de la Ley General de Electricidad.

##### RESUELVE:

I. Fijar el Peaje del Sistema Principal de Transmisión en cuarenta millones quinientos ochenta mil ochocientos sesenta y nueve con dieciséis centavos de dólar de Estados Unidos de América por año (40,508,869.16 US\$/año), el cual se compone de la siguiente forma:

TRANSPORTISTA	Peaje (US\$/año)
Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCSE-	34,971,801.96
Duke Energy Guatemala Iramco Unificada -DEGTU-	328,440.63
Redes Eléctricas de Centroamérica, Sociedad Anónima -RECSA-	434,361.52
Transporte de Electricidad de Occidente -TREC-	2,407,805.39
Transmisora de Energía Renovable -TRANSNOVA-	2,164,759.66
<b>TOTAL</b>	<b>40,508,869.16</b>

II. Fijar la fórmula de ajuste automático del Peaje del Sistema Principal que deberá aplicar el Administrador del Mercado Mayorista en la primera quincena de enero del año de dos mil catorce, la cual se calcula con la siguiente fórmula:

$$Peaje_{n+1} = Peaje_{n-2012} * \left( 0.116 \frac{PPMn}{PPMn-2012} + 0.369 \frac{PPCn}{PPCn-2012} + 0.097 \frac{PPCn}{PPCn-2012} + 0.062 \frac{PPCn}{PPCn-2012} + 0.307 \frac{IPCn}{IPCn-2012} \right)$$

Donde:

**Peaje<sub>n</sub>** = Peaje del Sistema Principal de Transmisión correspondiente, actualizado en la primera quincena de enero del dos mil catorce.

**Peaje<sub>n-2012</sub>** = Peaje del Sistema Principal de Transmisión correspondiente, aprobado en la presente Resolución.

**PPM<sub>n</sub>** = 277.80

**PPM<sub>n-2012</sub>** = Índice de Precios al Productor "Group: Metals and metal products, Item: Electrical wire and cable, Series Id: WPU10260301" de los Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics" en la primera quincena de enero de dos mil catorce, para el mes de noviembre de dos mil trece.

**PPC<sub>n</sub>** = 113.10

**PPC<sub>n-2012</sub>** = Índice de Precios al Productor "Group: Machinery and equipment, Item: Electrical machinery and equipment, Series Id: WPU117" de los Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics" en la primera quincena de enero de dos mil catorce, para el mes de noviembre de dos mil trece.

**IPC<sub>n</sub>** = 216.10

**IPC<sub>n-2012</sub>** = Índice de Precios al Productor "Group: Nonmetallic mineral product, Item: Concrete products, Series Id: WPU133" de los Estados Unidos de América,

publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics", para el mes de noviembre de dos mil trece.

**PPM<sub>n</sub>** = 128.40

**PPM<sub>n-2012</sub>** = Índice de Precios al Productor "Electric bulk power transmission and control Serie Id: PCU221121221121" de los Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics" en la primera quincena de enero de dos mil catorce, para el mes de noviembre de dos mil trece.

**PPM<sub>n</sub>** = 229.20

**PPM<sub>n-2012</sub>** = Índice de Precios al Productor "Group: Metals and metal products, Item: Iron and steel, Series Id: WPU101" de los Estados Unidos de América, publicado por el "U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics" en la primera quincena de enero de dos mil catorce, para el mes de noviembre de dos mil trece.

**IPC<sub>n</sub>** = 109.27

**IPC<sub>n-2012</sub>** = Índice de Precios al Consumidor, Base Diciembre 2010, publicado por el "Instituto Nacional de Estadística -INE-" de Guatemala, en la primera quincena de enero de dos mil catorce, para el mes de noviembre de dos mil trece.

III.

Para la asignación de los cargos de peaje, el Administrador del Mercado Mayorista, deberá aplicar el Peaje aprobado de la presente Resolución, de conformidad con lo establecido en el Reglamento de la Ley General de Electricidad, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, y en la Norma de Coordinación Comercial Número 9 "Asignación y Liquidación del Peaje en los sistemas de Transporte Principal y Secundarios, y Cargos por Uso del Primer Sistema de Transmisión Regional", verificando que los transportistas en ningún caso perciban anualmente un valor mayor al Peaje máximo establecido en la presente Resolución.

IV. El Peaje aprobado en la presente Resolución, incluye todos los costos de los activos pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión, la modificación de dicho Peaje, se podrá efectuar únicamente en los siguientes casos:

IV.I Cuando la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, por medio de Resolución apruebe la inclusión de activos como pertenecientes al Sistema Principal ó que habiendo sido reconocidos, entren en operación comercial. Los costos unitarios que se reconocen para dichas ampliaciones y/o adiciones de activos serán como máximo los considerados por esta Comisión en el cálculo del Peaje aprobado en la presente Resolución.

IV.II Cuando una instalación y/o equipo parcial o total, el Transportista está obligado a informar al Administrador del Mercado Mayorista y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de manera inmediata, para actualizar el Peaje correspondiente.

IV.III Cuando resultado de una auditoría, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, determine que existen diferencias con el inventario de activos reportado por los Transportistas, se actualizará el respectivo Peaje.


IV.IV En el caso que por disposiciones del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional se establezca que algunos de los componentes del Sistema sean declarados como partes de la Red de Transmisión Regional -RTR-.

V. Derogar la Resolución CNEE-1-2011, lo resuelto en el numeral romano I, de la Resolución CNEE-211-2011, lo resuelto en el numeral romano I, de la Resolución CNEE-220-2011, lo resuelto en el numeral romano I, de la Resolución CNEE-275-2012 y cualquier otra disposición que contravenga la presente Resolución.

VI. Se anexa a la presente Resolución la desagregación del Peaje del Sistema Principal.

VII. La presente Resolución entra en vigencia a partir del quince de enero del presente año.

Publiquese.-

  
Licenciada Carmen Utzar Hernandez  
Presidente

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
GUATEMALA, C.A.

  
Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova  
Directora

  
Licenciado Jorge Guillermo Ardúz Aguilar  
Director

  
Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés  
Secretario General

Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés  
Secretario General  
Comisión Nacional de Energía Eléctrica

ANEXO Resolución CNEE-1-2013  
Desagregación del Peaje del Sistema Principal

Empresas de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Pot. Nom. (MWVA)	Peaje (US\$/año)
1	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		29,188.82
2	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		29,497.82
3	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		29,607.84
4	Escuintla	C. Concesión 138KV EL RD I Cony. Con Int	1		66,113.84
5	Escuintla	C. Concesión 138KV EL RD I Cony. Con Int	1		35,920.84
6	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		257,202.34
7	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		184,183.84
8	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		184,183.84
9	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		268,673.55
10	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		371,192.72
11	Escuintla	C. Concesión 138KV EL RD I Cony. Con Int	1		114,039.52
12	Escuintla	C. Concesión 138KV EL RD I Cony. Con Int	1		84,666.32
13	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		448,228.29
14	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		154,241.41
15	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		46,183.84
16	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		319,650.29
17	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		154,241.41
18	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		46,183.84
19	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		323,891.94
20	Escuintla	C. Concesión 138KV EL RD I Cony. Con Int	1		4,997.85
21	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		79,183.82
22	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		23,497.82
23	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		31,629.17
24	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		206,521.87
25	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		108,634.04
26	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		626,794.76
27	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		37,535.80
28	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		120,972.08
29	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		329,444.28
30	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		58,381.84
31	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		58,381.84
32	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		63,497.82
33	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		152,017.48
34	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		46,183.84
35	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		70,981.82
36	Escuintla	C. Concesión 138KV EL RD I Cony. Con Int	1		204,321.82
37	Escuintla	C. Concesión 138KV EL RD I Cony. Con Int	1		46,183.84
38	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		163,181.82
39	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		297,225.52
40	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		287,645.52
41	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		66,557.85
42	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		209,375.18
43	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		371,192.72
44	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		80,441.20
45	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		80,441.20
46	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		124,634.07
47	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		91,513.07
48	Escuintla	C. Concesión 138KV EL RD I Cony. Con Int	1		382,292.44
49	Escuintla	C. Concesión 138KV EL RD I Cony. Con Int	1		66,183.84
50	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		83,834.99
51	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		53,834.99
52	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		78,292.48
53	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		60,292.48
54	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		74,539.72
55	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		4,539.85
56	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		42,439.12
57	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		28,724.92
58	Escuintla	C. Concesión 138KV EL RD I Cony. Con Int	1		33,454.92
59	Escuintla	C. Concesión 138KV EL RD I Cony. Con Int	1		35,497.80
60	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		46,292.92
61	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		100,651.21
62	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		286,624.54
63	Escuintla	C. Concesión 230KV EL RD I Cony. Con Int	1		371,192.72
64	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		59,121.13
65	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		5,653.50
66	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		92,272.22
67	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		197,045.81
68	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		200,106.13
69	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		6,499.85
70	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		58,349.84
71	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		25,497.82
72	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		30,627.45
73	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		153,169.84
74	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		46,183.84
75	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		54,427.02
76	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		38,231.41
77	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		5,653.50
78	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		189,314.30
79	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		33,434.99
80	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		53,834.99
81	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		16,818.42
82	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		52,289.22
83	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		72,049.22
84	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		53,834.99
85	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		49,843.78
86	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		89,252.48
87	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		21,516.08
88	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		74,009.92
89	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		74,009.92
90	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		64,313.84
91	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		68,408.92
92	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		64,313.84
93	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		63,497.82
94	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		14,327.21
95	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		12,614.62
96	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		14,327.21
97	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		13,311.83
98	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		66,313.84
99	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		74,009.92
100	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		74,009.92
101	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		36,499.80
102	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		27,459.03
103	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		14,327.21
104	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		14,327.21
105	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		45,381.46
106	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		35,693.92
107	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		21,216.08
108	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		28,444.92
109	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		34,489.92
110	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		34,489.92
111	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		26,516.08
112	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		26,516.08
113	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		35,693.92
114	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		21,216.08
115	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		28,444.92
116	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		34,489.92
117	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		34,489.92
118	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		26,516.08
119	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		26,516.08
120	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		35,693.92
121	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		21,216.08
122	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		28,444.92
123	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		34,489.92
124	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		34,489.92
125	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		26,516.08
126	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		26,516.08
127	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		35,693.92
128	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		21,216.08
129	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		28,444.92
130	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		34,489.92
131	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		34,489.92
132	Escuintla	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		26,516.08

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Pot. Nom. (MWVA)	Peaje (US\$/año)
132	Rio Grande	C. Concesión 138KV EL RD I Cony. Con Int	1		33,434.92
133	Rio Grande	C. Concesión 138KV EL RD I Cony. Con Int	1		34,489.92
134	Rio Grande	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		77,611.29
135	Rio Grande	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		69,252.48
136	Rio Grande	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		24,897.72
137	Sotomate	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		89,252.48
138	Sotomate	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		75,927.12
139	Sotomate	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		53,834.99
140	Sotomate	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		49,099.43
141	Tactic	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		21,516.08
142	Tactic	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		7,688.54
143	Tactic	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		17,292.60
144	Tactic	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		14,591.27
145	Tactic	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		102,497.45
146	Tactic	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		18,853.88
147	Tactic	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		73,648.93
148	Tactic	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		14,972.21
149	Tactic	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		13,431.52
150	Tactic	C. Concesión 69KV EL RD I Cony. Con Int	1		66,313.84
151	Zacapa	C. Concesión 138KV EL RD I Cony. Con Int	1		85,292.78
152	Zacapa	C. Concesión 138KV EL RD I Cony. Con Int	1		85,292.78
<b>Total</b>					<b>14,648,544.97</b>

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Pot. Nom. (MWVA)	Peaje (US\$/año)
1	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 1 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	30.26	282,460.02
2	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 2 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	0.40	4,982.21
3	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 1 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	0.40	4,982.21
4	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 2 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	3.90	52,515.50
5	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 1 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	20.61	201,922.97
6	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 2 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	3.92	51,931.00
7	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 1 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	2.72	28,913.82
8	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 2 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	4.08	28,913.82
9	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 1 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	2.72	28,913.82
10	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 2 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	4.08	28,913.82
11	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 1 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	2.72	28,913.82
12	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 2 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	4.08	28,913.82
13	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 1 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	2.72	28,913.82
14	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 2 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	4.08	28,913.82
15	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 1 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	2.72	28,913.82
16	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 2 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	4.08	28,913.82
17	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 1 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	2.72	28,913.82
18	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 2 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	4.08	28,913.82
19	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 1 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	2.72	28,913.82
20	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 2 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	4.08	28,913.82
21	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 1 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	2.72	28,913.82
22	AGUAYATZ'UN	UT 230KV I CS 2 C/E Rural Hawk 477 MCM	1	4.08	28,913.82
2					

**Redes Eléctricas de Centroamérica: Sociedad Anónima -RECSA-**

Subestaciones:	No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Pol. Norm. (MVA)	Peaje (US\$/año)
	1	Chiquitico	C. Conexión   69kV   EL   BS   Conv.   Con bit	2		53,834.97
	2	Chirrecho	Industria   69kV   BS   Requena   Rural   Conv.	2		48,864.28
	3	Parícuti	C. Conexión   69kV   EL   BS   Conv.   Con bit	2		53,834.97
	4	Parícuti	Industria   69kV   BS   Requena   Rural   Conv.	2		48,864.28
	5	Toluca	C. Conexión   69kV   EL   BS   Conv.   Con bit	2		53,834.97
	6	Toluca	Industria   69kV   BS   Requena   Rural   Conv.	2		48,864.28
	7	Usumacinta	C. Conexión   69kV   EL   BS   Conv.   Con bit	2		53,834.97
	8	Usumacinta	Industria   69kV   BS   Requena   Rural   Conv.	2		48,864.28
			<b>Total</b>			<b>416,475.23</b>

Líneas de Transmisión		Descripción	Longitud (km)	Peaje (US\$/año)
No.	Nombre			
1	Amenajador Toluca	11.69kV   DC   11 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   HE	0.18	3,555.95
2	USA-67 - USA-67 12	11.69kV   DC   11 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   HE	0.91	17,894.58
3	Amenajador Toluca	11.69kV   CS   1 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   HE	0.10	1,982.76
		<b>Total</b>	<b>1.22</b>	<b>17,894.57</b>
<b>Sistema Principal RECSA</b>		<b>Peaje (US\$/año)</b>		<b>416,475.23</b>
Subestaciones				<b>416,475.23</b>
Líneas de Transmisión				<b>17,894.29</b>
<b>Total</b>				<b>434,361.52</b>

**Transporte de Electricidad de Occidente -IREO-**

Subestaciones:	No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Pol. Norm. (MVA)	Peaje (US\$/año)
	1	La Esperanza	C. Conexión   230kV   EL   BS   Conv.   Con bit	1		46,227.52
	2	Xochitl	Industria   230kV   EL   BS   Conv.   Con bit	1		109,472.80
	3	Xochitl	C. Conexión   230kV   EL   BS   Conv.   Con bit	1		46,227.52
	4	Xochitl	Industria   230kV   EL   BS   Conv.   Con bit	1		148,262.81
			<b>Total</b>			<b>350,192.15</b>

Líneas de Transmisión		Descripción	Longitud (km)	Peaje (US\$/año)
No.	Nombre			
1	IREO-200 - AVE-200	11.230kV   CS   1 C/F   Rural   A-CAR 1280   OPGW   HE	19.71	2,259,313.24
		<b>Total</b>		<b>2,259,313.24</b>
<b>Sistema Principal IREO</b>		<b>Peaje (US\$/año)</b>		<b>350,192.15</b>
Subestaciones				<b>350,192.15</b>
Líneas de Transmisión				<b>2,259,313.24</b>
<b>Total</b>				<b>2,609,505.39</b>

**Transmisora de Energía Renovable -TRANSNOVA-**

Subestaciones:	No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Pol. Norm. (MVA)	Peaje (US\$/año)
	1	Huamantla	C. Conexión   230kV   EL   LTM   Conv.   Con bit	1		147,719.21
	2	Huamantla	Rural   230kV   HD   Mafelobol   Rural   Conv.	1		243,157.68
	3	Chirrecho II	C. Conexión   230kV   EL   LTM   Conv.   Con bit	3		443,157.68
	4	Chirrecho II	Rural   230kV   HD   Mafelobol   Rural   Conv.	3		469,392.17
			<b>Total</b>			<b>1,303,426.74</b>

Líneas de Transmisión		Descripción	Longitud (km)	Peaje (US\$/año)
No.	Nombre			
1	UR-230D - CH-230D	11.230kV   DC   2 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   OPGW	38.92	746,230.92
2	UR-230D - UR-230A	11.230kV   CS   2 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   OPGW	0.96	9,222.46
3	UR-230D - UR-230B	11.230kV   CS   2 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   OPGW	0.68	10,733.03
4	CH-230D - CH-230A	11.230kV   CS   2 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   OPGW	0.36	5,982.72
5	CH-230D - CH-230B	11.230kV   CS   2 C/F   Rural   Hawk 47 MCM   OPGW	0.17	2,552.78
6	CH-232 - CH-231	11.230kV   DC   2 C/F   Rural   Hawk 47 MCM	0.91	22,498.25
7	CH-232 - CH-233	11.230kV   DC   2 C/F   Rural   Hawk 47 MCM	0.90	22,241.12
		<b>Total</b>	<b>34.52</b>	<b>840,834.46</b>
<b>Sistema Principal TRANSNOVA</b>		<b>Peaje (US\$/año)</b>		<b>1,303,426.74</b>
Subestaciones				<b>840,834.46</b>
Líneas de Transmisión				<b>2,164,757.66</b>
<b>Total</b>				<b>2,164,757.66</b>

(288) 88-21-14 enero



**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**  
**RESOLUCIÓN CNEE-2-2013**

Guatemala, 10 de enero de 2013

**LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**CONSIDERANDO:**

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, en su artículo 4 le asigna a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras funciones, cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios, prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la presente ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

**CONSIDERANDO:** Que el artículo 64 de la Ley General de Electricidad, establece que el uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundarias devengarán el pago de peajes a su propietario, los cuales serán acordados entre las partes; a falta de acuerdo, se aplicarán los peajes que determine la Comisión, oyendo a los propietarios de los sistemas de transmisión involucrados y al Administrador del Mercado Mayorista.

**CONSIDERANDO:**

Que el artículo 70 de la Ley General de Electricidad, estipula que: "...todo generador, importador, exportador y comercializador de energía eléctrica deberá pagar un peaje al secundario a los transmisores involucrados... en los siguientes casos: a) Si se conecta al sistema eléctrico en subestaciones ubicadas fuera del sistema principal; b) Si comercializa electricidad en subestaciones ubicadas fuera de este sistema; c) Si utiliza instalaciones de distribución... El peaje secundario corresponderá a los costos totales de la parte del sistema de transmisión secundario involucrado o de la red de distribución utilizada y será pagado por los generadores que usen estas instalaciones, a prorrata de la potencia transmitida en ellas. El costo total estará constituido por la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento, considerando instalaciones económicamente adaptadas. Los pérdidas medidas de potencia y energía en la red secundaria involucrada serán absorbidas por los generadores usuarios de dicha red..."

**CONSIDERANDO:**

Que en julio del año dos mil diez Transporte de Electricidad de Occidente -IREO-, mediante nota sin número de referencia, solicitó a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica fijar el peaje por sus instalaciones; de igual manera, en enero del año dos mil once, Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima; Redes Eléctricas de Occidente, Sociedad Anónima; la Empresa de Transporte y Control de Energía Centroamérica, Sociedad Anónima; la Empresa de Transmisión Guatemala Limitada Eléctrica del INDE -ETCEE- y Duke Energy International Transmisión Guatemala Limitada (hora Duke Energy Guatemala Transco Limitada), mediante notas GG-002-2011, REC-001-2011, 0-553-04-2011 y DE-05-11 respectivamente solicitaron a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica que procediera a fijar el peaje de las instalaciones de transmisión pertenecientes al Sistema Secundario, derivado del hecho que no se cuenta con acuerdos de peajes entre las partes por el uso de dichas instalaciones de transmisión.

**CONSIDERANDO:**

Que en cumplimiento a la normativa legal citada, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió las Resoluciones CNEE-2-2011 y CNEE-211-2011 que contienen la fijación del Peaje Secundario solicitado, mismas que tienen prevista la fórmula de ajuste automático solamente para el año 2012, por lo que resulta necesario que el peaje del Sistema Secundario sea definido y actualizado con la metodología correspondiente al Sistema Principal del periodo 2013-2014.

**CONSIDERANDO:**

Que el Administrador del Mercado Mayorista, mediante nota GG-1489-2012 remitida el treinta de noviembre de dos mil doce se pronunció respecto a la fijación del Peaje Secundario de Duke Energy Guatemala Transco Limitada, Redes Eléctricas de Occidente, Sociedad Anónima, Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Centroamericana, Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE y Transporte de Anónima, Empresa de Occidente, indicando en el Informe "Actualización de Costos de Unidades Eléctricas de Occidente, indicando en el Informe "Actualización de Costos de Unidades de Propiedad Estándar (UPE) y Determinación de Anualidad y Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica Económicamente Adaptado de Guatemala para el Periodo 2013-2014", la anualidad de la inversión, los costos de operación y mantenimiento del Sistema Secundario de dichos transportistas.

**POR TANTO:**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con base en lo considerado, artículos citados y en el ejercicio de las facultades que le confiere el artículo 4 de la Ley General de Electricidad.

**RESUELVE:**

- I. Fijar como Valor Máximo del Peaje del Sistema Secundario de Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-, la cantidad que asciende a veinte millones veinticinco mil ciento cuarenta y cinco con treinta y seis centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (20,025,145.36 US\$/año), el cual se desglosa de la siguiente forma:
  - II. Sistema Secundario de Subtransmisión ETCEE Región Central: el que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a un millón cuatrocientos cincuenta y ocho mil seiscientos cincuenta y uno con noventa y cuatro centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (1,458,451.94 US\$/año).
  - III. Sistema Secundario de Subtransmisión ETCEE Región Occidente: el que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a nueve millones seiscientos sesenta y dos mil seiscientos sesenta y seis con noventa y ocho centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (9,662,666.98 US\$/año).
  - III. Sistema Secundario de Subtransmisión ETCEE Región Oriente: el que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a seis millones setecientos veinticuatro mil novecientos veintinueve con once centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (6,724,921.11 US\$/año).
  - IV. Sistema Secundario de Transmisión Palín 2: el que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a treinta y cinco mil seiscientos con veintitres centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (35,600.23 US\$/año).
  - V. Sistema Secundario de Transmisión Ortilán: el que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a ciento sesenta y dos mil doscientos cuarenta y tres con ochenta y cuatro centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (162,243.84 US\$/año).
  - VI. Sistema Secundario de Transmisión Río Bobos: el que le corresponde un Valor de Peaje Máximo, equivalente a doscientos cuarenta y seis mil doscientos sesenta y cinco con ochenta y siete centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año (246,265.87 US\$/año).