



ANEXO A

Resolución AN No. 21271 -Elec

Panamá, 19 de *enero* de 2026

“Por la cual se aprueba el Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad de la **EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)** para el periodo tarifario de 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029 y dicta otras disposiciones”



Anexo A

Resolución AN No. 21271 -Elec de 19 de enero de 2026

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

“PLIEGO TARIFARIO DE TRANSMISIÓN 01/julio/2025– 30/junio/2029”

Con base en la Resolución AN No. 20847-Elec de 24 de septiembre de 2025,
Resolución AN No. 21011-Elec de 6 de noviembre de 2025 y Resolución AN No.
21112-Elec de 4 de diciembre de 2025.

Enero de 2026

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	3
A. CARGOS POR SERVICIOS	3
1. CARGOS POR CONEXIÓN	4
2. CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT)	5
3. CARGOS POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)	8
B. FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	9
C. CARGO EQUIVALENTE POR USO DE TRANSMISIÓN	10
ANEXO A	12
ANEXO B	13
ANEXO C	18
ANEXO D	20
ANEXO E	21
ANEXO F	22

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN
PLIEGO TARIFARIO
01/julio/2025 – 30/junio/2029

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) presenta a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y al público en general, el Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad, vigente a partir de las cero (0) horas del día 1° de julio de 2025 hasta la vigésima cuarta (24) hora del día 30 de junio de 2029, en base al Ingreso Máximo Permitido (IMP) aprobado mediante la Resolución AN No. 20847-Elec de 24 de septiembre de 2025, la Resolución AN No.21011-Elec de 6 de noviembre de 2025 que resuelve los recursos de reconsideración y la Resolución AN No.21112-Elec de 4 de diciembre de 2025.

INTRODUCCIÓN

En cumplimiento del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005 y posteriores modificaciones; y aplicando la metodología y los parámetros de eficiencia establecidos, para los servicios prestados por **ETESA**, y por recomendación de la ASEP con respecto a la capacidad instalada, se presentan en este documento lo siguiente:

1. Los cargos que pagarán a **ETESA**, los agentes que hacen uso de los servicios de transmisión.
2. Los Factores de Pérdidas de transmisión.

A. CARGOS POR SERVICIOS

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

1. Conexión.
2. Uso del Sistema Principal de Transmisión.
3. Operación Integrada.

Estos cargos tarifarios se aplicarán 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 lo define el Régimen Tarifario de Transmisión vigente para el periodo del 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029.

Los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, y los Cargos de Conexión serán actualizados anualmente, de acuerdo con la metodología establecida en el Capítulo IX.3. y los cargos por el Servicio de Operación Integrada serán actualizados de acuerdo con el Capítulo XI.2, del Reglamento de Transmisión.

fel

1. CARGOS POR CONEXIÓN

Los cargos por conexión reflejan los costos de los activos necesarios para cumplir 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 con el "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 2025-2029.

CUADRO No.1
CARGOS ANUALES POR CONEXIÓN
AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
(Miles de Balboas)

	2025-2026		2026-2027		2027-2028		2028-2029	
TIPO DE ACTIVO	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (1)	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (1)	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (1)	QUE SE INCORPORAN	CONSIDERADAS (1)
Salidas de Conexión	Miles B/. Salida		Miles B/. Salida		Miles B/. Salida		Miles B/. Salida	
CXS34.5 Barra Sencilla	234.97	151.50	234.97	151.50	234.97	151.50	234.97	151.50
CXS34.5 Interruptor y Medio	371.42	239.48	371.42	239.48	371.42	239.48	371.42	239.48
CXS115 Barra Sencilla	202.32	130.45	202.32	130.45	202.32	130.45	202.32	130.45
CXS115 Interruptor y Medio	430.88	277.81	430.88	277.81	430.88	277.81	430.88	277.81
CXS230 Interruptor y Medio	416.74	268.70	493.60	318.26	484.64	312.48	477.16	307.66
Transformadores	Miles B/. MVA		Miles B/. MVA		Miles B/. MVA		Miles B/. MVA	
CXTR Reductor 60/80/100 MVA	1.14	0.74	1.14	0.74	1.14	0.74	1.14	0.74
CXTR Reductor 20/24 MVA	16.19	10.44	16.19	10.44	16.19	10.44	16.19	10.44
Líneas	Miles B/.km		Miles B/.km		Miles B/.km		Miles B/.km	
CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR	45.42	29.29	45.42	29.29	45.42	29.29	45.42	29.29
CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR	106.90	68.92	106.90	68.92	106.90	68.92	106.90	68.92

(1) Existentes y previstas dentro del Período Tarifario.

fls

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

Los cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (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 con la evaluación realizada para el periodo tarifario.

Los cargos CUSPT se aplicarán según las zonas tarifarias establecidas en el Reglamento de Transmisión (En el Anexo A se presenta el detalle de las zonas). En el Anexo B se presentan los valores de Capacidad Instalada Prevista y los de Demanda Máxima no coincidente prevista, tenidos en cuenta para realizar los cálculos de los “Cargos Iniciales por Activos Existentes (CUSPTE_i)”.

En los Cuadros No.2 y No.3 se presentan los CUSPTE_i determinados mediante el Método del Seguimiento Eléctrico, para la Generación (generadores, auto generadores y cogeneradores), y para la Demanda (Distribuidores y Grandes Clientes) respectivamente. Estos cargos resultantes en B/. /MWh se aplicarán una vez finalizado el mes, a la energía real despachada por los generadores y a la energía real comprada por la demanda, según corresponda.

En los Cuadros No.4 y No.5 se presentan los CUSPTE_i determinados mediante el Método de Estampilla Postal, para la Generación (generadores, auto generadores y cogeneradores), y para la Demanda (Distribuidores y Grandes Clientes) respectivamente. Estos cargos resultantes en B/. /kW se aplicarán sobre la capacidad instalada y la demanda máxima no coincidente, según corresponda.

La Empresa de Transmisión antes de facturar mensualmente calculará los CUSPTE reales siguiendo el procedimiento establecido en el Artículo 212 del Reglamento de Transmisión. Estos cargos serán publicados por ETESA en su sitio de Internet: www.etesa.com.pa



CUADRO No.2
SEGUIMIENTO ELÉCTRICO
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTE_i)
PARA LA GENERACIÓN (B./ MWh)

Zona	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	julio 2025 / junio 2026	julio 2026 / junio 2027	julio 2027 / junio 2028	julio 2028 / junio 2029
1	2.279	2.223	2.224	2.476
2	3.810	2.324	2.289	2.592
3	4.003	2.709	2.642	2.416
4	3.323	1.900	1.794	1.952
5	1.939	0.799	0.877	0.953
6	1.749	0.805	0.941	0.946
7	0.504	0.000	0.232	0.190
8	1.177	1.004	0.424	0.492
9	0.877	0.664	0.593	0.601
10	5.026	3.387	3.555	3.898

CUADRO No.3
SEGUIMIENTO ELÉCTRICO
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTE_i)
PARA LA DEMANDA (B./MWh)

Zona	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	julio 2025 / junio 2026	julio 2026 / junio 2027	julio 2027 / junio 2028	julio 2028 / junio 2029
1	0.014	0.000	0.000	0.011
2	0.000	0.000	0.000	0.000
3	0.000	0.000	0.000	2.159
4	2.085	0.577	1.188	1.339
5	3.456	1.556	2.169	2.361
6	4.309	2.362	2.007	2.101
7	3.061	2.656	2.034	2.061
8	0.000	0.000	0.000	0.849
9	6.562	2.741	2.035	2.007
10	0.617	0.493	0.564	0.590

CUADRO No.4
ESTAMPILLA POSTAL
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi)
PARA LA GENERACIÓN (B/./kW-año)

Zona	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	julio 2025 / junio 2026	julio 2026 / junio 2027	julio 2027 / junio 2028	julio 2028 / junio 2029
Todas las Zonas	6.483	7.117	7.210	6.325

CUADRO No. 5
ESTAMPILLA POSTAL
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi)
PARA LA DEMANDA (B/./kW-año)

Zona	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	julio 2025 / junio 2026	julio 2026 / junio 2027	julio 2027 / junio 2028	julio 2028 / junio 2029
Todas las Zonas	18.027	20.666	21.154	18.511

Notas:

Con relación al uso esporádico de la red, según el Reglamento de Transmisión en el Artículo 210, acápite "m" se indica que el cargo por Uso Esporádico será igual al cargo por uso zonal por unidad de energía, calculado según la metodología de Seguimiento Eléctrico ilustrada en el paso 7 del Artículo 219 del Reglamento de Transmisión.

La aplicación de los cargos a los generadores que tengan plantas de generación en periodos de prueba será de acuerdo con el literal q) del artículo 210 del Reglamento de Transmisión, que indica que el uso del sistema de transmisión debe ser remunerado a ETESA por medio del pago de los cargos correspondientes.

Las generadoras que entren en operación posterior a los 15 días de transcurrido el mes serán consideradas dentro de los cálculos de los cargos en el mes posterior y de esta manera no afecte el ingreso considerado.

3. CARGOS POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)

El servicio de operación integrada incluye los costos asociados al Centro Nacional de Despacho (CND) 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, incluidos aquellos generadores beneficiarios de la Ley 45, y a la demanda máxima anual no coincidente, en el caso de los agentes consumidores (grandes clientes y distribuidoras).

Durante el periodo de pruebas las nuevas instalaciones de generación deben pagar los cargos SOI a ETESA aplicándose los correspondientes cargos según el artículo 233 del Reglamento de Transmisión.

En el Cuadro No.6 se presentan los cargos unitarios establecidos.

CUADRO No.6
CARGOS POR SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)
(Balboas por kW/mes)

AGENTES	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	julio 2025 / junio 2026	julio 2026 / junio 2027	julio 2027 / junio 2028	julio 2028 / junio 2029
Generadores	0.0850	0.1004	0.1068	0.0908
Consumidores	0.2175	0.2652	0.2875	0.2426

B. FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

Los costos económicos de las pérdidas de energía de transmisión son calculados mensualmente por el Centro Nacional de Despacho (CND) como un costo por separado, calculados como la diferencia entre la generación y el consumo registrado.

El costo económico de las pérdidas del sistema de transmisión se determina de acuerdo con el Numeral 11 de las Reglas Comerciales, según Resolución No. JD-4812 de 27 de junio de 2004 y posteriores modificaciones.

El costo económico de las pérdidas es repartido entre los agentes consumidores en proporción a los Factores de Pérdidas Promedio (FPP) para cada una de las zonas tarifarias donde se retira energía, los cuales se presentan en el Cuadro No.7.

CUADRO No.7
FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN POR ZONAS

Zona	FACTORES DE PÉRDIDAS			
	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	julio 2025 / junio 2026	julio 2026 / junio 2027	julio 2027 / junio 2028	julio 2028 / junio 2029
1	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
2	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
3	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%
4	0.49%	0.68%	2.90%	3.05%
5	4.07%	2.63%	1.41%	1.50%
6	9.29%	8.46%	8.96%	9.58%
7	80.29%	80.86%	79.01%	78.67%
8	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
9	5.82%	7.33%	7.68%	7.14%
10	0.04%	0.04%	0.04%	0.05%

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 Pérdidas 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

Feb

comprador recibe energía, el factor de pérdida de transmisión se ponderará en proporción a la energía recibida por cada agente.

Los factores de pérdidas se revisarán de forma anual en el periodo tarifario para considerar los cambios en el comportamiento del consumo y/o generación. ETESA remitirá a la ASEP a más tardar el 30 de junio de cada año, un informe con los resultados obtenidos del recálculo de los factores de pérdidas para los años tarifarios siguientes del periodo tarifario. La ASEP revisará el informe que remita ETESA y podrá aprobar nuevos factores de pérdidas.

C. CARGO EQUIVALENTE POR USO DE TRANSMISIÓN

Para la aplicación de la indexación del precio en los contratos de suministro que utilizan el cargo de transmisión en la fórmula de ajuste, se calculará mensualmente un cargo por uso del Sistema de Transmisión equivalente (CUSPT Equivalente). Este cargo será calculado así:

$$\text{CUSPT Equivalente} = \frac{\text{Ingreso mensual total por Zona de los generadores}}{\text{Capacidad instalada de la Zona}} \text{ dado en } \frac{\text{Balboas}}{\text{kW}}$$

En donde el ingreso mensual total por zona tarifaria de los generadores incluye los montos facturados por la aplicación de los cargos tarifarios por uso de la red de transmisión CUSPTE tanto por Estampilla Postal como por Seguimiento Eléctrico correspondiente a dicho mes.

Capacidad Instalada será la actualizada de la zona en kW, sin tomar en consideración la capacidad instalada de las plantas eólicas y solares, del mes que se calcula.

ETESA realizará el cálculo del CUSPT Equivalente mensual en un archivo de Excel y lo publicará en su Sitio de Internet: **www.etsa.com.pa** dentro de los quince (15) días del mes siguiente.

CARGO EQUIVALENTE POR USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PARA GENERADORES
Ingreso Total Previsto por CUSPT (Seguimiento Eléctrico + Estampilla Postal) [kB/.]

Zona	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
AT1	5,272.69	11,215.35	4,303.42	11,815.39	6,949.49	2,264.31	1,016.41	2,337.92	10,931.89	7,877.57	63,984.44
AT2	6,605.94	10,023.70	4,587.24	11,949.14	6,280.57	2,205.31	1,089.86	2,349.72	10,013.88	7,326.63	62,432.00
AT3	5,422.29	7,705.04	3,621.89	12,189.04	8,061.57	3,633.63	1,114.26	2,030.69	10,599.14	5,764.05	60,141.59
AT4	5,538.45	7,101.56	2,899.59	11,959.19	7,813.73	4,376.55	970.74	1,810.16	9,408.34	5,968.27	57,846.58

Capacidad Instalada de Generación (Cinst) [MW]

Zona	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
AT1	381.78	548.68	194.10	600.05	759.04	281.46	153.14	260.00	1,376.25	254.80	4,809.30
AT2	381.78	548.68	194.10	764.85	806.47	281.46	153.14	260.00	1,376.25	254.80	5,021.53
AT3	381.78	548.68	194.10	794.85	806.47	451.46	153.14	260.00	1,376.25	254.80	5,221.53
AT4	381.78	548.68	194.10	857.85	806.47	451.46	153.14	260.00	1,376.25	254.80	5,284.53

CARGOS EQUIVALENTES PRELIMINARES
CUSPT equivalentes [B/. / kW-mes]

Zona	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AT1	1.151	1.703	1.848	1.641	0.763	0.670	0.553	0.749	0.662	2.576
AT2	1.442	1.522	1.969	1.302	0.649	0.653	0.593	0.753	0.606	2.396
AT3	1.184	1.170	1.555	1.278	0.833	0.671	0.606	0.651	0.642	1.885
AT4	1.209	1.079	1.245	1.162	0.807	0.808	0.528	0.580	0.570	1.952

PLB

ANEXO A

ZONAS DE CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

ZONA	COBERTURA DE LA ZONA
1	• 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	• 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	• 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	• 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	• 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	• 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	• 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 Mamóni (cerca de Chepo).
8	• Por el Oeste, desde la S/E BAYANO, hasta donde la línea transmisión de 230kV atraviesa el Río Mamóni (cerca de Chepo);
	• y por el Este, desde la S/E BAYANO, hasta el límite provincial entre Panamá y Darién.
9	• Desde la S/E BAHIA LAS MINAS, hasta el límite provincial entre Colón y Panamá.
10	• Desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Fortuna y S/E Changuinola atraviesa el límite provincial entre Bocas del Toro y Chiriquí, hasta donde la línea de transmisión en 230 kV que sale de la S/E Changuinola, se dirige hacia Costa Rica y atraviesa el límite de la frontera con dicho país.

ANEXO B

CAPACIDAD INSTALADA PREVISTA (MW)

PLIEGO TARIFARIO ANEXO B						
NOMBRE DE LA GENERADORA		AÑO TARIFARIO 1	AÑO TARIFARIO 2	AÑO TARIFARIO 3	AÑO TARIFARIO 4	FECHA DE ENTRADA prevista
		1/JUL/2025-30/JUN/2026	1/JUL/2026-30/JUN/2027	1/JUL/2027-30/JUN/2028	1/JUL/2028-30/JUN/2029	
ZONA 1	GENERACIÓN	381.78	381.78	381.78	381.78	
***BAITÚN	HÍDRICA	87.60	87.60	87.60	87.60	
***BAJO DE MINA	HÍDRICA	57.40	57.40	57.40	57.40	
***LA POTRA	HÍDRICA	30.00	30.00	30.00	30.00	
***SALSIPUEDES	HÍDRICA	27.90	27.90	27.90	27.90	
***SAN ANDRÉS	HÍDRICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*SOL DE DAVID	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*SOLAR CALDERA	FOTOVOLTÁICA	5.50	5.50	5.50	5.50	
*MADRE VIEJA SOLAR	FOTOVOLTÁICA	25.00	25.00	25.00	25.00	
*BACO SOLAR	FOTOVOLTÁICA	25.90	25.90	25.90	25.90	
*PLANTA DE GENERACIÓN ECOSOLAR	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTÁICA ECOSOLAR 2	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*ECOSOLAR 3	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*ECOSOLAR 4	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*ECOSOLAR 5	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*LA ESPERANZA SOLAR 20MW	FOTOVOLTÁICA	19.88	19.88	19.88	19.88	
*ESTI SOLAR 2	FOTOVOLTÁICA	17.60	17.60	17.60	17.60	
*SOLARPRO	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*SOLARPRO 2	FOTOVOLTÁICA	5.00	5.00	5.00	5.00	
ZONA 2		548.68	548.68	548.68	548.68	
***FORTUNA	HÍDRICA	300.00	300.00	300.00	300.00	
***ESTÍ	HÍDRICA	120.00	120.00	120.00	120.00	
***LORENA	HÍDRICA	35.00	35.00	35.00	35.00	
***PRUDENCIA	HÍDRICA	58.69	58.69	58.69	58.69	
*PARQUE SOLAR PRUDENCIA	FOTOVOLTÁICA	9.69	9.69	9.69	9.69	
***GUALACA	HÍDRICA	25.30	25.30	25.30	25.30	
ZONA 3		194.10	194.10	194.10	194.10	
***LA ESTRELLA	HÍDRICA	47.20	47.20	47.20	47.20	
***LOS VALLES	HÍDRICA	54.80	54.80	54.80	54.80	
***MENDRE	HÍDRICA	19.75	19.75	19.75	19.75	
***COCHEA	HÍDRICA	15.50	15.50	15.50	15.50	
***ALGARROBOS	HÍDRICA	9.73	9.73	9.73	9.73	
***MENDRE II	HÍDRICA	7.80	7.80	7.80	7.80	
*MENDRE SOLAR	FOTOVOLTÁICA	5.00	5.00	5.00	5.00	

Pib

*PROYECTO SOLAR UP1	FOTOVOLTAICA	8.58	8.58	8.58	8.58	
*PROYECTO SOLAR UP2	FOTOVOLTAICA	8.58	8.58	8.58	8.58	
*CENTRAL FOTOVOLTAICA UP3	FOTOVOLTAICA	8.58	8.58	8.58	8.58	
*CENTRAL FOTOVOLTAICA UP4	FOTOVOLTAICA	8.58	8.58	8.58	8.58	
ZONA 4		613.97	778.77	808.77	871.77	
***CONCEPCIÓN	HÍDRICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
***MACANO	HÍDRICA	5.80	5.80	5.80	5.80	
***PASO ANCHO	HÍDRICA	6.00	6.00	6.00	6.00	
*** LOS PLANETAS (E)	HÍDRICA	4.75	4.75	4.75	4.75	
***PEDREGALITO + PEDREGALITO I UNIDAD 4	HÍDRICA	20.10	20.10	20.10	20.10	
***PEDREGALITO II + PEDREGALITO II UNIDAD 3	HÍDRICA	12.52	12.52	12.52	12.52	
***RP-490	HÍDRICA	14.00	14.00	14.00	14.00	
***MACHO DE MONTE (E)	HÍDRICA	2.50	2.50	2.50	2.50	
***DOLEGA (E)	HÍDRICA	3.12	3.12	3.12	3.12	
***LAS PERLAS NORTE	HÍDRICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
***LAS PERLAS SUR	HÍDRICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
***MONTE LIRIO	HÍDRICA	51.65	51.65	51.65	51.65	
***PANDO	HÍDRICA	32.60	32.60	32.60	32.60	
***BUGABA I	HÍDRICA	5.12	5.12	5.12	5.12	
***BUGABA II	HÍDRICA	5.86	5.86	5.86	5.86	
***EL ALTO	HÍDRICA	73.18	73.18	73.18	73.18	
***BAJO DEL TOTUMO	HÍDRICA	6.30	6.30	6.30	6.30	
***LOS PLANETAS II	HÍDRICA	8.89	8.89	8.89	8.89	
*SOLAR CHIRIQUÍ	FOTOVOLTAICA	9.00	9.00	9.00	9.00	
***LAS CRUCES	HÍDRICA	19.80	19.80	19.80	19.80	
*SOLAR BUGABA (E)	FOTOVOLTAICA	2.56	2.56	2.56	2.56	
***LA CUCHILLA	HÍDRICA	7.62	7.62	7.62	7.62	
* IKAKO	FOTOVOLTAICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*IKAKO I	FOTOVOLTAICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
* IKAKO II	FOTOVOLTAICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
* IKAKO III	FOTOVOLTAICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*CAOBA SOLAR	FOTOVOLTAICA	9.96	9.96	9.96	9.96	
*CEDRO SOLAR	FOTOVOLTAICA	9.96	9.96	9.96	9.96	
*MACANO SOLAR	FOTOVOLTAICA	4.75	4.75	4.75	4.75	
****AUTO GENERADOR CADASA	FOTOVOLTAICA / BIOMASA	1.49	1.49	1.49	1.49	
***SAN LORENZO	HIDRICA	8.12	8.12	8.12	8.12	
*LAS LOMAS SOLAR	FOTOVOLTAICA		105.00	105.00	105.00	dic-26
*COROTU SOLAR	FOTOVOLTAICA	9.96	9.96	9.96	9.96	
***BARRO BLANCO	HÍDRICA	28.84	28.84	28.84	28.84	
*ANDREAS POWER (E)	FOTOVOLTAICA	0.99	0.99	0.99	0.99	
*PARQUE FOTOVOLTAICO SANTIAGO	FOTOVOLTAICA	9.90	9.90	9.90	9.90	ene-26

fls

*PARQUE SOLAR ALANJE 1	FOTOVOLTÁICA	9.80	9.80	9.80	9.80	feb-26
*PARQUE SOLAR ALANJE 2	FOTOVOLTÁICA	9.80	9.80	9.80	9.80	feb-26
*PARQUE SOLAR ALANJE 3	FOTOVOLTÁICA	9.80	9.80	9.80	9.80	feb-26
*PANASOLAR IV	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	may-26
*PANASOLAR V	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	may-26
*PARQUE FOTOVOLTAICO LA MESA	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	ene-26
*PARQUE FOTOVOLTAICO SAN BARTOLO	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	jun-26
*PARQUE FOTOVOLTAICO AGUA VIVA	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	jun-26
*CENTRAL SOLAR LA HUECA	FOTOVOLTÁICA		40.00	70.00	70.00	nov-26
*SAN BARTOLO 1	FOTOVOLTÁICA		9.90	9.90	9.90	ene-27
*SAN BARTOLO 2	FOTOVOLTÁICA		9.90	9.90	9.90	ene-27
*SAN BARTOLO 3	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	may-26
*SAN BARTOLO 4	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	may-26
***BURICA	HÍDRICA				63.00	mar-29
*CAMPO SOLAR SANTIAGO 1	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*CAMPO SOLAR SANTIAGO 2	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*CAMPO SOLAR SANTIAGO 3	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*CAMPO SOLAR SANTIAGO 4	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*CAMPO SOLAR SANTIAGO 5	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*CAMPO SOLAR SANTIAGO 6	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*CAMPO SOLAR SANTIAGO 7	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
ZONA 5		764.54	817.05	817.05	817.05	
***EL FRAILE + EL FRAILE UND 3	HÍDRICA	6.66	6.66	6.66	6.66	
***LA YEGUADA	HÍDRICA	7.00	7.00	7.00	7.00	
*DON FELIX + DON FELIX ET2	FOTOVOLTÁICA	9.93	9.93	9.93	9.93	
*SOLAR DIVISA	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*FRAILE SOLAR I (E)	FOTOVOLTÁICA		0.48	0.48	0.48	abr-27
*FRAILE SOLAR II (E)	FOTOVOLTÁICA	0.50	0.50	0.50	0.50	
*SOLAR PARIS	FOTOVOLTÁICA	8.50	8.50	8.50	8.50	
*SOLAR LOS ÁNGELES	FOTOVOLTÁICA	9.52	9.52	9.52	9.52	
*SOL REAL	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*EL ESPINAL	FOTOVOLTÁICA	8.50	8.50	8.50	8.50	
*VISTA ALEGRE	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
*MILTON SOLAR	FOTOVOLTÁICA	10.00	10.00	10.00	10.00	
**MARAÑÓN	EÓLICA	17.50	17.50	17.50	17.50	
**ROSA DE LOS VIENTOS	EÓLICA	52.50	52.50	52.50	52.50	
**AES PANAMA, S.R.L. (NUEVO CHAGRES - FASE 1)	EÓLICA	55.00	55.00	55.00	55.00	
**UEP PENONOME II, S.A. (NUEVO CHAGRES II)	EÓLICA	62.50	62.50	62.50	62.50	
**PORTOBELO	EÓLICA	32.50	32.50	32.50	32.50	
**ROSA DE LOS VIENTOS ETAPA II	EÓLICA	50.00	50.00	50.00	50.00	
*POCRI	FOTOVOLTÁICA	16.00	16.00	16.00	16.00	
*ESTRELLA SOLAR	FOTOVOLTÁICA	5.66	5.66	5.66	5.66	

Lib

*PANASOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	
*FOTOVOLTAICA SANTIAGO GEN (E)	FOTOVOLTÁICA	5.00	5.00	5.00	5.00	
*PARQUE SOLAR PENONOMÉ	FOTOVOLTÁICA	120.00	120.00	120.00	120.00	
*MAYORCA SOLAR (AES)	FOTOVOLTÁICA	9.97	9.97	9.97	9.97	
*SOLAR PESÉ (AES)	FOTOVOLTÁICA	9.97	9.97	9.97	9.97	
*PROYECTO FOTOVOLTAICO JAGUITO SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.88	9.88	9.88	9.88	
*DACONAN SOLAR	FOTOVOLTÁICA	5.61	5.61	5.61	5.61	
*PANASOLAR II	FOTOVOLTÁICA	5.80	5.80	5.80	5.80	
*PANASOLAR III	FOTOVOLTÁICA	6.02	6.02	6.02	6.02	
*CAMPO SOLAR LA VICTORIA	FOTOVOLTÁICA	11.70	11.70	11.70	11.70	
*LOS SANTOS SOLAR	FOTOVOLTÁICA	7.56	7.56	7.56	7.56	
*ORO SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*FORSUN SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	may-26
*RIO DE JESUS SOLAR	FOTOVOLTÁICA	12.50	12.50	12.50	12.50	
*CHUPAMPA SOLAR	FOTOVOLTÁICA	7.50	7.50	7.50	7.50	
*SAN CARLOS SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.99	9.99	9.99	9.99	
*RODEO SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	
*LA TORRE (E)	FOTOVOLTÁICA		4.60	4.60	4.60	ene-27
*LA VILLA SOLAR	FOTOVOLTÁICA	12.00	12.00	12.00	12.00	
*COCLÉ SOLAR ANSA	FOTOVOLTÁICA / BIOMASA	0.59	0.59	0.59	0.59	
*PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA COCLÉ	FOTOVOLTÁICA	8.50	8.50	8.50	8.50	
*LA SALAMANCA	FOTOVOLTÁICA		7.74	7.74	7.74	dic-26
*JAGUITO GREEN ENERGY I	FOTOVOLTÁICA		9.90	9.90	9.90	ago-26
*JAGUITO GREEN ENERGY II	FOTOVOLTÁICA		9.90	9.90	9.90	ago-26
*JAGUITO GREEN ENERGY III	FOTOVOLTÁICA		9.90	9.90	9.90	ago-26
*LLANO SANCHEZ	FOTOVOLTÁICA		9.99	9.99	9.99	dic-26
MINERA PANAMÁ	TÉRMICA	100.00	100.00	100.00	100.00	nov-25
ZONA 6		309.22	309.22	479.22	479.22	
****PANAM	TÉRMICA	147.00	147.00	147.00	147.00	
*ANTÓN (E)	HÍDRICA	4.20	4.20	4.20	4.20	
*CONCEPTO SOLAR, S.A. (BEJUCO SOLAR) (E)	FOTOVOLTÁICA	0.96	0.96	0.96	0.96	
*ELECTRICIDAD SOLAR, S.A. (MENDOSA SOLAR) (E)	FOTOVOLTÁICA	3.00	3.00	3.00	3.00	
*MASPV PANAMA INC. (SUNRISE MASPV1) (E)	FOTOVOLTÁICA	0.50	0.50	0.50	0.50	
*PARQUE FOTOVOLTAICO ECOENER SAN JUAN (E)	FOTOVOLTÁICA	5.00	5.00	5.00	5.00	
*CHAME SOLAR	FOTOVOLTÁICA	19.80	19.80	19.80	19.80	
*SUNRISE MASPV2 (E)	FOTOVOLTÁICA	3.30	3.30	3.30	3.30	
*LA CANTERA (E)	FOTOVOLTÁICA	3.00	3.00	3.00	3.00	
*BRILLO SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	may-26
*CLEAN SOLAR (E)	FOTOVOLTÁICA	3.00	3.00	3.00	3.00	ene-26
*CACAO SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	nov-25
**PARQUE EÓLICO TOABRÉ	EÓLICA	66.00	66.00	66.00	66.00	
**TOABRE ETAPA II	EÓLICA			21.60	21.60	dic-27
**TOABRE ETAPA III	EÓLICA			22.40	22.40	dic-27

16

*ANTON SOLAR 1	FOTOVOLTÁICA	9.00	9.00	9.00	9.00	
*FARALLÓN SOLAR (E)	FOTOVOLTÁICA	4.80	4.80	4.80	4.80	
*FARALLON SOLAR 2	FOTOVOLTÁICA	9.96	9.96	9.96	9.96	
*CAPIRA SOLAR	FOTOVOLTÁICA	9.90	9.90	9.90	9.90	
**PARQUE EOLICO LA COLORADA	EÓLICA			126.00	126.00	feb-28
ZONA 7		156.14	156.14	156.14	156.14	
***MIRAFLORES	TÉRMICA	99.61	99.61	99.61	99.61	
****PACORA	TÉRMICA	53.53	53.53	53.53	53.53	
****PACORA 2 (E)	FOTOVOLTÁICA	3.00	3.00	3.00	3.00	
ZONA 8		260.00	260.00	260.00	260.00	
***BAYANO	HÍDRICA	260.00	260.00	260.00	260.00	
ZONA 9		1376.25	1376.25	1376.25	1376.25	
****CENTRAL TERMICA CATIVA Y TURBINA DE GAS	TÉRMICA	121.00	121.00	121.00	121.00	
****TERMO-COLÓN CICLO COMBINADO	TÉRMICA	150.00	150.00	150.00	150.00	
****COSTA NORTE	TÉRMICA	381.00	381.00	381.00	381.00	
****TROPITÉRMICA	TÉRMICA	5.05	5.05	5.05	5.05	
****SPARKLE POWER	TÉRMICA	49.20	49.20	49.20	49.20	
***C.T. GATÚN	TÉRMICA	670.00	670.00	670.00	670.00	
ZONA 10		254.80	254.80	254.80	254.80	
***CHANGUINOLA	HÍDRICA	223.00	223.00	223.00	223.00	
***BONYIC	HÍDRICA	31.80	31.80	31.80	31.80	
Total de Generación		4,859.48	5,076.79	5,276.79	5,339.79	

(*) corresponden a Generación Fotovoltaica (Solar)

(**) corresponden a la Generación Eólica

(***) Corresponden a la Generación Hídrica

(****) Corresponden a la Generación Térmica

(E) Corresponden a las Generaciones Solares y Eólicas Exentas del Cargo de Transmisión según Reglamento de Transmisión

Nota 1: Para los autogeneradores Cadasa, ANSA y Minera Panamá se presenta el promedio de su potencia inyectada según datos actualizados.

Nota 2: Las capacidades presentadas están basadas según información de las resoluciones de la ASEP.

Resumen (MW)	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
Capacidades amparadas bajo la ley 45 pero consideradas en los Cargos CUSPT	879.90	947.13	947.13	947.13
Total de Capacidades Instaladas para los Cargos CUSPT	4,809.30	5,021.53	5,221.53	5,284.53
Capacidades totalmente exoneradas del Cargos CUSPT (Según el Reglamento de Transmisión)	50.180	55.260	55.260	55.260
Total de Capacidad Instalada	4,859.48	5,076.79	5,276.79	5,339.79

ANEXO C

DEMANDA MÁXIMA NO COINCIDENTE PREVISTA (MW)

Demanda Máxima No Coincidente Prevista (MW)				
Zonas	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
	1/julio/2025-30/junio/2026	1/julio/2026-30/junio/2027	1/julio/2027-30/junio/2028	1/julio/2028-30/junio/2029
	Max.	Max.	Max.	Max.
Zona 1	25.58	26.51	27.68	28.91
EDECHI				
Progreso T1 y T2	25.02	25.99	27.23	28.53
Charco Azul	0.56	0.52	0.45	0.38
...				
Zona 2				
...				
Zona 3	0.09	0.09	0.09	0.09
EDECHI				
Caldera 115-19	0.09	0.09	0.09	0.09
...				
Zona 4	139.01	140.50	142.41	144.70
EDECHI				
Mata Nance 34-9				
Mata Nance 34-10/11/15	139.01	140.50	142.41	144.70
...				
Zona 5	224.36	224.51	224.80	225.22
EDEMET				
Llano Sánchez / El Coco	200.59	200.73	201.02	201.43
GRANDES CLIENTES				
Super 99	0.94	0.94	0.94	0.94
Sunstar	0.83	0.84	0.84	0.85
Minera Panamá	22.00	22.00	22.00	22.00
...				
Zona 6	269.93	279.06	286.99	295.18
EDEMET				
Panamá Oeste	208.67	217.48	225.08	232.94
El Higo	60.61	60.93	61.26	61.59
GRANDES CLIENTES				
Super 99	0.32	0.32	0.32	0.32
Cemento Interoceánico	0.33	0.33	0.33	0.33
...				
Zona 7	1039.24	1044.21	1066.42	1084.07
EDEMET				
Panamá	492.41	500.36	509.34	518.07
GRANDES CLIENTES				
EDEMET				
Contraloría	0.37	0.37	0.37	0.37
Gold Mills	1.21	1.21	1.21	1.21
Embajada de Estados Unidos	0.32	0.32	0.32	0.32
Super 99	1.33	1.33	1.33	1.33
ENSA				

Rls

Demanda Máxima No Coincidente Prevista (MW)				
Zonas	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4
Panamá	197.30	202.70	208.10	211.80
Panamá 2	262.40	269.40	276.30	280.90
24 de Diciembre	58.70	43.10	43.80	44.50
GRANDES CLIENTES				
ENSA				
CEMEX	22.22	22.44	22.67	22.59
AVIPAC	0.19	0.19	0.19	0.19
Super 99	2.79	2.79	2.79	2.79

Zona 8	1.50	1.60	1.70	1.90
ENSA				
Bayano (Cañitas-Aserradero)	1.50	1.60	1.70	1.90

Zona 9	146.55	150.15	153.85	158.95
ENSA				
Colón	138.60	142.20	145.9	151.00
GRANDES CLIENTES				
Argos Panamá, S.A.	7.25	7.25	7.25	7.25
Super 99	0.70	0.70	0.70	0.70

Zona 10	53.87	55.33	56.87	58.54
EDECHI				
PTP-Cañazas	27.01	28.43	29.93	31.56
Changuinola	26.86	26.90	26.94	26.98

Total	1900.13	1921.96	1960.81	1997.56

ANEXO D

HIPÓTESIS DE CÁLCULO ADOPTADAS POR ETESA

Detalles de las hipótesis de cálculo adoptadas por ETESA para elaborar el Flujo DC inicial y los escenarios post despachos reales a utilizar con el modelo CUSPTE reales.

Flujos Previstos o iniciales

1. Utilizar el software PSSE, para simular los flujos.
2. Se prepararán casos AC para luego convertirlos en DC, eliminando la resistencia de las líneas y transformadores.
3. Análisis de flujos previstos cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad establecidos en el Reglamento de Transmisión y Operación, los casos serán despachados cumpliendo con el orden de mérito del PESIN o según el más actualizado.
4. Se realizarán casos típicos de época lluviosa y época seca, para la demanda máxima, media y mínima; días hábiles, semi-hábiles y feriados o libres.
5. El comportamiento de la demanda horaria se tomará del día de demanda máxima del momento; y se calculará la diferencia porcentual entre la demanda máxima y la mínima para obtener la demanda mínima, y entre la demanda máxima y media para obtener la demanda media.

Flujos Reales

1. Se utilizará la información de flujos del SPT, despachos de generación y potencia en los puntos de entrega, suministrada por el CND de forma horaria para cada mes.
2. Determinar el día con mayor demanda según su tipo: hábil, semi-hábil y libre o feriado, respectivamente.
3. Simulación de los flujos de la hora con la máxima demanda de cada día típico correspondiente del mes (hábil, semi-hábil y feriado o libre), de igual forma se hará con la demanda media y mínima de cada día típico del mes.
4. Utilizar el software PSSE (Flujos DC) para realizar el cálculo del flujo por las líneas del Sistema Principal de Transmisión, tomando como base el despacho y potencia en punto de entrega para cada demanda horario (máxima, media y mínima) de cada día típico (hábil, semi-hábil y feriado o libre).
5. Realizar un ajuste entre la generación y la demanda registrada por zona en el mes, y la generación y demanda resultante de los despachos simulados, respectivamente.

Rb

ANEXO E

ENERGIA ANUAL CONSUMIDA POR LA DEMANDA (prevista) POR ZONA TARIFARIA (GWh)

Zona	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
Año 1 (AT1)	340.64	0.00	0.16	622.58	831.85	1,253.25	7,411.31	3.45	834.70	253.75	11,551.70
Año 2 (AT2)	256.97	0.00	0.00	663.97	680.22	1,422.03	8,454.07	0.00	1,137.24	51.51	12,666.02
Año 3 (AT3)	110.05	0.00	0.61	1,238.12	398.98	1,560.83	8,788.95	0.00	1,202.27	83.92	13,383.74
Año 4 (AT4)	89.44	0.00	15.12	1,314.59	417.35	1,675.90	9,091.67	25.52	1,203.30	96.98	13,929.87

AT1: Año Tarifario 1

AT2: Año Tarifario 2

AT3: Año Tarifario 3

AT4: Año Tarifario 4

ANEXO F

CARGOS CUSPTE REALES AÑO TARIFARIO 1: JULIO A OCTUBRE DE 2025

**CUADRO No.1
SEGUIMIENTO ELÉCTRICO
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE
TRANSMISIÓN (CUSPTE Reales)
PARA LA GENERACIÓN (B./ MWh)**

Zona	Año Tarifario 1			
	Jul-2025	Ago-2025	Sept-2025	Oct-2025
1	0.548	0.672	0.662	1.525
2	5.254	3.641	3.677	3.347
3	4.193	2.579	3.236	3.162
4	2.954	2.807	3.050	2.816
5	2.927	1.961	1.583	1.180
6	1.639	1.248	1.680	1.159
7	0.000	0.467	0.504	0.620
8	1.363	1.005	1.134	2.316
9	1.087	0.720	0.826	0.556
10	3.265	2.721	2.723	2.976

**CUADRO No.2
SEGUIMIENTO ELÉCTRICO
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE
TRANSMISIÓN (CUSPTE Reales PARA LA DEMANDA
(B./MWh)**

Zona	Año Tarifario 1			
	Jul-2025	Ago-2025	Sept-2025	Oct-2025
1	0.396	0.145	0.060	0.000
2	0.000	0.000	0.000	0.000
3	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4.391	1.803	1.598	1.388
5	4.550	2.787	2.540	2.200
6	5.949	4.508	4.499	3.802
7	3.657	2.625	2.478	3.257
8	0.000	0.000	0.000	0.000
9	8.325	5.272	5.455	6.289
10	0.384	0.242	0.698	0.951

CUADRO No.3
ESTAMPILLA POSTAL
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE
TRANSMISIÓN (CUSPTE Reales)
PARA LA GENERACIÓN (B./kW-año)

Zonas	Año Tarifario 1			
	Jul-2025	Ago-2025	Sept-2025	Oct-2025
Todas las Zonas	0.495	0.702	0.698	0.654

CUADRO No.4
ESTAMPILLA POSTAL
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE
TRANSMISIÓN (CUSPTE Reales)
PARA LA DEMANDA (B./kW-año)

Zonas	Año Tarifario 1			
	Jul-2025	Ago-2025	Sept-2025	Oct-2025
Todas las Zonas	1.290	1.915	1.943	1.855