

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

**Respuesta a la Resolución AN No. 11925-Elec 18
de diciembre 2017**

**“PLIEGO TARIFARIO Preliminar
01/julio/2017 – 30/junio/2021”**



**DIRECCIÓN DE GESTIÓN COMERCIAL
GERENCIA DE TARIFAS Y ACTIVOS**

Enero, 2018

CONTENIDO

| | |
|--|----|
| INTRODUCCIÓN | 3 |
| A. CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN..... | 3 |
| 1. CARGOS POR CONEXION | 4 |
| 2. CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT)..... | 6 |
| 3. CARGOS POR SERVICIOS DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI) | 9 |
| 4. FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN..... | 12 |
| 5. CARGO EQUIVALENTE POR USO DE TRANSMISIÓN..... | 13 |

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN
PLIEGO TARIFARIO
01/julio/2017 – 30/junio/2021

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 2017 hasta la vigésima cuarta (24) hora del día 30 de junio de 2021, en base al Ingreso Máximo Permitido (IMP) por año tarifario anualizado sometido a consulta pública por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), mediante la Resolución AN No. 11925-Elec de 18 de diciembre de 2017.

INTRODUCCIÓN

En cumplimiento del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la Resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005 y posteriores modificaciones, y a la Resolución emitida AN No. 11925-Elec. del 18 de diciembre del 2017; aplicando la metodología y los parámetros de eficiencia establecidos, para 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.

A. 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

Estos cargos 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 2017 al 30 de junio de 2021.

Desde el 1° de julio de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2017 se ha facturado con los cargos tarifarios del Año 4 del periodo tarifario anterior (julio 2013 a junio 2017); de acuerdo a lo indicado en la Resolución AN No. 11364-Elec de 21 de junio de 2017, por lo que los ajustes que correspondan al Año 1, de acuerdo a la metodología que establezca la ASEP, se incorporarán en el Pliego Tarifario Final que se aprobará.

Los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, y los Cargos de Conexión serán actualizados anualmente, de acuerdo a la metodología establecida en el Capítulo IX.3. y los cargos por el Servicio de Operación Integrada serán actualizados de acuerdo al Capítulo XI.2, del Reglamento de Transmisión, aprobado por la ASEP, en Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, y posteriores modificaciones.

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 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 2017-2021. 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**

| TIPO DE ACTIVO | 2017-2018 | | 2018-2019 | | 2019-2020 | | 2020-2021 | |
|---|------------------------|------------------|------------------------|------------------|------------------------|------------------|------------------------|------------------|
| | QUE SE INCORPORAN | CONSIDERADAS (1) |
| Salidas de Conexión | Miles B./Salida | | Miles B./Salida | | Miles B./Salida | | Miles B./Salida | |
| CXS34.5 Barra Sencilla | 175.36 | 92.94 | 175.36 | 92.94 | 175.36 | 92.94 | 175.36 | 92.94 |
| CXS34.5 Interruptor y Medio | 189.86 | 100.63 | 189.86 | 100.63 | 189.86 | 100.63 | 189.86 | 100.63 |
| CXS115 Barra Sencilla | 89.57 | 47.47 | 89.57 | 47.47 | 89.57 | 47.47 | 89.57 | 47.47 |
| CXS115 Interruptor y Medio | 208.20 | 110.35 | 208.20 | 110.35 | 208.20 | 110.35 | 208.20 | 110.35 |
| CXS115 Interruptor y Medio con 1P | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A |
| CXS230 Barras sencilla | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A |
| CXS230 Interruptor y Medio | 602.31 | 319.22 | 602.31 | 319.22 | 602.31 | 319.22 | 602.31 | 319.22 |
| CXS230 Interruptor y Medio Seccionamiento | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Transformadores | Miles B./MVA | | Miles B./MVA | | Miles B./MVA | | Miles B./MVA | |
| CXTR Reductor 60/80/100 MVA | 4.14 | 2.19 | 4.14 | 2.19 | 4.14 | 2.19 | 4.14 | 2.19 |
| CXTR Reductor 42/56/70 MVA | 5.41 | 2.87 | 5.41 | 2.87 | 5.41 | 2.87 | 5.41 | 2.87 |
| CXTR Reductor 30/40/50 MVA | 6.03 | 3.20 | 6.03 | 3.20 | 6.03 | 3.20 | 6.03 | 3.20 |
| CXTR Reductor 20/24 MVA | 4.73 | 2.51 | 4.73 | 2.51 | 4.73 | 2.51 | 4.73 | 2.51 |
| Líneas | Miles B./km | | Miles B./km | | Miles B./km | | Miles B./km | |
| CXL 115 KV Circuito Sencillo 636 ACSR | 23.78 | 12.60 | 23.78 | 12.60 | 23.78 | 12.60 | 23.78 | 12.60 |
| CXL 115 KV Circuito Doble 636 ACSR | - | N/A | N/A | 0.00 | - | 0.00 | - | 0.00 |
| CXL 230 KV Circuito Sencillo 750 ACAR | - | N/A | N/A | 0.00 | - | 0.00 | - | 0.00 |
| CXL 230 KV Circuito Doble 750 ACAR | - | N/A | N/A | 0.00 | - | 0.00 | - | 0.00 |
| CXL 230 KV Circuito Sencillo 1200 ACAR | - | N/A | N/A | N/A | - | N/A | - | N/A |
| CXL 230 KV Circuito Doble 1200 ACAR | - | N/A | N/A | N/A | - | N/A | - | N/A |
| CXL230 KV Circuito.Sencillo/torres Doble | - | N/A | N/A | N/A | - | N/A | - | N/A |

(1) Existentes y previstas dentro del Período Tarifario.

N/A: No aplica

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 a la evaluación realizada para el periodo tarifario.

Los CUSPT se aplicarán según las zonas establecidas por la ASEP, en el Reglamento de Transmisión, mediante la Resolución N°. JD-5216, del 14 de abril de 2005 y posteriores modificaciones. (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 (CUSPTEi)”.

En los Cuadros N° 2 y N° 3 se presentan se presentan los CUSPTEi 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 N° 4 y N° 5 se presentan los CUSPTEi 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, en doce pagos iguales para cada año tarifario.

En los Cuadros N° 6 y N° 7 se presentan los CUSPTEi asignados totalmente a la Demanda (Estampilla Postal y seguimiento Eléctrico).

SEGUIMIENTO ELÉCTRICO

CUADRO N° 2

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi)
PARA LA GENERACIÓN (B/. / MWh)

| Zona | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 |
|------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | 1/07/2017 - 30/06/2018 | 1/07/2018 - 30/06/2019 | 1/07/2019 - 30/06/2020 | 1/07/2020 - 30/06/2021 |
| 1 | 1.962 | 2.067 | 2.139 | 2.167 |
| 2 | 2.188 | 2.236 | 1.902 | 2.012 |
| 3 | 2.607 | 2.660 | 2.439 | 2.361 |
| 4 | 1.658 | 1.711 | 1.687 | 1.918 |
| 5 | 0.932 | 0.940 | 0.711 | 0.595 |
| 6 | 0.172 | 0 | 0.000 | 0.000 |
| 7 | 0.053 | 0.124 | 0.083 | 0.313 |
| 8 | 0.902 | 1.047 | 0.828 | 0.365 |
| 9 | 0.166 | 0.196 | 0.061 | 0.077 |
| 10 | 3.104 | 3.199 | 2.775 | 2.604 |

SEGUIMIENTO ELÉCTRICO

CUADRO N° 3

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi)
PARA LA DEMANDA (B/. / MWh)

| Zona | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 |
|------|----------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | 01/07/2017 - 30/06/2018 | 1/07/2018 - 30/06/2019 | 1/07/2019 - 30/06/2020 | 1/07/2020 - 30/06/2021 |
| 1 | 0 | 0 | 0.004 | 0.008 |
| 2 | 0 | 0 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | 0 | 0 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 0.224 | 0.223 | 0.180 | 0.203 |
| 5 | 0.665 | 0.704 | 0.545 | 0.632 |
| 6 | 0.909 | 0.954 | 0.736 | 0.740 |
| 7 | 0.918 | 0.863 | 0.726 | 0.679 |
| 8 | 0.595 | 0 | 0.000 | 0.000 |
| 9 | 0.264 | 0.440 | 0.605 | 0.706 |
| 10 | 0.038 | 0.048 | 0.037 | 0.033 |

ESTAMPILLA POSTAL

CUADRO N° 4

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi)
PARA LA GENERACIÓN (B/. / KW - año)

| | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 |
|-----------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | 1/07/2017 - 30/06/2018 | 1/07/2018 - 30/06/2019 | 1/07/2019 - 30/06/2020 | 1/07/2020 - 30/06/2021 |
| Todas las Zonas | 5.190 | 5.097 | 5.929 | 3.864 |

CUADRO N° 5

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi)
PARA LA DEMANDA (B/. / KW - año)

| Zonas | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 |
|-----------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | 1/07/2017 - 30/06/2018 | 1/07/2018 - 30/06/2019 | 1/07/2019 - 30/06/2020 | 1/07/2020 - 30/06/2021 |
| Todas las Zonas | 3.576 | 3.957 | 4.086 | 3.762 |

ASIGNADO A LA DEMANDA

CUADRO N° 6

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi)
SEGUIMIENTO ELÉCTRICO ASIGNADO A LA DEMANDA (B/. / KW - año)

| Zonas | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 |
|-------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | 1/07/2017 - 30/06/2018 | 1/07/2018 - 30/06/2019 | 1/07/2019 - 30/06/2020 | 1/07/2020 - 30/06/2021 |
| 1 | - | 0 | - | - |
| 2 | - | 0 | - | - |
| 3 | - | 0 | - | - |
| 4 | - | 0 | - | - |
| 5 | 0.819 | 0.847 | 0.664 | 1.294 |
| 6 | 3.009 | 1.816 | 2.542 | 2.500 |
| 7 | 2.228 | 1.330 | 1.723 | 1.848 |
| 8 | 0.209 | 0 | 0.00 | 0.00 |
| 9 | 0.357 | 0.189 | 0.356 | 1.078 |
| 10 | - | 0 | - | - |

ASIGNADO A LA DEMANDA CUADRO N° 7

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEi) ESTAMPILLA POSTAL ASIGNADO A LA DEMANDA (B/. / KW - año)

| Zonas | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 |
|-----------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | 1/07/2017 - 30/06/2018 | 1/07/2018 - 30/06/2019 | 1/07/2019 - 30/06/2020 | 1/07/2020 - 30/06/2021 |
| Todas las Zonas | 18.759 | 24.568 | 21.294 | 18.558 |

De acuerdo al Artículo 190 del Reglamento de Transmisión, mensualmente la Empresa de Transmisión para facturar, calculará los cargos CUSPTE reales siguiendo el procedimiento establecido. Estos cargos serán publicados por ETESA en su sitio de Internet: www.etsa.com.pa

Notas:

Los cargos por Seguimiento Eléctrico se pagarán mensualmente de acuerdo a los valores reales de energía de generación y demanda correspondientes. Los cargos por Estampilla Postal se pagarán en cuotas iguales.

Con relación al uso esporádico de la red, según el Reglamento de Transmisión en su Artículo 189, acápite “m” se indica que el cargo que aplica por Uso Esporádico será igual al cargo por uso zonal **por unidad de energía**, calculado según la metodología ilustrada en el paso 7 del Artículo 197 del Reglamento de Transmisión.

La aplicación de los cargos a los generadores que tengan plantas de generación en periodos de prueba se les aplicarán de acuerdo al literal q) del artículo 197 del Reglamento de Transmisión, que indica que los usos del sistema deben ser remunerados a ETESA por medio del pago de los correspondientes cargos por servicios de transmisión.

3. CARGOS POR EL SERVICIO 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, incluidos aquellos generadores beneficiarios de la Ley 45, y a la demanda máxima anual no coincidente

prevista, en el caso de los agentes consumidores (grandes clientes y distribuidoras).

Durante el periodo de pruebas de nuevas instalaciones, deben pagar el SOI a ETESA aplicándose los correspondientes cargos según el artículo 211 del Reglamento de Transmisión.

En el Cuadro N° 8 se presentan los cargos unitarios establecidos.

CUADRO No. 8
CARGOS MENSUALES POR OPERACIÓN INTEGRADA
(Balboas por KW / mes)

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
CARGOS POR SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA (SOI)
PERIODO TARIFARIO 2017 - 2021 (P)

| INGRESO PERMITIDO POR SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA | | | | | |
|---|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Miles de Balboas | | | | | |
| AÑOS TARIFARIOS | Total | 01-jul-17 | 01-jul-18 | 01-jul-19 | 01-jul-20 |
| | | 30-jun-18 | 30-jun-19 | 30-jun-20 | 30-jun-21 |
| INGRESO PERMITIDO POR AÑO TARIFARIO | 29,150 | 7,604 | 8,101 | 7,198 | 6,247 |
| Centro Nacional de Despacho | 19,125 | 4,290 | 5,224 | 5,237 | 4,374 |
| Hidrometeorología | 10,024 | 3,314 | 2,876 | 1,960 | 1,873 |
| DISTRIBUCION DE INGRESOS 50% CADA GRUPO | | | | | |
| Ingreso asignado a Generadores | 14,575 | 3,802 | 4,050 | 3,599 | 3,124 |
| Ingreso asignado a Consumidores | 14,575 | 3,802 | 4,050 | 3,599 | 3,124 |
| CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA NO COINCIDENTE (MW) | | | | | |
| Capacidad Instalada Total por año tarifario | 16,255 | 3,627 | 3,922 | 3,618 | 5,089 |
| Demanda Máxima No coincidente Total por año tarifario | 7,567 | 2,016 | 1,792 | 1,847 | 1,912 |

| CARGOS UNITARIOS SEGÚN TIPO DE AGENTES (B./kW/mes) | | | | | | | | | | | | |
|--|----------------------------|---------------|--------|---------------|---------------|--------|---------------|---------------|--------|---------------|---------------|--------|
| | 2017-2018 | | | 2018-2019 | | | 2019-2020 | | | 2020-2021 | | |
| | TOTAL | CND | HIDRO | TOTAL | CND | HIDRO | TOTAL | CND | HIDRO | TOTAL | CND | HIDRO |
| | Agentes Generadores | 0.0874 | 0.0493 | 0.0381 | 0.0861 | 0.0555 | 0.0306 | 0.0829 | 0.0603 | 0.0226 | 0.0512 | 0.0358 |
| Agentes Consumidores | 0.1571 | 0.0886 | 0.0685 | 0.1883 | 0.1214 | 0.0669 | 0.1624 | 0.1182 | 0.0442 | 0.1362 | 0.0954 | 0.0408 |

CND: Centro Nacional de Despacho
HIDRO: Hidrometeorología

4. 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, calculados como la diferencia entre la generación realizada y el consumo registrado, 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, según Resolución No. JD-4812, de 27 de junio de 2004, y posteriores modificaciones.

El valor total de las pérdidas es repartido entre los agentes compradores en proporción a los Factores de Pérdidas Promedio (FPPi), para cada una de las zonas de transmisión donde se retira energía, que se presentan el Cuadro N° 9.

CUADRO No. 9
FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN POR ZONAS *

| Zona | FACTORES DE PÉRDIDAS | | | |
|------|-----------------------|--------|--------|--------|
| | 1/07/17 al 30/06/2018 | Año 2 | Año 3 | Año 4 |
| 1 | 0.00% | 0.00% | 0.15% | 0.16% |
| 2* | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| 3* | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| 4 | 0.42% | 0.41% | 0.78% | 0.94% |
| 5 | 6.56% | 9.17% | 16.94% | 12.04% |
| 6 | 5.75% | 7.19% | 11.83% | 11.94% |
| 7 | 77.54% | 82.10% | 67.22% | 74.85% |
| 8* | 8.03% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| 9 | 1.70% | 1.47% | 2.94% | 2.59% |
| 10 | 0.01% | 0.02% | 0.07% | 0.07% |

(*) 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 podrán ser revisados anualmente por ETESA o extraordinariamente si surge un comprador cuyo consumo lo justifique, previa aprobación de la ASEP.

5. 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 diez (10) primeros días del mes siguiente.

ANEXO 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 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)

| Zona | Año Tarifario 1 | Año Tarifario 2 | Año Tarifario 3 | Año Tarifario 4 |
|------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | 1/julio/2017-30/junio/2018 | 1/julio/2018-30/junio/2019 | 1/julio/2019-30/junio/2020 | 1/julio/2020-30/junio/2021 |
| 1 | 218.90 | 229.20 | 294.50 | 294.50 |
| Baitún | 87.60 | 87.60 | 87.60 | 87.60 |
| Bajo de Mina | 57.40 | 57.40 | 57.40 | 57.40 |
| La Potra | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 |
| San Andrés | | 10.30 | 10.30 | 10.30 |
| Salsipuedes | 27.90 | 27.90 | 27.90 | 27.90 |
| Sol de David | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| Solar Caldera | 6.00 | 6.00 | 6.00 | 6.00 |
| Burica | | | 65.30 | 65.30 |
| ... | | | | |
| 2 | 537.80 | 537.80 | 537.80 | 537.80 |
| Fortuna | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 |
| Estí | 120.00 | 120.00 | 120.00 | 120.00 |
| Gualaca | 25.34 | 25.34 | 25.34 | 25.34 |
| Lorena | 33.80 | 33.80 | 33.80 | 33.80 |
| Prudencia | 58.66 | 58.66 | 58.66 | 58.66 |
| ... | | | | |
| 3 | 155.27 | 155.27 | 155.27 | 155.27 |
| La Estrella | 47.20 | 47.20 | 47.20 | 47.20 |
| Los Valles | 54.76 | 54.76 | 54.76 | 54.76 |
| Mendre | 19.75 | 19.75 | 19.75 | 19.75 |
| Cochea | 15.50 | 15.50 | 15.50 | 15.50 |
| Mendre II | 8.20 | 8.20 | 8.20 | 8.20 |
| Los Algarrobos | 9.86 | 9.86 | 9.86 | 9.86 |
| ... | | | | |
| 4 | 326.16 | 375.71 | 375.71 | 375.71 |
| Concepción | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| Macano | 3.50 | 3.50 | 3.50 | 3.50 |
| Paso Ancho | 6.12 | 6.12 | 6.12 | 6.12 |
| Los Planetas | 4.95 | 4.95 | 4.95 | 4.95 |
| Pedregalito | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 |
| Pedregalito II | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 |
| RP-490 | 14.00 | 14.00 | 14.00 | 14.00 |
| Macho de Monte | 2.50 | 2.50 | 2.50 | 2.50 |
| Dolega | 3.12 | 3.12 | 3.12 | 3.12 |
| Las Perlas Norte | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |

| | | | | |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Las Perlas Sur | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| San Lorenzo | 8.12 | 8.12 | 8.12 | 8.12 |
| Monte Lirio | 51.65 | 51.65 | 51.65 | 51.65 |
| Bugaba I | 3.29 | 3.29 | 3.29 | 3.29 |
| Bugaba II | 4.00 | 4.00 | 4.00 | 4.00 |
| El Alto | 69.48 | 69.48 | 69.48 | 69.48 |
| El Alto G4 | | 1.11 | 1.11 | 1.11 |
| Bajo del Totumo | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 |
| Los Planetas II | 3.72 | 3.72 | 3.72 | 3.72 |
| Solar Chiriqui | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| Las Cruces | 19.87 | 19.87 | 19.87 | 19.87 |
| Barro Blanco | 28.50 | 28.50 | 28.50 | 28.50 |
| Hidro Piedra | 13.14 | 13.14 | 13.14 | 13.14 |
| Solar Bugaba | 3.00 | 3.00 | 3.00 | 3.00 |
| La Cuchilla | 8.20 | 8.20 | 8.20 | 8.20 |
| Pando | | 32.90 | 32.90 | 32.90 |
| chuspa | | 8.80 | 8.80 | 8.80 |
| colorado | | 6.74 | 6.74 | 6.74 |
| ... | | | | |
| 5 | 359.97 | 595.19 | 606.81 | 606.81 |
| El Fraile | 5.35 | 5.35 | 5.35 | 5.35 |
| El Fraile Und 3 | 1.35 | 1.35 | 1.35 | 1.35 |
| La Yeguada | 6.60 | 6.60 | 6.60 | 6.60 |
| Don Felix | 2.01 | 2.01 | 2.01 | 2.01 |
| Don Felix Et2 | 7.99 | 7.99 | 7.99 | 7.99 |
| Sarigua | 2.40 | 2.40 | 2.40 | 2.40 |
| Solar Divisa | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| Farrallon Solar | 0.96 | 0.96 | 0.96 | 0.96 |
| Cocle Solar | 0.96 | 0.96 | 0.96 | 0.96 |
| El Fraile Solar 1 | 0.48 | 0.48 | 0.48 | 0.48 |
| Solar Cocle | 8.99 | 8.99 | 8.99 | 8.99 |
| Solar Paris | 8.99 | 8.99 | 8.99 | 8.99 |
| Solar Los Angeles | 9.52 | 9.52 | 9.52 | 9.52 |
| Sol Real | 10.78 | 10.78 | 10.78 | 10.78 |
| El Espinal | 8.50 | 8.50 | 8.50 | 8.50 |
| Vista Alegre | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| Milton Solar | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| Nuevo Chagres | 55.00 | 55.00 | 55.00 | 55.00 |
| Marañón | 17.50 | 17.50 | 17.50 | 17.50 |
| Rosa de los vientos | 52.50 | 52.50 | 52.50 | 52.50 |
| Nuevo Chagres 2 | 62.50 | 62.50 | 62.50 | 62.50 |
| Portobelo | 32.50 | 32.50 | 32.50 | 32.50 |
| Antón | 4.30 | 4.30 | 4.30 | 4.30 |
| La Mata | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| Pocri | 16.00 | 16.00 | 16.00 | 16.00 |
| Estrella Solar | 4.79 | 4.79 | 4.79 | 4.79 |

| | | | | |
|-----------------------------|---------------|---------------|-----------------|-----------------|
| PanaSolar | | 9.90 | 9.90 | 9.90 |
| Energyst El Sanchez | | 44.33 | 44.33 | 44.33 |
| Jaguito Solar | | 9.99 | 9.99 | 9.99 |
| Toabre Et1 | | 102.00 | 102.00 | 102.00 |
| Penonome III | | 69.00 | 69.00 | 69.00 |
| La huaca | | - | 11.62 | 11.62 |
| ... | | | | |
| 6 | 147.00 | 147.00 | 147.00 | 147.00 |
| Panam | 97.00 | 97.00 | 97.00 | 97.00 |
| Panam Amp | 50.00 | 50.00 | 50.00 | 50.00 |
| ... | | | | |
| 7 | 576.98 | 576.98 | 195.98 | 195.98 |
| Miraflores | 135.63 | 135.63 | 135.63 | 135.63 |
| El Giral | 50.35 | 50.35 | 50.35 | 50.35 |
| URBALIA Cerro Patacon | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| Costa Norte | 381.00 | 381.00 | | |
| ... | | | | |
| 8 | 260.00 | 260.00 | 260.00 | 260.00 |
| Bayano | 260.00 | 260.00 | 260.00 | 260.00 |
| ... | | | | |
| 9 | 792.53 | 792.53 | 1,593.53 | 2,263.53 |
| BLM Ciclo Combinado | 160.00 | 160.00 | 160.00 | 160.00 |
| BLM Carbón | 120.00 | 120.00 | 120.00 | 120.00 |
| Cativá | 87.20 | 87.20 | 87.20 | 87.20 |
| Termo-Colón Ciclo Combinado | 150.00 | 150.00 | 150.00 | 150.00 |
| Pacora | 53.53 | 53.53 | 53.53 | 53.53 |
| Estrella de Mar I (Barcaza) | 72.00 | 72.00 | 72.00 | 72.00 |
| Jinro | 57.80 | 57.80 | 57.80 | 57.80 |
| Kanam | 92.00 | 92.00 | 92.00 | 92.00 |
| Costa Norte | | | 381.00 | 381.00 |
| Martano | | | 420.00 | 420.00 |
| Terlfers | | | | 670.00 |
| ... | | | | |
| 10 | 252.17 | 252.17 | 252.17 | 252.17 |
| Changuinola | 222.17 | 222.17 | 222.17 | 222.17 |
| Bonyic | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 |
| ... | | | | |

Demanda Máxima No Coincidente Prevista (MW)

| Zona | Año Tarifario 1 | Año Tarifario 2 | Año Tarifario 3 | Año Tarifario 4 |
|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| | 1/julio/2017- 30/junio/2018 | 1/julio/2018- 30/junio/2019 | 1/julio/2019- 30/junio/2020 | 1/julio/2020- 30/junio/2021 |
| 1 | 38.67 | 37.08 | 38.67 | 40.41 |
| <i>EDECHI</i> | | | | |
| Progreso T1 y T2 | 37.32 | 35.78 | 37.32 | 39.01 |
| Charco Azul | 1.35 | 1.30 | 1.35 | 1.40 |
| ... | | | | |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ... | | | | |
| 3 | 0.11 | 0.1 | 0.11 | 0.11 |
| <i>EDECHI</i> | | | | |
| Caldera 115-19 | 0.11 | 0.10 | 0.11 | 0.11 |
| ... | | | | |
| 4 | 110.15 | 106.42 | 110.15 | 114.53 |
| <i>EDECHI</i> | | | | |
| S/E Chiriqui | 12.41 | 11.99 | 12.41 | 12.88 |
| Mata Nance 34-9 | | | | |
| Mata Nance 34-10/11/15 | 97.74 | 94.43 | 97.74 | 101.65 |
| ... | | | | |
| 5 | 232.3 | 224.92 | 232.28 | 240.35 |
| <i>EDEMET</i> | | | | |
| Llano Sánchez y El Higo | 230.360 | 223.00 | 230.36 | 238.43 |
| <i>GRANDES CLIENTES</i> | | | | |
| Super 99 | 0.983 | 0.98 | 0.98 | 0.98 |
| Hotel Bijao | 0.816 | 0.82 | 0.82 | 0.82 |
| Varela (Fábrica de Pesé) | 0.120 | 0.12 | 0.12 | 0.12 |
| <i>MINERA PANAMA</i> | | | | |
| Petaquilla | | | | |
| ... | | | | |
| 6 | 165.64 | 160.70 | 165.64 | 171.22 |
| <i>EDEMET</i> | | | | |
| Panamá Oeste | 164.31 | 159.37 | 164.31 | 169.89 |
| <i>GRANDES CLIENTES</i> | | | | |

| | | | | | |
|-----------------------------------|-----------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Super 99 | | 0.30 | 0.30 | 0.30 | 0.30 |
| Cemento Interoceánico | | 1.03 | 1.03 | 1.03 | 1.03 |
| ... | | | | | |
| | 7 | 1234.19 | 1026.96 | 1064.52 | 1101.39 |
| ENSA | | | | | |
| Panamá | | 502.81 | 267.84 | 275.03 | 284.94 |
| Panamá 2 | | 219.28 | 234.56 | 251.16 | 263.02 |
| EDEMET | | | | | |
| Panamá | | 476.72 | 489.11 | 502.81 | 517.89 |
| GRANDES CLIENTES | | | | | |
| Business Park | | | | | |
| CEMEX | | 24.14 | 24.14 | 24.14 | 24.14 |
| Mega Depot | | | | | |
| Ricamar | | | | | |
| Contraloría | | 1.18 | 1.18 | 1.18 | 1.16 |
| Super 99 | | 3.98 | 3.98 | 3.98 | 3.98 |
| General Mills | | 0.92 | 0.92 | 0.92 | 0.92 |
| AVIPAC | | 0.17 | 0.17 | 0.17 | 0.17 |
| Embajada de Estados Unidos | | 1.34 | 1.34 | 1.34 | 1.34 |
| CSS (CHAAM) | | 3.37 | 3.44 | 3.51 | 3.54 |
| Varela (Cía. Panameña de Licores) | | 0.30 | 0.30 | 0.30 | 0.30 |
| ... | | | | | |
| | 8 | 23.17 | 22 | 20.4 | 24.31 |
| ENSA | | | | | |
| 24 de Diciembre | | 23.17 | 22.00 | 20.40 | 24.31 |
| Cañitas-Aserradero | | | | | |
| ... | | | | | |
| | 9 | 121.83 | 125.983 | 124.870 | 126.620 |
| ENSA | | | | | |
| Colón | | 113.16 | 117.47 | 116.25 | 118.02 |
| GRANDES CLIENTES | | | | | |
| Cemento Panamá (Argos) | | 8.39 | 8.23 | 8.34 | 8.32 |
| Super 99 | | 0.28 | 0.28 | 0.28 | 0.28 |
| ... | | | | | |
| | 10 | 90.39 | 87.95 | 90.39 | 92.82 |
| Bocas del Toro | | | | | |
| PTP-Cañazas | | 27.34 | 26.81 | 27.34 | 27.75 |
| Changuinola | | 17.85 | 17.17 | 17.85 | 18.66 |
| Bocas del Toro | | 45.2 | 43.97 | 45.20 | 46.41 |
| ... | | | | | |

ENERGÍA CONSUMIDA POR LA DEMANDA ANUAL PREVISTA POR ZONA (GWh)

ENERGIA CONSUMIDA POR LA DEMANDA ANUAL PREVISTA POR ZONA (GWh)

| ZONA | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | TOTAL |
|------|-----|---|---|-----|-------|-----|-------|-----|-------|-----|--------|
| AT 1 | 377 | - | 1 | 347 | 1,469 | 613 | 6,638 | 282 | 1,056 | 115 | 10,896 |
| AT 2 | 377 | - | 1 | 347 | 1,467 | 612 | 6,633 | 281 | 1,055 | 114 | 10,887 |
| AT 3 | 377 | - | 1 | 347 | 1,467 | 612 | 6,633 | 281 | 1,055 | 114 | 10,887 |
| AT 4 | 377 | - | 1 | 347 | 1,467 | 612 | 6,633 | 281 | 1,055 | 114 | 10,887 |

ANEXO C

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.