

Panamá, 6 de agosto de 2026

Licenciada

ZELMAR RODRÍGUEZ

Administradora General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario

E. S. D.

Asunto: Comentarios y solicitud de aclaración en el marco de la **Consulta Pública No. 008-26-Elec**, relativa a la propuesta de "Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización para Clientes Regulados y Grandes Clientes Habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), para el período de 2026 al 2030".

Asunto: Energización del componente de costo de potencia de generación (CPG) en las tarifas con medición de demanda. Solicitud de aclaración y de adopción de una senda de reducción progresiva.

Respetada licenciada Administradora General:

El suscrito, en ejercicio del derecho de participación ciudadana y dentro del término establecido para la Consulta Pública No. 008-26-Elec, presenta respetuosamente ante esta Autoridad los siguientes comentarios y solicitudes de aclaración.

1. Antecedente: el criterio ya fijado por esta Autoridad en 2018

La energización del cargo de potencia de generación ha sido objeto de comentarios en los procesos de consulta pública de los pliegos tarifarios de los períodos anteriores —entre ellos las Consultas Públicas No. 007-23 y No. 009-23, correspondientes a los pliegos 2023-2026—, así como en los procesos asociados al régimen tarifario que inició en 2018. En ambas ocasiones se observó que el esquema vigente, que energiza un ochenta y cinco por ciento (85%) del costo de potencia de generación para la mayoría de los clientes en tarifas con medición de demanda, no transmite al cliente una señal de precio consistente con el costo real de los productos de potencia y de energía del segmento de generación.

Esta Autoridad ya acogió expresamente dicho planteamiento. En la Resolución AN No. 12801-Elec de 8 de octubre de 2018, página 17 de 25, al pronunciarse sobre los comentarios relativos a la energización de los costos de potencia para clientes regulados con medición de demanda, la ASEP manifestó lo siguiente:

«No obstante, esta Autoridad considera conceptualmente adecuado no energizar los costos de potencia de generación, al igual que los costos de redes; y por ello a futuro debe llevarse la regulación para que se logre este objetivo. Un primer paso en la propuesta es que los costos de redes no serán energizados.»

Se acompaña, el extracto correspondiente de la referida Resolución:

- b) Sobre el análisis realizado sustentando que no se energicen los costos de potencia a los clientes regulados que tiene medición con demanda, indicamos que la propuesta de energización del CPG es sólo mediante directrices de la ASEP, y tiene el objeto de evitar cambios abruptos en la tarifa de los clientes con demanda, debido a que en la actualidad las tres empresas distribuidoras energizan los costos de potencia de generación parcial o totalmente.

No obstante, esta Autoridad considera conceptualmente adecuado no energizar los costos de potencia de generación, al igual que los costos de redes; y por ello a futuro debe llevarse la regulación para que se logre este objetivo. Un primer paso en la propuesta es que los costos de redes no serán energizados.

Figura 1. Extracto de la Resolución AN No. 12801-Elec de 8 de octubre de 2018, página 17 de 25 (resaltado nuestro).

De la transcripción anterior se desprenden dos definiciones de política regulatoria: (i) que la no energización del costo de potencia de generación es el objetivo conceptualmente correcto; y (ii) que la desenergización de los costos de redes constituía únicamente un primer paso dentro de una trayectoria de ajuste regulatorio orientada a alcanzar ese objetivo.

2. Situación en la propuesta de pliego tarifario 2026-2030

Transcurridos casi ocho (8) años desde la citada Resolución, observamos que la propuesta sometida a esta consulta mantiene, para la totalidad del período tarifario 2026-2030, exactamente la misma estructura de energización del costo de potencia de generación. Conforme a los lineamientos generales de estructura tarifaria impartidos por esta Autoridad mediante la Nota DSAN-618-26 de 11 de marzo de 2026 y la Nota DSAN No. 1317-2026 de 5 de junio de 2026, y sobre la base del Ingreso Máximo Permitido aprobado mediante la Resolución AN No. 21660-Elec, en el marco de la Consulta Pública No. 001-26, los criterios de asignación aplicados a las tarifas con medición de demanda son los siguientes:

Componente de costo	% de energización	Observación
Comercialización	100%	Sin cambio
Distribución (VAD)	0%	Desenergizado (paso ya ejecutado)
Alumbrado público	100%	Sin cambio
Pérdidas de distribución	92%	8% se recupera por potencia
Transmisión	50%	50% energía / 50% potencia
Pérdidas de transmisión	100%	Sin cambio
Potencia de generación — BT	85%	Sin variación desde 2018
Potencia de generación — MT	85%	Sin variación desde 2018
Potencia de generación — AT	50%	Criterio diferenciado ya aplicado

El propio pliego confirma que el primer paso anunciado en 2018 se ejecutó: los costos de distribución no se energizan (0%) y se recuperan íntegramente mediante cargos por demanda. Sin embargo, el segundo y principal componente del compromiso —la reducción progresiva de la energización del costo de potencia de

generación hasta su eliminación— no registra avance alguno: permanece en 85% para BT y MT, es decir, en el mismo nivel vigente desde el régimen tarifario anterior y el que le precedió.

Cabe destacar, adicionalmente, que la propia propuesta aplica un porcentaje distinto (50%) a los clientes en alta tensión, lo que demuestra que la reducción del grado de energización es técnica y operativamente viable dentro del mismo modelo tarifario, sin requerir modificación del Reglamento de Distribución y Comercialización.

3. Efecto sobre la señal de precio y subsidios cruzados por factor de carga

El costo de potencia de generación es, por su naturaleza, un costo de capacidad: se origina en la contribución de cada cliente a la demanda máxima del sistema y, por lo tanto, su vehículo de recuperación económicamente correcto es un cargo por demanda (B/./kW-mes). Al energizarse el 85% de dicho costo, éste se traslada a un cargo por energía (CPOTGENE) calculado con el factor de carga promedio de la categoría tarifaria, y no con el factor de carga individual del cliente.

En consecuencia, para un cliente con demanda máxima P y factor de carga fc , perteneciente a una categoría cuyo factor de carga promedio es $fc(ref)$, la proporción del costo de capacidad que efectivamente termina pagando resulta:

$$\text{Pago relativo} = (1 - e) + e \times [fc / fc(ref)] \quad \text{con } e = \text{grado de energización}$$

Aplicando $e = 85\%$ y tomando, a título ilustrativo, una categoría con factor de carga promedio $fc(ref) = 0.50$, el resultado es el siguiente:

Factor de carga del cliente	$fc / fc(ref)$	% del costo de capacidad que paga	Desviación
0.25 (uso muy discontinuo)	0.50	57.5 %	-42.5 %
0.35	0.70	74.5 %	-25.5 %
0.50 (promedio de la categoría)	1.00	100.0 %	0.0 %
0.65	1.30	125.5 %	+25.5 %
0.80 (demanda bien gestionada)	1.60	151.0 %	+51.0 %

Es decir, ante una idéntica contribución a la demanda máxima del sistema, un cliente con factor de carga de 0.80 termina pagando aproximadamente 2.6 veces lo que paga por el mismo concepto un cliente con factor de carga de 0.25. El esquema produce, en la práctica, los siguientes efectos:

- Se invierte la señal de eficiencia: el cliente que gestiona adecuadamente su demanda, aplanando su curva de carga y por ende utiliza más eficientemente la capacidad instalada del sistema, resulta penalizado; mientras que el cliente con baja utilización de la capacidad contratada resulta beneficiado.
- Se generan subsidios cruzados no declarados entre clientes de una misma categoría tarifaria, con distinto factor de carga, sin que exista una política tarifaria expresa que los sustente ni una cuantificación pública de su magnitud.
- Se desincentivan las inversiones en gestión de la demanda, control de picos, corrección del factor de potencia y almacenamiento, precisamente en el momento en que el sistema requiere de dichas herramientas para acompañar la incorporación de generación renovable variable.

- Se introduce una inconsistencia interna en el propio pliego: los costos de redes de distribución, cuya naturaleza de costo de capacidad es idéntica, se recuperan al 0% de energización, mientras que el costo de capacidad de generación se energiza al 85%.

4. Solicitudes

Con fundamento en lo anterior, solicitamos respetuosamente a esta Autoridad:

1. Que aclare y motive expresamente el criterio técnico y económico utilizado para determinar el porcentaje de energización del costo de potencia de generación, e indique por qué dicho criterio conduce a 85% en baja y media tensión y a 50% en alta tensión.
2. Que aclare por qué, transcurridos casi ocho (8) años desde la Resolución AN No. 12801-Elec de 8 de octubre de 2018, y habiéndose ejecutado el "primer paso" allí anunciado, dicho porcentaje no ha seguido una trayectoria decreciente y se mantiene inalterado para la totalidad del período tarifario 2026-2030.
3. Que, siendo estos lineamientos de obligatorio cumplimiento para las empresas distribuidoras, se precise si la ASEP ha evaluado formalmente la reducción del porcentaje en el presente proceso y, de ser así, que se incorporen al expediente los estudios o análisis que sustentan su no adopción así como las notas mediante las cuales comunica a las empresas distribuidoras las directrices en este tema.
4. Que se considere incorporar al pliego tarifario 2026-2030 una senda explícita y decreciente de energización del costo de potencia de generación a lo largo de los cuatro años tarifarios —por ejemplo 85% / 65% / 45% / 25%, o la trayectoria que la ASEP determine técnicamente—, de forma que el objetivo definido en 2018 se alcance de manera gradual, previsible y sin cambios abruptos en la factura de los clientes.

Agradecemos de antemano la atención que se sirva brindar a las presentes observaciones y reiteramos nuestra disposición de aportar los elementos técnicos adicionales que esta Autoridad estime necesarios.

Atentamente,



Abdul Escobar