



Panamá, 13 de junio de 2025

CONSULTA PÚBLICA No.002-25-Elec Etapa II

PROPUESTA DEL PLIEGO TARIFARIO DE TRANSMISIÓN CORRESPONDIENTE AL PERIDO TARIFARIO COMPRENDIDO DESDE EL 1 DE JULIO 2025 AL 30 DE JUNIO 2029, PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA).

**EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A.
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A.**

Señores
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
Edificio Office Park
Vía España y Fernández de Córdoba
Primer Piso
Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario

DIR-SJ-731-25
13 de junio de 2025

CONSULTA PÚBLICA No.002-25-Elec Etapa II, Propuesta del Pliego Tarifario de Transmisión correspondiente a periodo tarifario comprendido desde el 01 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)

Estimados señores:

Por este medio, nosotros la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN METRO OESTE, S.A.** (en adelante **EDEMET**) y **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN CHIRIQUÍ** (en adelante **EDECHI**), **S.A.** comparecemos con todo respeto, a fin de someter a vuestra consideración, nuestras observaciones y comentarios a la Etapa II de la **Consulta Pública No.002-25**, que dispone de la propuesta del “Pliego tarifario de Transmisión correspondiente al periodo tarifario comprendido desde el 1 de julio 2025 al 30 de junio 2029, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, s.a. (ETESA)”, a continuación se presentan los siguientes comentarios:

DEMANDA MÁXIMA NO COINCIDENTE (MW)

Con respecto a los valores de Demanda Máxima No Coincidente previstos para EDEMET (nodo Panamá Oeste-Zona 6) y EDECHI (Mata de Nance-Zona 4), solicitamos revisar la información utilizada en los análisis, ya que la proyección considerada presenta valores por encima de los valores reales históricos de los últimos años e incluso mayores en referencia a las tasas de crecimiento consideradas.

Para referencia, adjuntamos la Demanda Máxima No Coincidente promedio registrada en los últimos cuatro años 2022-2025.

Demanda Máxima No Coincidente Prevista (MW)						
Zona	Año Tarifario 1	Año Tarifario 2	Año Tarifario 3	Año Tarifario 4	Promedio Previsto 2025-2026	Promedio Real 2022-2025
	1/julio/2025-30/junio/2026	1/julio/2026-30/06/2027	1/julio/2027-30/06/2028	1/julio/2028-30/06/2029		
Zona 4						
EDECHI	PREVISTO				REAL	
Mata Nance 34-9	145.58	149.25	155.07	158.79	152.17	136.87
Mata Nance 34-10/11/15						
Zona 6						
EDEMET	PREVISTO				REAL	
Panamá Oeste	202.21	225.88	232.56	239.7	225.09	202.26

En EDECHI, hemos analizado la Demanda Máxima No Coincidente en el Nodo Mata de Nance prevista promedio de 152.17 MW de 2025-2029 vs el promedio real 136.87 MW de 2022-2025 y observamos que hay una amplitud de **15.30 MW** bastante considerable y lejos con respecto a la realidad.

Lo mismo se presenta en EDEMET en el Nodo Panamá Oeste (zona 6) con una Demanda Máxima No Coincidente real de 202.26 MW promedio versus la prevista de 225.09 MW con una amplitud de **22.82 MW**.

Si bien ETESA, utiliza la DMNC real del mes para facturar, estas variaciones en la demanda entre un año y otro parecen considerar un crecimiento superior al esperado. De todos modos, en EDEMET si lo vemos en total, presenta una leve reducción de las demandas máximas reales, lo que en EDECHI no ocurre. Consideramos que en estos escenarios de Demanda Máxima No Coincidentes, no se están considerando los impactos que está generando el Autoconsumo, cuya penetración es que cada vez más amplía

CARGOS POR CONEXIÓN

Lo cargos de conexión se mantienen al alza, pero en menor proporción al régimen anterior.

En relación con los Cargos por Conexión propuestos, si bien es cierto que estos se ajustan al inicio de cada año tarifario con excepción del primer año de cada período, hemos observado que continúan presentando una tendencia al alza, aunque en una proporción menor en comparación con el régimen tarifario anterior.

Consideramos necesario que estos cargos sean revisados, ya que deben reflejar de manera fiel y transparente los costos reales de los activos requeridos para garantizar el nivel de confiabilidad exigido por la normativa vigente. En particular, dichos cargos deben corresponder únicamente a los activos necesarios para permitir la conexión de los usuarios al Sistema Principal de Transmisión, cuando estos activos no son de propiedad del usuario, conforme a lo establecido en el Reglamento de Transmisión y lo previsto en la Ley 6.

CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPT)

En cuanto a los cargos por Seguimiento Eléctrico propuesto para el caso de EDECHI, en el primer año tarifario se refleja un impacto significativo para las zonas 1,4 y 10 comparado con los cargos de seguimiento Eléctrico del último año del régimen actual o cualquiera de los años del régimen actual. Por ejemplo, la zona 1 pasa de **0,008** (B./MWh) en el año 4 del régimen actual a **2,068** (B./MWh) en el nuevo régimen en un solo año, lo que equivale a un incremento cientos de veces mayor al del último año del régimen actual o a cualquiera de los años del régimen actual, para esta zona (zona 1).

Si bien en los 3 últimos años siguientes se normaliza, sobre todo en las zonas 1 y 10, consideramos que este punto merece una revisión por parte de ETESA.

En los siguientes cuadros podemos observar en el Pliego Actual lo **resaltado en amarillo** (como su incremento es >100% en un solo año con respecto al Pliego en Consulta.

PLIEGO ACTUAL					PLIEGO EN CONSULTA					
SEGUIMIENTO ELÉCTRICO					SEGUIMIENTO ELÉCTRICO					
CUADRO No 3					CUADRO No 3					
CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEI)					CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (CUSPTEI) PARA LA					
PARA LA DEMANDA (B./MWh)					DEMANDA (B. MWh)					
Zona	Año 1 (*) 1/07/2021- 30/06/2022	Año 2 (**) 1/07/2022- 31/12/2022	Año 3 1/1/2023- 30/06/2023	Año 4 1/07/2023- 30/06/2024	Año 5 1/07/2024- 30/06/2025	Zona	Año 1 1/07/2025- 30/06/2026	Año 2 1/07/2026- 30/06/2027	Año 3 1/07/2027- 30/06/2028	Año 4 1/07/2028- 30/06/2029
1	0.027	0.000	0.000	0.000	0.008	1	2.068	0.000	0.000	0.010
2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2	2.502	0.000	0.000	0.000
3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3	2.630	0.000	0.000	1.966
4	0.377	0.333	0.471	0.310	0.456	4	2.344	0.512	1.070	1.219
5	0.925	0.786	0.737	0.550	0.361	5	1.280	1.516	2.208	2.411
6	1.122	1.077	1.011	0.849	0.719	6	1.160	2.102	1.676	1.758
7	0.845	1.033	0.848	0.829	0.663	7	0.481	2.357	1.850	1.877
8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	8	0.790	0.000	0.000	0.773
9	1.357	1.552	1.417	0.830	0.026	9	0.593	2.432	1.832	1.828
10	0.098	0.199	0.133	0.059	0.000	10	3.744	0.438	0.507	0.537

Siendo que estos cargos deben reflejar 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, no parece adecuado un pliego donde en un **único** año se facture, prácticamente, la totalidad del ingreso en algunas zonas.

Estos cargos en B./ MWh se aplicarán una vez finalizado el mes, a la energía real comprada por la demanda, según corresponda, por lo cual solicitamos que los mismos sean revisados y que presenten un comportamiento con variaciones razonables, sin los picos que se presentan en las zonas en mención, lo que impacta en la tarifa del cliente final.


Cinthya Camargo Saavedra

Representante legal en ausencia del Titular