

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 21990 -Elec

Panamá, 19 de agosto de 2026

“Por la cual se aprueba el Pliego Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)** para el periodo comprendido del 1 de septiembre de 2026 al 31 de agosto de 2030 y se dictan otras disposiciones.”

LA ADMINISTRADORA GENERAL

en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como un organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”, establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 4 del artículo 9 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, señala que le corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos establecer los criterios, metodologías y fórmulas para la fijación de tarifas de los servicios públicos de electricidad, en los casos en que no haya libre competencia;
4. Que el artículo 96 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además, indica que de acuerdo con los estudios que realice, esta Autoridad Reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de las tarifas;
5. Que por su parte, el artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años; pero que excepcionalmente, podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas;
6. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, al cual deberán acogerse aquellas empresas que cuenten con su respectiva concesión para la prestación de esa actividad;
7. Que mediante la Resolución AN No.18702-Elec de 19 de septiembre de 2023, modificada por la Resolución AN No.17836-Elec de 5 de octubre de 2023, esta Autoridad Reguladora aprobó los Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización de la empresa de distribución **ELEKTRA NORESTE, S.A.**

Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 2 de 25

(ENSA) para el periodo comprendido del 1 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026 y se dictan otras disposiciones

8. Que, contra la Resolución arriba citada, se presentó una Demanda Contencioso-Administrativa de Nulidad; dentro del referido proceso la Sala Tercera de lo Contencioso Administrativo y Laboral de la Corte Suprema de Justicia, ordenó la suspensión provisional de los efectos de dicho acto administrativo. En ese sentido, bajo la premisa legal que existía en ese momento esta Autoridad Reguladora emitió la Resolución AN No. 19632-Elec de 24 de octubre de 2024, mediante la cual resolvió restablecer la vigencia del Pliego Tarifario de Distribución y Comercialización de la empresa Elektra Noreste, S.A. (ENSA), correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2018 y el 30 de junio de 2022, actualizado al mes de junio de 2023 y aprobado mediante la Resolución AN No. 13039-Elec de 28 de diciembre de 2018, hasta tanto se resolviera la causa contencioso-administrativa o esta Autoridad Reguladora adoptara una nueva decisión tarifaria;
9. Que esta Autoridad Reguladora, aprobó mediante Resolución AN No.21656-Elec de 20 de mayo de 2026 modificada por la Resolución AN No.21782-Elec de 18 de junio de 2026, el Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la empresa de distribución eléctrica ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA), para el periodo 2026-2030;
10. Que la empresa de distribución en referencia a través de sendas notas presentó a consideración de esta Autoridad Reguladora el Pliego Tarifario propuesto para el periodo 2026 al 2030;
11. Que los Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización objeto de la presente resolución corresponden a una nueva determinación tarifaria para el periodo comprendido de 2026 al 2030, sustentada en los estudios, modelos de cálculo e información técnica, económica y financiera elaborados específicamente para dicho periodo;
12. Que la presente decisión administrativa cuenta con fundamentos técnicos, económicos, jurídicos y procedimentales propios, derivados del Régimen Tarifario vigente, de los modelos de cálculo aplicables al periodo 2026-2030 y de las actuaciones desarrolladas dentro del respectivo procedimiento de participación ciudadana;
13. Que esta Autoridad Reguladora, sometió a Consulta Pública No.009-26, la propuesta de los "Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización de la empresa de distribución eléctrica ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA), correspondiente al periodo 2026-2030;
14. Que la propuesta completa de los Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización de las empresas distribuidoras estuvo disponible para la Consulta Pública desde el lunes 6 de julio hasta el jueves 6 de agosto de 2026. Asimismo, dentro del periodo dispuesto para la recepción de comentarios y observaciones, según consta en el Acta de Cierre del 7 de agosto de 2026, se recibieron comentarios de los siguientes interesados:
 - BYD Panamá, S.A.
 - Grupo Rey
 - Harinas del Istmo, S.A.
 - P.H. Vitri Tower
 - Cervecería de Panamá, S.A.
 - Recuperación de Proteína, S.A. (REDEPROSA)
 - Elektra Noreste, S.A.
 - Capira Solar, S.A.
 - Brillo Solar, S.A.
 - Concepto Solar, S.A.
 - Deca Solar, S.A.
 - Electricidad Solar, S.A.
 - Mercurio Solar, S.A.



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 3 de 25

- Oro Solar, S.A.
- Carlos Quintero (AGRANDEL)
- Empresa de Generación de Energía, S.A.
- Dayana Fernández
- Natalia Duggon (PROSERV)
- Ecotopia Teak Incorporated, S.A.
- Carlos Quintero (Asesoría Energética)
- Metro de Panamá
- Grupo Melo, S.A.
- AES Panamá S.R.L
- PH Super Mercado El Dorado
- Secretaría Nacional de Energía
- Pricesmart Panamá, S.A.
- Joc Colón, S.A.
- Calores Refrigerados, S.A.
- Asociación Nacional de Generadores de Eléctricos (ANPAG)
- Generadora Del Istmo, S.A.
- Generadora Gatún, S.A.
- Varela Hermanos, S.A.
- Tecnisol I, II, III y IV
- Asociación de Grandes Clientes Eléctricos de Panamá (AGRANDEL)

15. Que a continuación se procede a revisar y a responder, los comentarios recibidos dentro del periodo de la Consulta Pública:

15.1. COMENTARIOS SOBRE TARIFAS PARA LAS ESTACIONES DE CARGAS

- **BYD DE PANAMÁ, S.A.**

Consideran que se deben abordar puntos clave en materia de transición energética y acorde a las políticas de planificación energéticas:

- Creación de tarifa plana para estaciones de recarga para vehículos eléctricos.
- Evaluación del Factor de Potencia para clientes sometidos al procedimiento de autoconsumo.
- Inversión de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB) en la red de distribución.

Presentan un resumen ejecutivo en formato de matriz comparativa

Eje clave	Problemática	Solución propuesta	Beneficios esperados
Tarifa para movilidad eléctrica	Volatilidad y altos costos monómicos en estaciones de carga rápida debido a los cargos por demanda y bajo uso.	Crear una tarifa plana exclusiva (BTS4 o BTSEV) para estaciones de carga pública, similar a modelos en otros países.	Una tarifa plana garantiza un costo fijo para cargadores públicos e incrementa las ventas de autos eléctricos.
Cálculo del Factor de Potencia (FP)	La medición bidireccional distorsiona el cálculo del FP, penalizando injustamente a clientes con	Implementar medición inteligente para el consumo total de la instalación o usar promedios de energía reactiva previos al	Garantiza la venta de más sistemas solares en Panamá y confianza en las regulaciones locales.

9

21
B



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 4 de 25

	generación distribuida.	autoconsumo para comparación.	
Almacenamiento de Energía (SAEB)	El crecimiento de la demanda y repotenciación de redes elevan los costos e inversiones en el sistema, impactando la tarifa final.	Instalar sistemas de almacenamiento en nodos estratégicos para aplazar inversiones en infraestructura y mejorar la eficiencia operativa y seguridad.	Permitirá que los sistemas de almacenamiento entren en el mercado panameño en proyectos de gran escala

• SECRETARÍA NACIONAL DE ENERGÍA

La Secretaría señala que Panamá aún se encuentra en una etapa inicial de adopción de la movilidad eléctrica y que uno de los principales obstáculos para el desarrollo de la infraestructura de recarga pública es la aplicación de tarifas binómicas con cargo por demanda. Este esquema resulta poco adecuado para las estaciones de carga rápida y semi rápida, debido a que presentan factores de carga bajos y un uso intermitente.

En consecuencia, recomienda que las estaciones públicas de carga de vehículos eléctricos puedan elegir la tarifa que mejor se adapte a sus características y propone que la tarifa BTSH sea una alternativa disponible para estas instalaciones, independientemente del nivel de tensión al que se encuentren conectadas. Considera que esta medida permitiría ofrecer señales de precio más apropiadas sin modificar la estructura tarifaria general.

Asimismo, reitera la conveniencia de incorporar, en futuros pliegos tarifarios, una tarifa específica para los operadores de estaciones de carga de las Categorías II y III, con una estructura que reduzca el impacto de los cargos por demanda y favorezca la expansión de la infraestructura de recarga pública. Como referencia, menciona la experiencia de Costa Rica, donde existe una tarifa específica para centros de carga rápida. También recomienda que dicha tarifa pueda actualizarse con mayor frecuencia y que contemple tanto estaciones nuevas como existentes, incluso aquellas que operan desde establecimientos anfitriones (centros comerciales, supermercados y estacionamientos) y cuentan con un medidor dedicado.

• ANPAG

Señala que la movilidad eléctrica, uno de los ejes de la Agenda Nacional de Transición Energética, está ausente de cara a políticas y/o lineamientos tarifarios que favorezcan la adopción de la movilidad eléctrica en el país.

ENSA propone aplicar las mismas tarifas BTH o MTH a las estaciones de carga que no sean de su propiedad, dependiendo del nivel de tensión del suministro.

Los pliegos no establecen por sí solos una tarifa promocional o subsidiada. Sin embargo, no debería significar que la definición del tratamiento tarifario de la movilidad eléctrica, estrategia nacional de importancia para el país, se posponga durante todo el periodo 2026-2030. Señalan que ya existe una regulación que reconoce distintas categorías de estaciones de carga, exige medición de la energía consumida y dispone que los operadores derivados paguen a la distribuidora conforme a la tarifa aplicable del pliego vigente.

ANÁLISIS DE LA ASEP

Es preciso indicar que coincidimos en que uno de los objetivos que emanan de la Ley 295 de 2022 es promover el desarrollo de la infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos.

No obstante, la tarifa BTSH fue concebida para una demanda máxima de hasta 15 kW, por lo que su posible aplicación generalizada a estaciones de carga cuyas características de demanda y consumo difieran debe ser evaluada con detenimiento.

9

24
15

Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 5 de 25

Ahora bien, en atención a los comentarios recibidos durante la Consulta Pública, esta Autoridad ha reconsiderado la propuesta presentada por las empresas distribuidoras para las estaciones de carga de vehículos eléctricos.

Como resultado de dicha evaluación, durante el presente período tarifario las estaciones de carga podrán acogerse a las opciones tarifarias vigentes para las cuales cumplan las respectivas condiciones de aplicación, de conformidad con lo establecido en el Régimen de Distribución y Comercialización.

Adicionalmente, considerando los objetivos de política energética orientados a promover la electrificación de la economía y la descarbonización del sector transporte, así como la limitada información disponible sobre los patrones de consumo y utilización de estas instalaciones, esta Autoridad considera conveniente mantener abierta la evaluación de mecanismos u opciones tarifarias específicas para las estaciones de carga de vehículos eléctricos.

Estos mecanismos, dentro del presente periodo tarifario, podrán considerar esquemas transitorios, sustentados en criterios técnicos y en los lineamientos de política energética correspondientes, que permitan además recopilar información sobre los patrones de consumo, utilización de la infraestructura y demás elementos necesarios para determinar el tratamiento tarifario más adecuado para este tipo de usuarios.

Con respecto a los temas comentados por BYD Panamá sobre el cálculo del factor de potencia y el almacenamiento de energía, indicamos que estos no forman parte de la Consulta Pública que nos ocupa.

15.2. COMENTARIOS SOBRE EL CARGO POR DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN (CPG) A LOS GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD DE ENSA

- **GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD (se hizo un compendio de los comentarios realizados por los Grandes Clientes que participaron en la Consulta Pública)**

Los participantes concentran sus observaciones que el Cargo por Potencia de Generación (CPG) propuesto para los Grandes Clientes aumenta de B/.12.00/kW-mes a B/.16.00/kW-mes, equivalente a un incremento de aproximadamente 33.3%, y se cuestiona que la documentación publicada no permita reproducir integralmente la metodología que conduce al nuevo valor. Se solicita identificar el costo de potencia reconocido, los contratos que lo sustentan, la demanda utilizada, los ajustes por reserva y pérdidas y los distintos mecanismos mediante los cuales se recupera dicho costo, así como explicar las circunstancias técnicas, contractuales y económicas que justifican retomar para el período 2026-2030 el valor de B/.16.00k / W-mes, considerando que dicho valor ya había sido evaluado en la revisión de 2023 y se mantuvo entonces el cargo de B/.12.00/kW-mes.

En cuanto al costo de generación, se presenta que para el período 2026-2030 este asciende aproximadamente a B/.664.30 millones anuales, frente a B/.431.25 millones anuales para 2022-2026, lo que representa un incremento de aproximadamente 54.0% y el mayor valor de la serie histórica analizada. Asimismo, se indica que la generación representa aproximadamente 65.8% del costo anual equivalente de ENSA y que, al incorporar las pérdidas de distribución, la exposición directa e indirectamente relacionada con el abastecimiento alcanza aproximadamente 72.0% del costo total, razón por la cual se solicita mayor evaluación de la planificación, contratación y resultados de las licitaciones.

Respecto del portafolio de potencia contratado por ENSA, se presenta una trayectoria del costo promedio ponderado de B/.19.46/kW-mes en 2026, B/.18.89/kW-mes en 2027, B/.18.09/kW-mes en 2028, B/.14.98/kW-mes en 2029 y B/.15.40/kW-mes en 2030, destacándose una tendencia decreciente hasta 2029 y un incremento moderado en 2030. Sobre esta base, se solicita que el CPG sea determinado prospectivamente considerando la evolución efectiva del portafolio contractual, la entrada y salida de contratos, las nuevas adjudicaciones y la demanda durante los cuatro años del período tarifario.

Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 6 de 25

Adicionalmente, al comparar el costo de potencia considerado en el ajuste/pliego con la reconstrucción de la base contractual actualizada, se presenta para los 48 meses un costo de B/.797.99 millones en el ajuste/pliego frente a B/.557.51 millones de la base contractual reconstruida, resultando una diferencia acumulada de aproximadamente B/.240.48 millones, equivalente al 43.1% del costo contractual reconstruido. Se aclara que esta diferencia no demuestra por sí sola la existencia de un error en el pliego, toda vez que puede obedecer a otros costos de potencia, indexaciones, contratos sin precio visible, SRLP, sustituciones u otros criterios tarifarios; no obstante, se solicita una conciliación que permita explicar de manera reproducible dicha diferencia.

Asimismo, se presentan indicadores teóricos del costo de potencia que, utilizando la DMG de ENSA como denominador común, arrojan para el ajuste/pliego valores de B/.21.80, B/.22.00, B/.21.96 y B/.21.80/kW-mes para los años tarifarios 2026/27, 2027/28, 2028/29 y 2029/30, respectivamente, con un promedio de B/.21.89/kW-mes; mientras que la reconstrucción contractual arroja B/.17.87, B/.17.76, B/.13.50 y B/.12.27/kW-mes, respectivamente, con un promedio de B/.15.35/kW-mes. Se advierte, sin embargo, que estos valores constituyen indicadores del costo global y no corresponden directamente al CPG que debe cobrarse a cada Gran Cliente, debido a que no incorporan por sí solos la recuperación regulada, la cantidad facturable individual, la demanda coincidente ni los demás mecanismos tarifarios.

También se plantea que la recuperación del costo de potencia debe analizarse integralmente, considerando los cargos por demanda, los componentes recuperados mediante energía, los pagos de Grandes Clientes y los ajustes de cierre. Se señala, a manera de escenario, que con un CPG de B/.16.00/kW-mes la cobertura integrada alcanzaría aproximadamente 103.0% en 2029/30, precisándose que este resultado no debe interpretarse como evidencia definitiva de sobre-recuperación, por depender de estimaciones sobre el recaudo regulado, la demanda facturable de Grandes Clientes y otros mecanismos de recuperación.

En relación con la cantidad facturable, se cuestiona la utilización de la demanda máxima individual cuando esta no coincide necesariamente con la máxima demanda del sistema, proponiéndose evaluar la demanda coincidente como posible base causal para el CPG. Se destaca que el aumento de B/.12.00 a B/.16.00/kW-mes representa B/.4.00 adicionales por cada kW facturable mensualmente, de manera que para un Gran Cliente con 1,000 kW el impacto adicional ascendería a B/.48,000 anuales.

Finalmente, atendiendo a la magnitud del incremento y a su incidencia sobre contratos existentes, se solicita evaluar una aplicación gradual o un mecanismo de transición, incluyendo como alternativas mantener temporalmente el cargo vigente, establecer un escalonamiento anual o aplicar el nuevo valor a renovaciones, prórrogas y nuevos contratos. Igualmente, se solicita que, una vez determinado el CPG aplicable, este mantenga estabilidad durante el período tarifario 2026-2030, acompañado de mecanismos de seguimiento, transparencia y rendición de cuentas.

• **COMENTARIOS DE GENERADORES y OTROS se hizo un compendio de los comentarios realizados por los Generadores que participaron en la Consulta Pública)**

Los generadores manifiestan preocupación por el incremento propuesto del Cargo por Potencia de Generación (CPG) hasta B/.16.00/kW-mes y por los posibles efectos que esta modificación podría generar sobre el mercado de Grandes Clientes y sobre las condiciones económicas de los contratos de suministro existentes y futuros.

Señalan que el incremento del CPG podría reducir los ahorros económicos que actualmente obtienen los Grandes Clientes mediante su participación en el mercado no regulado, afectando el atractivo de esta modalidad de suministro y, consecuentemente, generando incentivos para que algunos clientes posterguen su incorporación, no renueven sus contratos o eventualmente retornen al mercado regulado. A juicio de los generadores, esta situación podría reducir la participación de la demanda, limitar las alternativas de contratación y afectar la competencia en el mercado eléctrico.

Asimismo, advierten que el aumento del CPG podría trasladar presión económica a los generadores que mantienen contratos con Grandes Clientes, quienes podrían verse obligados a absorber total o parcialmente dicho incremento para preservar sus contratos y mantener



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 7 de 25

condiciones competitivas de suministro. Consideran que esto podría afectar la rentabilidad de los proyectos de generación y disminuir los incentivos para celebrar nuevos contratos bilaterales con Grandes Clientes.

Los generadores señalan, además, que, ante un incremento de los costos asociados al suministro de Grandes Clientes, algunos proyectos podrían encontrar mayores incentivos para destinar su energía al mercado ocasional o participar en procesos de contratación para el suministro de clientes regulados, reduciendo la disponibilidad de ofertas para los Grandes Clientes y, por tanto, sus alternativas de contratación.

Por otra parte, destacan que la metodología del CPG, definida desde la Resolución AN No. 3037-Elec de 2009, fue establecida bajo condiciones de mercado distintas a las actuales y que, desde entonces, el sector eléctrico ha experimentado cambios relevantes, particularmente en materia de participación de la demanda, competencia, contratación bilateral, incorporación de fuentes renovables y nuevas tecnologías. En ese sentido, consideran conveniente revisar la metodología vigente del CPG para adecuarla a las condiciones actuales y a los objetivos de política energética.

Asimismo, solicitan que en la determinación del CPG se reconozcan adecuadamente las condiciones de cobertura de potencia de los Grandes Clientes, incluyendo la posibilidad de contratación directa de potencia con los generadores, coberturas parciales y otros mecanismos que permitan reducir la potencia que deba ser cubierta por el sistema. También plantean la necesidad de que la metodología permita identificar de manera transparente la capacidad reservada, la demanda considerada y los criterios utilizados para determinar el cargo.

Los generadores proponen evaluar mecanismos que permitan una implementación gradual del nuevo CPG, incluyendo esquemas de transición para los contratos existentes, una senda de convergencia previamente definida y publicada, así como plazos razonables para adecuar los contratos y estructuras de financiamiento. Igualmente, consideran conveniente realizar evaluaciones de impacto que permitan determinar los efectos de la modificación sobre los contratos vigentes, los ahorros de los Grandes Clientes, la renovación de contratos, las coberturas financieras y las decisiones de inversión en nueva capacidad de generación.

Finalmente, destacan la conveniencia de considerar nuevas alternativas para la gestión y cobertura de la potencia, incluyendo la contratación directa de potencia y el aprovechamiento de sistemas de almacenamiento de energía (BESS). Señalan que estas tecnologías podrían proporcionar fuentes adicionales de ingresos a los generadores, permitiéndoles contar con mayor flexibilidad para estructurar ofertas de energía más competitivas para los Grandes Clientes y, al mismo tiempo, contribuir al desarrollo de nuevos proyectos de generación y a la incorporación de fuentes renovables.

En términos generales, los generadores solicitan que cualquier modificación del CPG sea sustentada en una metodología actualizada y transparente y que se evalúen sus efectos sobre la competitividad del mercado de Grandes Clientes, la contratación bilateral, la rentabilidad e inversión en generación y la incorporación de nuevas tecnologías, procurando una implementación que permita mantener condiciones adecuadas para el desarrollo del mercado eléctrico.

• ANPAG

Que el Cargo por Potencia de Generación (en adelante, CPG) vigente fue establecido en B/.12.00 por kW-mes hasta el 30 de junio de 2026. Los nuevos pliegos proponen elevarlo a B/.16.00 por kW-mes, lo que representa un incremento de aproximadamente 33.33 %. ANPAG reconoce que los costos eficientes de potencia, capacidad y confiabilidad deben ser pagados por los usuarios que requieren estos servicios. Si los costos atribuibles a los Grandes Clientes no fueran recuperados adecuadamente, podrían terminar siendo trasladados a los clientes regulados, lo cual no sería equitativo.

No obstante, debe considerarse que, para la generalidad de los Grandes Clientes conectados a la red de distribución, la energía puede contratarse con un Participante Productor, mientras que la potencia permanece sujeta al esquema regulado y al cargo establecido por la ASEP. La regulación reserva la contratación directa de potencia principalmente para Grandes



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 8 de 25

Clientes nuevos conectados directamente al sistema de transmisión. En consecuencia, numerosos Grandes Clientes pudieron celebrar sus contratos de energía tomando como referencia un CPG de B/.12.00 por kW-mes, sin tener la posibilidad de fijar directamente con el generador el precio de su potencia.

ANPAG no solicita que el costo de potencia sea asumido por los clientes regulados. Solicita que el nuevo cargo sea transparente y que su aplicación considere la previsibilidad de los contratos existentes. Por ello, solicita: 1. Publicar información completa de cálculo que sustenta el valor de B/.16.00 kW-mes u otro que se establezca finalmente para el CPG. Identificar los costos de potencia, capacidad y reserva incluidos en el cargo. 2. Demostrar que no existe doble recuperación de un mismo costo. 3. Otorgar seguridad económica y no modificar los contratos de energía vigentes celebrados antes de la aprobación del nuevo pliego. O Aplicar plenamente el nuevo valor a los contratos nuevos, renovados prorrogados, cuyos titulares podrán incorporar previamente el valor CPG que se defina en su evaluación económica.

Registrar cualquier diferencia transitoria en una cuenta regulatoria exclusiva de los Grandes Clientes, sin trasladarla a los clientes regulados. De esta manera se remunerarían los costos de potencia, se minimizarían potenciales subsidios cruzados y se ofrecería una transición razonable a quienes celebraron contratos bajo las condiciones anteriores.

- **AGRANDEL, DAYANA FERNÁNDEZ Y CARLOS QUINTERO**

Solicitud de aclaración: Publicar una conciliación completa del CPG: mostrar, por año tarifario, cómo se pasa del costo contractual y del costo reconocido al recaudo de clientes regulados, Grandes Clientes, cargos de energía y ajustes de cierre. • Presentar la memoria de cálculo de los costos de abastecimiento por potencia: identificando cuánto corresponde a contratos de suministro, indexaciones, Servicio de Reserva de Largo Plazo (SRLP), otros costos de potencia, sustituciones y diferencias según corresponda. • Actualizar y abrir el portafolio contractual: publicar la matriz mensual de contratos e identificar el efecto de las últimas licitaciones MW contratados, Costo Promedio de la Potencia (CPP) y costo anual. • Sustentar un CPG estable para los cuatro años: calcularlo prospectivamente con la trayectoria esperada de costos, demanda y recuperación, estableciendo desde el inicio una transición para los contratos vigentes. • Finalmente, definir correctamente la cantidad facturable: evaluar la demanda coincidente con la máxima del sistema para el CPG, separándola de la demanda máxima individual usada para cargos de red y evitando duplicar reserva o pérdidas.

Consecuencias de elevar el costo del CPG para los Grandes Clientes. El CPG propuesto por la ASEP representa un incremento al costo actual de uso de red el cual se paga a tarifa regulada a la distribuidora, afectando negativamente la oportunidad de ahorro de los Grandes Clientes obtenida a través de la firma de contratos con las empresas generadoras. Consecuentemente, y probablemente en una gran cantidad de casos, se pierda el equilibrio contractual pudiendo dar por terminado anticipadamente relaciones comerciales donde ambas partes, tanto el gran cliente como el generador, han apostado a este mercado, uno buscando ahorros en la compra y el otro colocando su producción de energía a un precio rentable de venta. A su vez, este posible aumento genera un ambiente de incertidumbre sobre renegociaciones o renovaciones de contratos en curso, ya que la proyección de costos en el rubro electricidad para los próximos 4 años de vigencia de este pliego puede incrementarse. Hoy, la cantidad de grandes clientes existentes (351 empresas) como la Demanda máxima consumida por éstos (439.33 MW), ha demostrado un crecimiento sostenido desde el 2022, lo cual indica que los grandes clientes han aportado positivamente, a través de los años, a la economía del país. Elevar el costo de la electricidad en estos momentos en donde el sector productivo busca aumentar su competitividad y propiciar en el país un ambiente atrayente de inversión, puede causar efectos adversos como desistimiento de ejecutar proyectos de expansión, cierres de localidades en operación comercial, reducción de planilla, aumentando la percepción en el país de recesión económica y elevando las cifras de desempleo.

Este aumento no justificaría los efectos colaterales en la población panameña que ya enfrenta fuertes alzas como lo es el costo actual en los combustibles. Como parte de las oportunidades disponibles para que este mercado de grandes clientes consumidores de energía siga contribuyendo al desarrollo económico del país, solicitamos a la ASEP lo siguiente: 1. Solicitud de evaluación a propuesta de retorno gradual a la posibilidad de compra directa de potencia por parte de los Grandes Clientes a los generadores. 2. Dar acceso a los grandes

CP

04

8



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 9 de 25

clientes al costo de la oferta de potencia disponible según las últimas licitaciones por ejemplo las más recientes ETESA LPI 02-24 y ETESA LPI 01- 26. Generalmente estos precios de potencia son ofertados por plantas que ya han superado los costos de inversión y financiamiento. 3. Actualmente, este costo de potencia CPG propuesto por la ASEP de 16.00 B/./kW-mes no refleja la evolución de precios de las tecnologías optimizadas de generación con tendencia a la baja, la inserción de renovables a la matriz energética, y sobre todo en momentos en donde la capacidad instalada de todo el plantel de generación del país, unos 5120 MW, supera la demanda máxima total del sistema la cual ronda los 2000 MW por lo que no hay riesgo de desabastecimiento de potencia para todos los usuarios.

La prohibición de negociar directamente la potencia limita la competencia y reduce la posibilidad de estructurar ofertas integrales de energía y capacidad. A futuro, ASEP debería evaluar en un proceso separado un esquema que permita a los Grandes Clientes contratar potencia firme, siempre que acrediten cobertura suficiente, reserva, pérdidas, medición y responsabilidad por desvíos. La distribuidora debería cobrar el CPG únicamente por la porción de potencia que permanezca bajo su responsabilidad. La potencia contratada competitiva y debidamente acreditada no debería cobrarse nuevamente mediante el cargo regulado. La apertura debe preservar la confiabilidad, evitar el traslado de costos a clientes regulados y establecer garantías, mecanismos de sustitución y reglas de transición.

ANÁLISIS DE ASEP

Definición del Cargo por Potencia de Generación

Es preciso indicar que el Artículo 56 del Régimen Tarifario, Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica establece que la tarifa debe contener, como mínimo, cinco componentes de costos de abastecimiento por clase de cliente, y que por el segmento de generación la distribuidora debe discriminar un componente de costo por potencia máxima de generación (CPG, B/./kW-mes), uno por energía en punta (CEGP) y otro por energía fuera de punta (CEGFPh).

El Artículo 57(a) y 57(b) de la normativa arriba citada, aclara la naturaleza del CPG indicando que se: *"refleja el costo por capacidad que la ASEP determine para cada periodo tarifario" (cuatro años)*. Esto quiere decir que a través de los cargos de energía (kWh) se remunera lo que se genera; el cargo de capacidad remunera que la planta exista y esté disponible cuando el sistema la necesite, para garantizar la "suficiencia de recursos". El RDC formaliza esto exactamente al decir que el CPG *"refleja el costo de capacidad"* que puede provenir de *"una planta de generación que suministre potencia en la hora de máxima demanda económicamente adaptada"* (Art. 57(b)) es decir, la norma relaciona el CPG al costo de tener disponible la unidad que cubre el pico, no al costo de generar cada kWh.

El mencionado artículo 57 establece cómo calcularlo y parte con el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas determinado por la ASEP, considerando entre otros: i) el costo de capacidad de una planta de generación que suministre potencia en la hora de máxima demanda o de la unidad de punta del sistema económicamente adaptada, ii) los costos de compra producto de licitaciones de tecnología diferente o similar, iii) la matriz energética presente y futura, iv) cualquier otro elemento que la ASEP considere pertinente. Con ese costo, *"se hará la asignación de los cargos CPOTGEN, CPOTGENE y el de los Grandes Clientes CPOTGENGC que será considerado un cargo extraordinario"*.

Para determinar el cargo por potencia de generación que se publicó en la Consulta Pública No. 09-26 se procedió a evaluar cada uno de los datos:

1. **El costo de capacidad de una planta de generación que suministre potencia en la hora de máxima demanda o de la unidad de punta del sistema económicamente adaptada**

Mediante la nota ETE-DCND-GOP-129-2026 del 13 de marzo de 2026 el Centro Nacional de Despacho (CND) proporcionó a esta Autoridad la propuesta para la valorización de los costos fijos y precio representativo asociado a una tecnología de punta económicamente adaptada y adecuada a las condiciones existentes en la oferta y demanda de energía eléctrica, acorde a lo estipulado en el numeral 5.4.1.3 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 10 de 25

1. Propuesta de tecnología de punta:	Turbina de Gas en ciclo abierto.
Tipo:	(Heavy frame simple cycle gas turbine unit).
Capacidad:	Rango de 70 a 100 MW
Combustible:	Diésel liviano o Gas Natural
Costo de inversión y capitalización:	1,005 US\$/kWh
Costo Fijo de O&M:	11.0 US\$/kW-año
Costo Variable de O&M:	2.7 US\$/MWh
Vida útil:	20 a 25 años (dependiendo del combustible).
Factor de disponibilidad:	Hasta 90%

El CND informó que, entre las fuentes de información consultadas, consideraron la última versión disponible del informe del Grupo de Trabajo de Planeamiento Indicativo Regional (GTPIR) del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) para el periodo 2018-2035. En dicho informe se identificó que los costos de suministro e instalación para la tecnología indicada oscilan en el rango de 1,005 US\$/kW y 1,266 US\$/kW. Cabe señalar que, para el caso de las plantas de Gas Natural Licuado (GNL), el costo de las regasificadoras se considera por separado, manteniendo como referencia un valor de 500 \$/kW para una terminal que pueda abastecer hasta dos centrales térmicas. Las tecnologías de energías renovables no convencionales no fueron consideradas, ya que a la fecha no cuentan con la capacidad de proveer potencia firme en el mercado de potencia.

Con estos datos, esta Autoridad realizó el cálculo correspondiente para las dos (2) capacidades suministradas, resultando lo siguiente:

- Capacidad instalada de 100 MW un precio de potencia referencial de 13.73\$/kW-mes
- Capacidad instalada de 70 MW un precio de potencia referencial de 16.61 \$/kW-mes

APLICACIÓN: COSTO ANUALIZADO DE CAPITAL — Proyectos de Generación Eléctrica			
LCOS / LCOE simplificado			
PARÁMETROS DE ENTRADA			
Parámetro	Valor	Unidad	Referencia
Capacidad instalada (MW)	100.00	MW	Ej: Parque solar Chiriquí
Costo específico de inversión (\$/W)	1.005	\$/W	AEO2025 / cotización
Inversión total ($P = MW \times \$/W \times 1e6$)	\$100,500,000	USD	Calculada automáticamente
WACC / Tasa de descuento (i)	12.00%	% anual	Costo ponderado de capital
Vida útil del proyecto (n)	20.00	años	20–30 años para solar/gas
Factor de planta anual (CF)	90.00%	decimal	0.25–0.35 solar; 0.85 gas base
O&M fijo anual (\$/kW-año)	11.00	\$/kW-año	Operación y mantenimiento
Factor de disponibilidad (FD)	90.0%	decimal	0.85–0.95 solar; 0.90–0.95 gas
RESULTADOS — COSTO ANUALIZADO DE CAPITAL			
Concepto	Valor	Unidad	Fórmula / Nota
FRC calculado	0.13	adimensional	$i \cdot (1+i)^n / [(1+i)^n - 1]$
Anualidad base ($A = P \times FRC$)	\$13,454,817	USD/año	$P \times FRC$
Inversión Anualizada Ajustada (A / FD)	\$14,949,797	USD/año	$A \div \text{Factor de disponibilidad}$
Energía anual generada (MWh)	788,400	MWh/año	$MW \times CF \times 8,760 \text{ h/año}$



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 11 de 25

O&M total anual	\$1,100,000	USD/año	$kW \times \$/kW\text{-año}$
Costo Total Anual (Inv. Ajust. + O&M)	\$16,049,797	USD/año	<i>Inv. Anual. Ajust. + O&M fijo anual</i>
LCOE (\$/MWh)	\$20.36	USD/MWh	<i>Costo Niv. Energía</i>
LCOE (\$/kWh)	\$0.020	USD/kWh	<i>Para comparación con tarifa</i>
DESGLOSE ANUAL			
Costo por KW de inversión Anualizada	\$134.548	USD/kW-año	
Costo por KW de inversión Anualizada ajustada	\$149.498	USD/kW-año	
Costo Anual por kW instalado	\$160.498	USD/kW-año	<i>Precio de potencia referencial</i>
DESGLOSE MENSUAL			
Costo Mensual Total (Costo Anual / 12)	\$1,337,483.09	USD/mes	<i>Base para precio de potencia \$/kW-mes</i>
Costo Mensual por kW instalado	\$13.375	USD/kW-mes	<i>Precio de potencia referencial</i>
	\$13.375		

Factor de disponibilidad (FD): fracción del tiempo que la planta opera efectivamente. Al dividir la anualidad base (A) entre FD se obtiene la inversión anualizada ajustada, que refleja el costo real por unidad de tiempo disponible. El costo mensual (USD/kW-mes) es la base del precio de la potencia

APLICACIÓN: COSTO ANUALIZADO DE CAPITAL — Proyectos de Generación Eléctrica

LCOS / LCOE simplificado

PARÁMETROS DE ENTRADA			
Parámetro	Valor	Unidad	Referencia
Capacidad instalada (MW)	70.00	MW	Ej: Parque solar Chiriquí
Costo específico de inversión (\$/W)	1.266	\$/W	AEO2025 / cotización
Inversión total ($P = MW \times \$/W \times 1e6$)	\$88,620,000	USD	Calculada automáticamente
WACC / Tasa de descuento (i)	12.00%	% anual	Costo ponderado de capital
Vida útil del proyecto (n)	20.00	años	20–30 años para solar/gas
Factor de planta anual (CF)	90.00%	decimal	0.25–0.35 solar; 0.85 gas base
O&M fijo anual (\$/kW-año)	11.00	\$/kW-año	Operación y mantenimiento
Factor de disponibilidad (FD)	90.0%	decimal	0.85–0.95 solar; 0.90–0.95 gas



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 12 de 25

RESULTADOS — COSTO ANUALIZADO DE CAPITAL			
Concepto	Valor	Unidad	Fórmula / Nota
FRC calculado	0.13	adimensional	$i \cdot (1+i)^n / [(1+i)^n - 1]$
Anualidad base ($A = P \times \text{FRC}$)	\$11,864,337	USD/año	$P \times \text{FRC}$
Inversión Anualizada Ajustada (A / FD)	\$13,182,597	USD/año	$A \div \text{Factor de disponibilidad}$
Energía anual generada (MWh)	551,880	MWh/año	$MW \times CF \times 8,760 \text{ h/año}$
O&M total anual	\$770,000	USD/año	$kW \times \$/\text{kW-año}$
Costo Total Anual (Inv. Ajust. + O&M)	\$13,952,597	USD/año	$\text{Inv. Anual. Ajust.} + \text{O\&M fijo anual}$
LCOE (\$/MWh)	\$25.28	USD/MWh	Costo Niv. Energía
LCOE (\$/kWh)	\$0.025	USD/kWh	Para comparación con tarifa
DESGLOSE ANUAL			
Costo por KW de inversión Anualizada	\$169.491	USD/kW-año	
Costo por KW de inversión Anualizada ajustada	\$188.323	USD/kW-año	
Costo Anual por kW instalado	\$199.323	USD/kW-año	Precio de potencia referencial
DESGLOSE MENSUAL			
Costo Mensual Total (Costo Anual / 12)	\$1,162,716.43	USD/mes	Base para precio de potencia \$/kW-mes
Costo Mensual por kW instalado	\$16.610	USD/kW-mes	Precio de potencia referencial
	\$16.610		

Factor de disponibilidad (FD): fracción del tiempo que la planta opera efectivamente. Al dividir la anualidad base (A) entre FD se obtiene la inversión anualizada ajustada, que refleja el costo real por unidad de tiempo disponible. El costo mensual (USD/kW-mes) es la base del precio de la potencia

En consecuencia, de acuerdo con el primer criterio, el precio de la potencia debía asignarse entre 13.37\$/kW y 16.61 \$/kW, conforme los datos proporcionados por el Centro Nacional de Despacho (CND)

2. Los costos de compra producto de licitaciones de tecnología diferente o similar

Para la evaluación del segundo criterio, se hace referencia a los costos de compra del II semestre 2025 (datos reales) y el II semestre 2026 (datos estimados a la fecha de la Consulta Pública) para que reflejen el costo de compra de licitaciones de tecnologías diferente o similar. En este sentido, destacamos que los datos de los costos de potencia, se encuentra en los documentos de respaldo de la Consulta Pública que nos ocupa, específicamente archivo en Excel “Ajuste Tarifario 2do semestre”, tal como se observa a continuación:

CP

Al
B



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 13 de 25

Año 2026

Consulta Pública No. 009-26

Propuesta para considerar los "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 ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA), para el periodo de 2026 al 2030.

- Aviso
 - Comunicado
 - Aviso (ver: nueva fecha)
 - Pliego tarifario para clientes regulados y grandes clientes habilitados en el mercado mayorista de electricidad
 - ENSA Informe explicativo del pliego propuesto
 - Modelo tarifario base Pliego ENSA
 - Documentos de soporte
 - Estudio de caracterización de la carga
 - Activa
 - Balance potencia
 - Balance
 - Curvas de carga
 - Estimaciones por inferencia
 - Estimaciones de variables de consumo
 - ENSA Actualización semestral Jul-Dic 26
- Ajuste Tarifario 2do semestre 2026

En la Hoja G522, filas 42 al 45 se presenta la información correspondiente al II semestre 2025, resumida a continuación:

Potencia contratada (MW)

Potencia Contratada (MW)	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
Sub-Total Contratos	796.46	792.65	775.35	786.34	758.87	774.54
SERV. AUX. DE RESERVA A LARGO PLAZO	13.10	12.51	10.14	25.40	32.40	22.82
Sub Total Mercado Mayorista	809.56	805.16	785.49	811.74	791.28	797.36

Facturación de potencia

Facturación de potencia	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25	total
Sub-Total Contratos	16,167,858	16,411,417	16,151,017	16,293,477	16,090,886	15,421,016	96,535,671
SERV. AUX. DE RESERVA A LARGO PLAZO	117,416	112,130	90,829	227,577	290,340	204,505	1,042,797
Incumplimiento SAERLP	0	0	0	0	0	0	0
Serv. Aux. Segu. de la demanda	53,390	66,012	244,848	211,831	213,469	137,982	927,533
Compensación de potencia	0	0	0	0	0	0	0
Sub-Total Mercado Mayorista	16,338,664	16,589,559	16,486,694	16,732,885	16,594,694	15,763,503	98,506,000

Precio de potencia

Precio de potencia	jul-25	ago-25	sep-25	oct-25	nov-25	dic-25
Facturación de potencia (\$)	16,338,664	16,589,559	16,486,694	16,732,885	16,594,694	15,763,503
Potencia contratada (MW)	809.56	805.16	785.49	811.74	791.28	797.36
Precio de potencia (\$/kW-mes)	20.18	20.60	20.99	20.61	20.97	19.77

En la Hoja G502, filas 38 al 41, se presenta la información correspondiente al II semestre 2026 (estimado).

Potencia contratada (MW)

9

al 7



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 14 de 25

Potencia Contratada (MW)	jul-26	ago-26	sep-26	oct-26	nov-26	dic-26
Sub-Total Contratos	806.98	797.68	795.36	800.01	782.09	790.71
SERV. AUX. DE RESERVA A LARGO PLAZO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub Total Mercado Mayorista	806.98	797.68	795.36	800.01	782.09	790.71

Facturación de potencia

Facturación de potencia	jul-26	ago-26	sep-26	oct-26	nov-26	dic-26	total
Sub-Total Contratos	16,199,070	16,159,382	16,149,460	16,169,304	16,052,694	16,186,782	96,916,692
SERV. AUX. DE RESERVA A LARGO PLAZO	0	0	0	0	0	0	0
Incumplimiento SAERLP	0	0	0	0	0	0	0
Serv. Aux. Seguimiento de la demanda	53,390	66,012	244,848	211,831	213,469	137,982	927,533
Compensación de potencia	0	0	0	0	0	0	0
Sub-Total Mercado Mayorista	16,252,461	16,225,394	16,394,308	16,381,136	16,266,163	16,324,764	97,844,225

Precio de potencia

Precio de potencia	jul-26	ago-26	sep-26	oct-26	nov-26	dic-26
Facturación de potencia (\$)	16,252,461	16,225,394	16,394,308	16,381,136	16,266,163	16,324,764
Potencia contratada (MW)	806.98	797.68	795.36	800.01	782.09	790.71
Precio de potencia (\$/kW-mes)	20.14	20.34	20.61	20.48	20.80	20.65

Considerando lo anterior se observa que:

- El precio promedio de potencia IIS 2025 en ENSA correspondió a 20.52 \$/kW-mes
- El precio promedio de potencia IIS 2026 en ENSA corresponde a 20.50 \$/kW-mes

En consecuencia, por el segundo criterio, el precio de la potencia que debía asignarse era entre 20.50 \$/kW y 20.52 \$/kW.

3. La matriz energética presente y futura

Para la evaluación del tercer criterio, se revisó la estimación de precio de potencia sin indexación del periodo 2026-2030, así como el porcentaje de contratación, de acuerdo con la matriz presente y futura incluyendo las licitaciones ETESA LPI 01-25 sin considerar indexaciones. Es resultado de esa evaluación fue el siguiente:

Ahora bien, se realizó la actualización de la matriz incluyendo los resultados de la licitación ETESA LPI 01-26 sin considerar indexaciones y se volvió a evaluar el tercer criterio asociado a la estimación del precio de potencia sin indexación, resultando lo siguiente:

Precio promedio de contratos tomando en cuenta los contratos vigentes y el resultado de las licitaciones LPI 01-25 y 01-26 sin Indexación (En Balboas/kW-mes)

Año	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	Anual
2026	19.54	20.11	19.12	18.90	19.05	18.55	18.43	18.64	18.75	18.74	18.53	18.63	18.92
2027	18.92	19.18	18.50	18.93	18.28	18.54	18.41	18.61	18.75	18.72	18.36	18.53	18.64
2028	19.61	19.91	19.02	19.49	18.97	19.19	18.39	18.59	15.04	14.93	14.60	14.69	17.70
2029	15.07	15.05	14.79	15.15	14.66	14.88	15.20	15.24	15.26	15.58	15.06	15.13	15.09
2030	15.16	15.18	16.06	16.29	15.83	16.08	15.93	15.96	15.97	15.92	15.65	15.76	15.82

El precio promedio del periodo 2026-2030 resulta 17.23 B/./kW-mes sin incluir la indexación de los contratos.



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 15 de 25

El resultado del tercer criterio muestra que el precio de la potencia para el periodo 2026-2030 debería asignarse en 17.23 B/./kW-mes más la indexación que corresponda a la potencia.

A partir de esta información, esta Autoridad estableció un CPG de 16.00 B/./kW-mes para la consulta pública, fundamentado en la evaluación de los 3 criterios descritos.

Criterio	Precio de potencia (B/./kW-mes)
El costo de capacidad de una planta de generación que suministre potencia en la hora de máxima demanda o de la unidad de punta del sistema económicamente adaptada	Entre 13.37B/./kW-mes y 16.61 B/./kW-mes
Los costos de compra producto de licitaciones de tecnología diferente o similar	IIS 2025=20.52 B/./kW-mes IIS 2026=20.50 B/./kW-mes
La matriz energética presente y futura	17.23 B/./kW-mes sin incluir la indexación
Cualquier otro elemento que la ASEP considere pertinente	

Bajo estos conceptos se determinó que fuese 16.00 B/./kW-mes

Con ese CPG se asignan los cargos CPOTGEN, CPOTGENE y CPOTGENGC (Art. 57(b)), y CPOTGENGC es explícitamente definido como "un cargo extraordinario" para los Grandes Clientes a los que la distribuidora les compra potencia (Art. 58(iii)).

La energización parcial del CPG (dividirlo entre componente de potencia y de energía) es una decisión de la ASEP (Art. 59) es decir, es un acto regulatorio, no una fórmula técnica autónoma de la empresa.

Metodología de cálculo de Cargo por Potencia CPOTGEN / CPOTGENGC y Cargo por Energía CPOTGENE / CENEGEN

El Título IV del RDC, Capítulo IV.4, Sección IV.4.6 (Arts. 56-59) y Sección IV.4.8 (Art. 66), establece que el costo de generación reconocido a la empresa distribuidora se traslada a tarifa mediante dos cargos diferenciados: un cargo por potencia (CPOTGEN, energizable parcialmente como CPOTGENE; CPOTGENGC para Grandes Clientes) y un cargo por energía (CENEGEN, con su componente extraordinario CENEGENEX), ambos derivados del Costo por Potencia de Generación (CPG) que fija la ASEP para el período tarifario.

Metodología:

1. La ASEP determina el CPG a asignar a las tarifas, a partir de los criterios evaluados previamente, establecidos en el artículo 57 del Régimen Tarifario. Las empresas distribuidoras utilizan este CPG para el proceso de determinación de los cargos CPOTGEN, CPOTGENE y CPOTGENGC.
2. El CPG se energiza parcialmente por categoría, conforme a instrucción de ASEP.

El Art. 59 del Título IV del RDC, párr. 2 establece: "En el caso de las clases de clientes que tengan cargos por demanda, el componente de costos por potencia máxima de generación CPG sólo podrá ser energizado o incorporado parcialmente al cargo por energía por instrucciones de la ASEP."

Por lo cual, en el modelo de cálculo del pliego tarifario, se utiliza una de energización de 100% para las tarifas sin cargos por demanda (BTS, etc.) y de 85% para tarifas con demanda registrada (BTD, BTH), de acuerdo con la instrucción específica de la ASEP.

3. El CPOTGENGC es el cargo a través del cual la empresa de distribución recupera parte del costo de potencia que se aplica a los Grandes Clientes habilitados en el mercado mayorista de electricidad.

El Art. 57(d)(iii) del Título IV del RDC establece que " (iii) El costo extraordinario asociado a la compra de potencia de los Grandes Clientes que compren su energía a otros agentes del mercado y que la empresa distribuidora le compra su potencia, se

9 ml
4



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 16 de 25

asigna en el CPOTGENGC y el mismo se calcula con el costo por potencia máxima de generación (CPG) multiplicado por la demanda estimada a facturar para el cargo por potencia de generación de los Grandes Clientes."

Art. 83(b) del Título IV del RDC establece la demanda sobre el cual se facturará el cargo por potencia de generación

A los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad:

1. *Para el cargo por potencia de generación la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario. A los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo se les facturará el cargo por potencia de generación en el periodo de horas de punta y el cargo será cero en el periodo fuera de horas de punta. La demanda máxima a facturar será la leída más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión.*
2. *El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas binómicas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda en horas fuera de punta, a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta.*
4. El CENEGEN es el cargo a través del cual la empresa de distribución recupera el costo de generación tanto de potencia como de energía no cubierto por el cargo de potencia (CPG).

El Art. 57(c) del Título IV del RDC establece que "El componente de costos por energía de generación CEG debe reflejar el costo de generación promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes, descontando la parte del costo que se asigne al componente por potencia y sin tomar en cuenta los costos de generación extraordinarios..."

La suma de lo recaudado por CPOTGEN/CPOTGENGC/CPOTGENE (potencia) más lo recaudado por CENEGEN/CENEGENEX (energía) reproduce el Costo Total de Generación reconocido, lo que acredita que la metodología aplicada es internamente consistente y reproducible a partir de los Artículos 57, 59 y 66 del Título IV.

La evaluación de la metodología de cálculo de los cargos CPOTGEN, CPOTGENGC, CPOTGENE y CENEGEN aplicada por ENSA se ajusta, a lo dispuesto en los Artículos 57, 59 y 66 del Título IV del RDC, ya que parten de un CPG fijado por ASEP (con los criterios del artículo 56 evaluado), distribuyen ese costo entre potencia y energía según el porcentaje de energización aplicable a cada categoría, y trasladan a energía el remanente de costo de generación no cubierto por el cargo de potencia.

Se debe precisar que cualquier costo de potencia no cubierto por los Grandes Clientes lo asumen los clientes regulados mediante cargos por energía.

Contratación de potencia para los Grandes Clientes

En el Pliego Tarifario sometido a Consulta Pública sólo se está definiendo el valor del Cargo por Potencia de Generación que le va a aplicar a todos los clientes incluyendo clientes regulados y Grandes Clientes.

No es motivo de esta Consulta Pública debatir nuevamente si los Grandes Clientes deben comprar o no la potencia a las empresas distribuidoras, ya que este tema fue motivo de su propia Consulta Pública cuando se hicieron modificaciones a las normas específicas que le aplican a los Grandes Clientes "Criterios y Procedimientos para la Venta de Energía y Potencia a Grandes Clientes" aprobado mediante la Resolución AN No. 961-Elec de 25 de junio de 2007 y sus modificaciones, por lo cual este comentario se rechaza.

Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 17 de 25

Demanda facturada a los Grandes Clientes

Sobre el particular, es preciso señalar que el artículo 83, literal b), del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC) establece que la variable de facturación de la demanda corresponde a la demanda máxima leída mensual. Por tanto, de requerirse un ajuste para reflejar la participación de la demanda máxima individual dentro de la demanda máxima del sistema, este debe efectuarse en la determinación del cargo CPOTGEN que se calcula con base en el CPG.

Al respecto, se debe considerar que la ASEP fijó el CPG cumpliendo con lo establecido en el artículo 57 del RDC, precepto que contempla diversas metodologías y criterios para su determinación. No obstante, el costo real que asume la empresa distribuidora por concepto de potencia deriva de la ejecución de los contratos de compra de electricidad. En consecuencia, el CPG determinado en esta oportunidad no cubre de manera íntegra el costo que la distribuidora debe pagar a los generadores contratados, situación que se subsana mediante los ajustes semestrales que garantizan el *pass-through* o traslado del costo de abastecimiento.

Adicionalmente, se advierte que dichos ajustes se aplican exclusivamente sobre los cargos de energía, por lo que **no generan afectación alguna a los grandes clientes.**

Lo anterior evidencia que la metodología vigente para la determinación del CPG no resulta necesariamente costo-reflectiva en el presente caso, al considerar un costo inferior al que efectivamente soporta la empresa distribuidora en el mercado de contratos. Por ende, carece de congruencia la solicitud de aplicar ajustes por participación en la demanda máxima a los grandes clientes cuando se aplica un CPG por debajo del valor real afrontado por las distribuidoras; más aun considerando que los ajustes semestrales recaen únicamente sobre los cargos de energía, que no son aplicables a los grandes clientes.

Por otro lado, en el archivo de Excel “**Ajuste Tarifario 2do semestre**”, en el cual se realiza el cálculo de la actualización de los cargos tarifarios conforme a las metodologías y fórmulas establecidas en el Régimen de Distribución y Comercialización (RDC), puede verificarse el procedimiento mediante el cual los costos de generación son trasladados a las tarifas. Dicho cálculo evidencia que los ingresos reconocidos a las empresas distribuidoras por este concepto no exceden los costos que estas deben pagar a las empresas generadoras, garantizando que la actualización tarifaria se limite a la recuperación de los costos efectivamente reconocidos por la regulación. En consecuencia, no se acoge el comentario.

Impacto al mercado de los grandes clientes/generadoras y a los clientes regulados

Debe distinguirse entre el costo de energía y el costo de capacidad o potencia. La potencia contratada representa la capacidad que debe estar disponible para atender la demanda cuando el sistema la requiera y, por tanto, constituye un componente asociado a la seguridad y suficiencia del suministro. En consecuencia, aun cuando un cliente tenga un consumo de energía determinado, debe reconocerse el costo de la capacidad que el sistema debe mantener disponible para atender su demanda.

De acuerdo con las disposiciones regulatorias actualmente vigentes, las empresas distribuidoras deben contratar la potencia necesaria para atender la demanda de todos sus clientes, tanto regulados como grandes clientes, de manera que los costos correspondientes a dicha capacidad forman parte de los costos que deben ser recuperados a través de los mecanismos tarifarios establecidos.

Los análisis técnicos disponibles muestran que el costo de la potencia de generación se encuentra actualmente en un rango aproximado en 20 B/./kW. Asimismo, los resultados preliminares de la matriz de costos presente y futura de la próxima revisión tarifaria sitúan dicho valor aproximadamente entre 20-17 B/./kW. Estos resultados constituyen una referencia técnica para establecer el nivel hacia el cual debería converger el CPG.

Por ello, la transición del CPG debe guardar consistencia con los costos técnicos que sustentan la revisión tarifaria. Una transición que mantenga de manera prolongada el CPG por debajo del costo real de la potencia produciría una recuperación insuficiente del costo causado por la demanda correspondiente, trasladando potencialmente dicha diferencia a otros usuarios o componentes tarifarios.

Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 18 de 25

De manera análoga a lo señalado por diversos sectores de la industria respecto del impacto económico derivado de la actualización de los pliegos tarifarios particularmente por el ajuste del Cargo por Potencia de Generación (CPG) de B/.12.00/kW-mes a B/.16.00/kW-mes, debe destacarse que los clientes no considerados como grandes clientes del sector eléctrico han asumido, durante los distintos periodos tarifarios, el diferencial asociado al costo real de la potencia adquirida para el abastecimiento de la demanda. Dicho costo, conforme a la información correspondiente al II semestre de 2025, alcanzó aproximadamente B/.20.00/kW-mes.

En este sentido, lo técnicamente adecuado es que el CPG converja hacia el valor que refleje el costo real y eficiente de la potencia de generación, de acuerdo con los resultados de la metodología y de la matriz de costos de la próxima revisión tarifaria.

Finalmente, es importante precisar que el CPG es un cargo destinado a recuperar costos asociados a la capacidad de generación necesaria para atender la demanda, por lo que su determinación no constituye un mecanismo de remuneración por la calidad del servicio de distribución. Los indicadores de calidad del servicio corresponden a otros componentes y mecanismos regulatorios. Por consiguiente, no resulta técnicamente apropiado justificar o evaluar el nivel del CPG en función de la calidad del servicio de distribución, ya que ambos conceptos responden a objetivos regulatorios y estructuras de costos diferentes.

Actualización del CPG

Con respecto al comentario de otras alternativas para actualizar el CPG, esta Autoridad destaca lo reglamentado en el artículo 57 del Régimen Tarifario, el cual establece en el literal a que el CPG se determina por un periodo de 4 años, es decir, no se actualiza ni semestral ni mensualmente.

Mecanismos de aplicación del CPG 2026-2030

Después de evaluar los argumentos presentados, esta Autoridad ha determinado que se aplique a los grandes clientes un cargo por potencia de generación escalonado para alcanzar el nivel de 16.00 B/./kW-mes en el último año del periodo tarifario de forma gradual, tal que en las próximas revisiones tarifarias el cargo resultante del CPG sea lo más próximo al precio por potencia de generación de la matriz que en ese momento será vigente y su proyección futura.

Para los grandes clientes el CPG se aplicará de la siguiente manera:

2026-2027: 14.00 B/./kW-mes
2027-2028: 14.00 B/./kW-mes
2028-2029: 15.00 B/./kW-mes
2029-2030: 16.00 B/./kW-mes

El registro y la aplicación de los cargos correspondientes al Cargo por Potencia de Generación (CPG) en los contratos suscritos entre Grandes Clientes y empresas generadoras se efectuarán conforme a lo dispuesto en los pliegos tarifarios aprobados y a partir de su entrada en vigencia de estos.

En consecuencia, las partes deberán adecuar la aplicación del nuevo CPG desde la fecha de entrada en vigor del respectivo pliego tarifario, considerando que la vigencia de cada cargo escalonado iniciará en septiembre de 2026 y se extenderá hasta agosto de 2027, y así sucesivamente para el resto del periodo tarifario.

15.3. COMENTARIOS SOBRE LA VIGENCIA DE LOS PLIEGOS TARIFARIOS

• COMENTARIOS DE ENSA

ENSA señala que los pliegos sometidos a consulta indican únicamente “Vigente de 2026 de 2030”, sin establecer expresamente las fechas de inicio y finalización del periodo tarifario. Considera que, conforme al esquema regulatorio vigente, el periodo tarifario debe mantener como fecha de terminación el 30 de junio de 2030, independientemente de la fecha efectiva en que entren a regir los nuevos pliegos.



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 19 de 25

Los principales argumentos de ENSA son:

1. Correspondencia entre el IMP y el periodo de aplicación.
El IMP fue calculado con información y proyecciones correspondientes a periodos anuales julio-junio. Desplazar la vigencia del pliego generaría un desfase entre las variables utilizadas para calcular el IMP y las condiciones reales del mercado durante su aplicación.
2. Aplicación de variables económicas desactualizadas.
Si se mantiene vigente el pliego anterior durante varios meses adicionales, continuarían aplicándose cargos sustentados en parámetros del periodo tarifario anterior, aun cuando ya existen valores aprobados para el nuevo IMP.
3. Incompatibilidad con los ajustes semestrales.
El régimen contempla ajustes tarifarios en enero y julio. Si el nuevo periodo comenzara, por ejemplo, en noviembre, podrían coincidir en pocos meses el ajuste por inicio del nuevo régimen y el ajuste semestral de enero, generando complejidad operativa y regulatoria.
4. Pérdida del ciclo tradicional julio-junio.
ENSA considera que desplazar la fecha de inicio del periodo tarifario produciría un desfase permanente en los siguientes ciclos tarifarios, en lugar de corregir únicamente el retraso coyuntural de la revisión actual.
5. Inversiones no adecuadamente remuneradas.
Durante el periodo en que continúe vigente el pliego anterior, la distribuidora tendría que realizar inversiones y actividades necesarias para la prestación del servicio utilizando cargos asociados a un IMP ya vencido.
6. Costos de operación, mantenimiento y administración desactualizados.
Estos costos son reconocidos considerando un periodo de cuatro años. ENSA sostiene que prolongar la aplicación de los cargos anteriores generaría diferencias entre los costos efectivamente incurridos y la remuneración reconocida, sin que exista un mecanismo regulatorio para compensarlas posteriormente.
7. Riesgo para la estabilidad y predictibilidad regulatoria.
ENSA advierte que permitir que el periodo de cuatro años se cuente desde la fecha efectiva de aplicación podría generar, en el futuro, retrasos sucesivos en las revisiones tarifarias y acumulación de efectos económicos.

ENSA solicita que, para la presente revisión tarifaria, se mantenga como fecha de finalización del periodo tarifario el 30 de junio de 2030, independientemente de la fecha efectiva de entrada en vigencia de los nuevos pliegos tarifarios.

ANÁLISIS DE LA ASEP

En cuanto al señalamiento formulado por ENSA, mediante el cual solicita que, independientemente de la fecha en que inicie la aplicación de los nuevos Pliegos Tarifarios, se mantenga como fecha de finalización el 30 de junio de 2030, esta Autoridad Reguladora considera necesario precisar que dicha interpretación no encuentra sustento jurídico en lo dispuesto en el artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

En efecto, la citada norma establece expresamente que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro (4) años, sin disponer que dicho periodo deba iniciar necesariamente el 1 de julio y finalizar el 30 de junio del año correspondiente. Aunado a lo anterior, el propio artículo 98 regula de manera clara la situación que se produce cuando, al vencimiento del periodo tarifario, la Autoridad Reguladora todavía no ha definido las nuevas fórmulas, al disponer que las fórmulas tarifarias anteriores continuarán rigiendo mientras no sean sustituidas por las nuevas.

En ese sentido, el ordenamiento jurídico prevé expresamente la solución aplicable durante el periodo transitorio, con la finalidad de evitar un vacío regulatorio y garantizar que el servicio



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 20 de 25

público de electricidad continúe sujeto, en todo momento, a reglas tarifarias ciertas y legalmente aplicables.

Por tanto, la continuidad temporal de las fórmulas anteriores no constituye una modificación tarifaria ni una extensión de su periodo original de vigencia, sino la aplicación directa de un mandato legal destinado a mantener la estabilidad del régimen tarifario hasta que concluya el procedimiento de revisión y sean aprobadas las nuevas fórmulas.

En consecuencia, los consumos efectuados durante dicho periodo transitorio deben facturarse conforme a las tarifas vigentes al momento en que fueron realizados, toda vez que las nuevas fórmulas únicamente pueden producir efectos a partir de la fecha de entrada en vigor establecida en el acto administrativo que las apruebe.

En virtud de ello, el periodo durante el cual continúen aplicándose las fórmulas anteriores no genera, por sí solo, un derecho de la empresa distribuidora a recuperar posteriormente diferencias hipotéticas entre las tarifas aplicadas y aquellas que eventualmente sean aprobadas. Tampoco autoriza la aplicación retroactiva de los nuevos pliegos ni permite incorporar recargos o compensaciones dirigidos a trasladar a los clientes finales los ingresos que la empresa estime que habría percibido si las nuevas fórmulas hubiesen entrado en vigor en una fecha anterior.

Ahora bien, esta Autoridad Reguladora comprende los planteamientos expuestos por ENSA respecto de las proyecciones utilizadas para determinar el Ingreso Máximo Permitido, las inversiones de tracto sucesivo, los costos de operación y mantenimiento y las fechas previstas para los ajustes semestrales. No obstante, tales consideraciones son de naturaleza técnica, económica y operativa y, por consiguiente, no tienen la capacidad jurídica de modificar el plazo establecido en la Ley ni de desplazar el mecanismo de continuidad expresamente previsto en el artículo 98.

Sobre este particular, también debe distinguirse entre la vigencia de las fórmulas tarifarias y los mecanismos de actualización aplicables durante dicha vigencia. Las fechas previstas reglamentariamente para efectuar determinados ajustes semestrales constituyen reglas operativas para la actualización de componentes tarifarios. Por ello, las disposiciones reglamentarias deben interpretarse de manera subordinada a la Ley, sin atribuirles un alcance que altere o contradiga el periodo expresamente fijado legalmente.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Autoridad Reguladora reconoce la importancia de culminar oportunamente los procedimientos de revisión tarifaria y mantiene el firme compromiso de desarrollar las actuaciones técnicas, administrativas y de participación ciudadana con la mayor diligencia posible, procurando evitar demoras innecesarias. Sin embargo, la necesidad de actuar con celeridad no permite desconocer las etapas esenciales del procedimiento regulatorio ni alterar el régimen expresamente establecido por la Ley para atender el periodo comprendido entre el vencimiento de las fórmulas anteriores y la entrada en vigor de las nuevas.

En consecuencia, no se acoge el comentario.

15.4. COMENTARIOS SOBRE LOS ESCALONES DE LA TARIFA BTS

• GENERADORA GATÚN

Solicita a la ASEP justificar técnicamente las diferencias entre los escalones de consumo de las tarifas BTS y BTD, así como entre los cargos punta y fuera de punta, especialmente cuando clientes con condiciones de suministro similares enfrentan cargos unitarios diferentes según su nivel de consumo.

Asimismo, solicita presentar simulaciones comparativas de facturación para clientes con igual nivel de tensión, consumo y demanda, pero distintos perfiles horarios, a fin de verificar que las diferencias tarifarias respondan a los costos y al uso de la red.

Se destaca el posible impacto del tercer escalón BTS y del cargo punta de BTH sobre micro y pequeñas empresas, por lo que se solicita explicar y sustentar los criterios utilizados, publicar los estudios correspondientes y evaluar sus efectos económicos.

49

Jul
D



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 21 de 25

Finalmente, se señala que la estructura tarifaria genera señales económicas con efectos sobre los distintos grupos de usuarios durante el período 2026-2030, por lo que los lineamientos adoptados deben estar acompañados de una adecuada justificación técnica y económica que permita comprender y evaluar sus impactos.

• **ANPAG**

La tarifa BTS, la de uso más generalizado en el país, aplica a clientes con una demanda máxima mensual igual o inferior a 15 kW y sus cargos se cobran de forma escalonada: únicamente el consumo correspondiente a cada rango se factura al precio de ese escalón. Esta categoría puede comprender tanto usuarios residenciales como pequeños establecimientos y actividades económicas.

Los cargos de generación propuestos son los siguientes:

Distribuidora	De 11 a 300 kWh	De 301 a 750 kWh	Más de 750 kWh	Aumento del 1.º al 2.º bloque	Aumento del 2.º al 3.º bloque
ENSA	B/.0.07021	B/.0.12637	B/.0.14532	79.99 %	15.00 %
EDEMET	B/.0.06917	B/.0.13728	B/.0.24561	98.47 %	78.91 %
EDECHI	B/.0.07459	B/.0.12575	B/.0.22442	68.59 %	78.47 %

Los valores anteriores están contenidos en los respectivos pliegos tarifarios. En el caso de ENSA, se señala que el segundo bloque se estableció 80% por encima del primero y el tercero 15 % por encima del segundo, mediante una redistribución destinada a preservar la neutralidad de ingresos y en cumplimiento de lineamientos dados por la ASEP. ANPAG reconoce que la progresividad puede proteger a los usuarios de menor consumo e incentivar la eficiencia energética.

De acuerdo con información sectorial recibida por el gremio, cerca del 65 % de los clientes se encuentra dentro del rango de hasta 300 kWh mensuales. Sin embargo, un mayor consumo no significa necesariamente un uso ineficiente de la electricidad. En los bloques superiores también se encuentran pequeños comercios y actividades productivas que requieren refrigeración, climatización, iluminación, conservación de alimentos o equipos para desarrollar normalmente sus operaciones.

Los incrementos observados, especialmente los cercanos al 80 % o 100 % entre bloques, pueden aumentar considerablemente el costo marginal de la energía para estos usuarios. Además, las diferencias entre las tres distribuidoras no aparecen acompañadas de una explicación técnica, económica y social suficientemente clara.

Por lo anterior, ANPAG solicita a la ASEP: 1. Evaluar alternativas que permitan una progresividad más gradual entre los tres bloques. 2. Mantener la protección de los clientes de menor consumo y la neutralidad ingresos de las distribuidoras. de 3. Publicar la cantidad de clientes, los kWh facturados y los ingresos asociados a cada escalón. 4. Evaluar separadamente el impacto sobre usuarios residenciales y pequeños comercios o actividades económicas. sobre 5. Mostrar la diferencia entre el costo económico de generación y la redistribución aplicada por razones de lineamiento tarifario final emitido por la ASEP.

Con respecto a las Franjas horarias y asignación de costos entre energía y potencia, la propuesta de ENSA mantiene tres franjas horarias y define como periodo de punta el comprendido entre las 9:00 a.m. y las 5:00 p.m. de lunes a viernes. Su memoria señala que el cargo de energía en punta debe guardar una relación de dos a uno (2:1) respecto del cargo del periodo fuera de punta bajo, siguiendo un lineamiento de la ASEP. El informe de EDEMET y EDECHI también contempla una diferencia aproximada de 200% entre punta y bajo fuera de punta. Asimismo, propone recuperar mediante energía el 85 % del componente de potencia de generación.

ANPAG considera que estas proporciones no deben mantenerse únicamente porque sean similares a las del periodo tarifario anterior. Deben comprobarse con información actualizada sobre: la curva real de demanda; la demanda neta del sistema; el costo de abastecimiento por hora; la demanda máxima coincidente; el crecimiento del autoconsumo y la generación distribuida; y • la evolución esperada durante el periodo 2026-2030. Del mismo modo, debe

9

21
7



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 22 de 25

explicarse por qué una proporción importante del costo de potencia se recupera mediante cargos por energía, y por qué ciertos costos de transmisión y pérdidas se distribuyen entre energía y potencia en los porcentajes propuestos. ANPAG no objeta anticipadamente estas proporciones. Solicita que se publique su sustento y se demuestre que guardan relación con el origen de cada costo y que transmiten señales correctas a los consumidores. También recomendamos incorporar una revisión de las franjas horarias durante el periodo tarifario, en caso de que el crecimiento del autoconsumo, la generación solar o la movilidad eléctrica produzca cambios relevantes en la curva de demanda.

ANÁLISIS DE LA ASEP

La ASEP ha analizado integralmente los comentarios recibidos respecto de la estructura de las tarifas aplicables a los clientes regulados, particularmente en lo relativo a los escalones de consumo, la diferenciación entre periodos punta y fuera de punta, la asignación de los costos de generación entre los componentes de potencia y energía, así como los posibles efectos económicos de dicha estructura sobre las distintas categorías de usuarios durante el periodo tarifario 2026-2030.

Al respecto, debe precisarse que la estructura tarifaria no responde a una determinación discrecional de las empresas distribuidoras, sino a la aplicación de las metodologías, criterios y reglas de asignación de costos establecidos en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y en el Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), dentro del ámbito de las facultades regulatorias atribuidas a esta Autoridad.

El artículo 97 de la excerta legal arriba citada establece que el régimen tarifario debe atender, entre otros, a los principios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia. Asimismo, dispone que las fórmulas tarifarias deben reflejar el nivel y estructura de los costos económicos de prestación del servicio y las características de la demanda. En concordancia con ello, la normativa establece que las tarifas deben considerar las características propias del consumo y las diferencias de costos asociadas, entre otros aspectos, al nivel de tensión, factor de carga y demás parámetros técnicos relevantes.

Bajo este marco, los diferentes escalones de consumo que integran determinadas categorías tarifarias constituyen un mecanismo de estructuración y asignación de los costos reconocidos dentro de la tarifa, y no representan, por sí mismos, una variación equivalente del costo marginal de generación de cada kilovatio-hora consumido. Por consiguiente, una diferencia porcentual entre los cargos correspondientes a distintos escalones no puede interpretarse de manera aislada como un incremento equivalente del costo económico de producir la energía. La estructura tarifaria debe ser evaluada considerando integralmente los distintos componentes de costos que la conforman y la metodología mediante la cual estos son asignados a cada categoría y nivel de consumo.

En particular, para los clientes con demanda igual o inferior a 15 kW y/o cuya medición no registre demanda, el RDC contempla mecanismos de asignación de determinados componentes de costos sustentados en el análisis de la curva de carga promedio de la clase de clientes correspondiente. Para ello se consideran, entre otros elementos, las características de la demanda y la participación del consumo en los diferentes periodos horarios.

De esta manera, la diferenciación entre los escalones de consumo responde a criterios regulatorios y técnicos vinculados con la forma en que cada clase de clientes utiliza el sistema y con la asignación de los costos que corresponden a dicha utilización. Es importante mencionar que la estructura de cargos por rangos de consumo considerada en los nuevos pliegos tarifarios evita saltos significativos en los importes pagados por los clientes que se encuentran en el límite del rango de consumo establecido y por lo tanto mayor estabilidad en su aplicación.

Es importante mencionar que a diferencia de la estructura tarifaria que actualmente se aplica a los clientes de ENSA la estructura propuesta para el periodo 2026 – 2030 considera la aplicación de los cargos tarifarios de forma progresiva, es decir que para un cliente que consume 1000 kWh pagará por el consumo de entre 11 a 300 kWh el cargo correspondiente este rango de consumo, por los siguientes 450 kWh pagará el cargo correspondiente al segundo rango de consumo y por los últimos 250 kWh pagará el cargo correspondiente al tercer rango de consumo, aspecto que representa una mejora para los clientes que consumen

9

84



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 23 de 25

más de 300 kWh en relación con el pliego que se aplica actualmente, sin perder la perspectiva de proteger los consumos menores los 300 kWh. Esta estructura tarifaria presenta opciones que benefician a los usuarios y generan incentivos hacia la eficiencia energética.

De igual forma, la diferenciación entre los períodos punta y fuera de punta responde a la necesidad de asignar los costos de acuerdo con las características temporales de la demanda y el grado en que cada clase de clientes coincide con los períodos de mayor utilización del sistema, generando incentivos para el traslado de consumo de horas de punta en las que el precio es más alto a horas fuera de punta en el que el precio es más bajo. Adicionalmente, se debe considerar que la tarifa BTH representa una opción tarifaria que seguramente será elegida por consumidores que puedan realizar el traslado de consumo y beneficiarse con precios más bajos, beneficiando también al sistema reduciendo la necesidad de capacidad en las horas de punta; para que el incentivo funcione es necesario aplicar una diferenciación de precios que sea atractiva para los clientes razón por la cual los porcentajes aplicados por la empresa distribuidora son adecuados. Para la determinación de los horarios de punta y fuera de punta se analizaron las curvas del sistema.

En ese mismo sentido, la distribución de los costos de generación entre los componentes de potencia y energía, responde a la metodología establecida en el RDC y se ha venido aplicando durante varios períodos tarifarios. Si bien es cierto que la forma más eficiente para recaudar los importes requeridos es la de aplicar cargos variables para recuperar costos variables (energía) y cargos fijos para recuperar costos fijos (potencia) en el proceso de revisión tarifaria se realizaron los análisis correspondientes sobre las alternativas de energización del costo de potencia de generación y sus efectos sobre las diferentes categorías tarifarias. Estos análisis incluyeron la consideración referida a que en los dos últimos períodos tarifarios se observaron condiciones atípicas tales como la pandemia del coronavirus y la suspensión de la aplicación del pliego tarifario de ENSA que ocasionaron variaciones tarifarias importantes, que limitan la posibilidad de realizar mayores ajustes en los pliegos tarifarios de las tres empresas distribuidoras. Como resultado de estas evaluaciones, se determinó conveniente mantener para el período tarifario 2026-2030 los niveles de energización considerados en la propuesta que ratifican los considerados para períodos anteriores, evitando introducir modificaciones que pudieran generar variaciones significativas en los cargos aplicables a los clientes.

Esta Autoridad Reguladora es del concepto que el análisis tarifario debe efectuarse de manera prospectiva, tomando en consideración las condiciones esperadas de la demanda durante el período tarifario. En ese contexto, variables como la evolución del autoconsumo, la generación distribuida, los cambios en los patrones de consumo y otros factores que puedan modificar la curva de demanda constituyen elementos relevantes para el seguimiento de la estructura tarifaria. No obstante, la eventual modificación de dichas condiciones durante el período tarifario no implica que los cargos deban modificarse automáticamente, toda vez que cualquier revisión deberá sustentarse en la metodología y mecanismos regulatorios aplicables y en evidencia suficiente que demuestre la necesidad de efectuar ajustes.

En cuanto al posible impacto económico sobre los usuarios residenciales, micro y pequeñas empresas y demás actividades productivas, la ASEP reconoce que una estructura tarifaria puede generar efectos diferenciados dependiendo del nivel y patrón de consumo de cada usuario. Sin embargo, como se ha explicado en los párrafos precedentes la definición de tarifas por bloques de consumo para la categoría BTS beneficia a los clientes que no tienen que valorar el total de su consumo a una tarifa superior cuando pasan de un rango a otro; así mismo la tarifa BTH representa una opción muy interesante para clientes que pueden desplazar consumo de horas de punta a fuera de punta y representan un beneficio económico para los clientes que tienen esta posibilidad, beneficiando también al sistema en su conjunto ya que mejoran la eficiencia energética; por lo que el impacto económico del pliego tarifario de ENSA es positivo. Por lo tanto, la evaluación de la estructura tarifaria debe realizarse considerando no solamente el nivel de consumo, sino también las características de la demanda y los costos que corresponde asignar a cada categoría.

En este sentido, la ASEP efectuó las evaluaciones necesarias para determinar los efectos de las estructuras tarifarias propuestas sobre diferentes niveles de consumo, demanda y perfiles de utilización. Dichas evaluaciones permitieron verificar la incidencia de los cambios propuestos y determinar si los cargos resultantes mantienen una relación razonable con los

9

ad
B



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 24 de 25

criterios de asignación de costos establecidos en el marco regulatorio. La evaluación no se limita, por tanto, a observar la variación porcentual de un cargo entre escalones, sino que considera el efecto integral de la estructura tarifaria sobre los usuarios y sobre la recuperación de los costos reconocidos.

Asimismo, la metodología y los cálculos utilizados para la determinación de los cargos tarifarios se sustentan en la información técnica y económica requerida por el RDC, incluyendo los estudios de caracterización de carga, las bases de datos correspondientes, las proyecciones de costos y los modelos de cálculo de los cargos. Esta información constituye el fundamento técnico de la revisión tarifaria y permite verificar que las estructuras propuestas respondan a criterios objetivos, verificables y consistentes con las disposiciones regulatorias aplicables.

Como resultado del análisis integral de los comentarios recibidos y de la revisión efectuada sobre la estructura tarifaria propuesta, la ASEP reevaluó los rangos correspondientes a los escalones de consumo de las tarifas aplicables. Como consecuencia de dicha evaluación, se instruyó a las empresas distribuidoras realizar ajustes orientados a procurar una transición más gradual entre los diferentes niveles de consumo y una mayor consistencia entre las estructuras tarifarias aplicables en las distintas áreas de concesión.

Estos ajustes tienen como finalidad evitar variaciones tarifarias excesivamente pronunciadas asociadas exclusivamente al cambio de un nivel de consumo a otro, sin desconocer los criterios técnicos y económicos que sustentan la asignación de los costos reconocidos. Lo anterior permite conciliar los principios de eficiencia económica y recuperación de costos con los principios de equidad, simplicidad y transparencia que rigen el régimen tarifario.

Debe aclararse, además, que la estructura tarifaria no tiene como finalidad garantizar que cada escalón individual produzca un determinado nivel de ingresos ni que exista una equivalencia directa entre el costo económico de generación y el cargo específico aplicable a cada rango de consumo. La suficiencia de los ingresos y la recuperación de los costos reconocidos deben evaluarse respecto de la estructura tarifaria en su conjunto y conforme a las metodologías y parámetros establecidos por el régimen regulatorio.

En consecuencia, la estructura tarifaria revisada constituye el resultado de una evaluación integral de los costos reconocidos, las características de la demanda, los perfiles de consumo, la utilización del sistema y los principios que rigen el régimen tarifario. Los ajustes efectuados permiten una aplicación más gradual de los cargos entre los diferentes niveles de consumo, manteniendo la correspondencia con los criterios técnicos y económicos establecidos en el marco regulatorio y procurando una estructura tarifaria coherente, equitativa y transparente y que brinde señales orientadas a la eficiencia energética para el período 2026-2030.

16. Que en virtud del análisis de los comentarios, de la documentación aportada por la empresa de distribución, aunado a los resultados de las Licitaciones 01-25 y 01-26, se procedió a la actualización de costos de generación para precisar las estimaciones inicialmente formuladas en los documentos sometidos a Consulta Pública 09-26;
17. Que vistas las anteriores consideraciones, es deber de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos hacer cumplir las funciones y objetivos de la Ley de su creación y las Leyes Sectoriales correspondientes, por lo que,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR el Pliego Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización para Clientes Regulados y Grandes Clientes Habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad de la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, contenido en el **ANEXO A**, el cual forma parte integral de la presente Resolución.

SEGUNDO: ESTABLECER que el Pliego Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización aprobado para la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, rige y debe ser aplicado a partir de las cero (0) horas del día 1 de septiembre de 2026 hasta la vigésima cuarta (24ª) hora del día 31 de agosto de 2030.



Resolución AN No. 21990 -Elec
de 19 de agosto de 2026
Página 25 de 25



TERCERO: ORDENAR a la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, que dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a la notificación de la presente Resolución, publicar en dos (2) diarios de circulación nacional, un aviso que contenga el texto íntegro del Pliego Tarifario aprobado mediante la presente Resolución y que, en igual término, ponga a disposición de los clientes copia del mismo.

CUARTO: ADVERTIR a la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, que los Apéndices B y C del presente Pliego Tarifario serán analizados con el propósito de someterlos a Consulta Pública.

QUINTO: ORDENAR a la empresa de distribución eléctrica **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, que dicte un taller virtual para presentar su Pliego Tarifario con sus modelos de cálculo, dirigido a toda la ciudadanía, a más tardar treinta (30) días calendario contados a partir de la notificación de la presente Resolución.

SEXTO: ADVERTIR que la presente Resolución sólo admite recurso de reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, siguientes a la publicación de esta Resolución, el cual una vez resuelto agota la vía gubernativa.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; y, Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; Resolución AN No.21656-Elec de 20 de mayo de 2026.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE y CÚMPLASE


ZELMAR RODRÍGUEZ DE MASSIAH
Administradora General

En Panamá a los 20 días
del mes de agosto de
2026 a las 10:54 de la mañana
Notifica al Sr. Melitra González de la
Resolución que antecede.


8-768-725

El presente documento es fiel copia de su original, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios públicos.

Dado a los 20 días del mes de agosto 2026

FIRMA AUTORIZADA

9

4



ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No21990-Elec 19 de agosto de 2026



ENSA

ELEKTRA NORESTE, S.A.

PLIEGO TARIFARIO

**PARA CLIENTES REGULADOS Y GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL
MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD**

VIGENTE DEL 1 DE SEPTIEMBRE DE 2026 AL 31 DE AGOSTO DE 2030



Líneas para Estructura Tarifaria
Resolución AN No. 21656-Elec del
20 de mayo de 2026

De acuerdo con la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, cada 4 años se revisa la estructura y las fórmulas tarifarias que se aplicarán en el sector eléctrico, y dicha propuesta se somete a un proceso de Consulta Pública, para cumplir con la Ley de Transparencia.

Las nuevas fórmulas tarifarias se revisan tomando en consideración cuál ha sido el comportamiento del mercado, estudiando los perfiles de consumo de los clientes y su impacto en la demanda que se debe abastecer, así como en el costo de prestar el servicio eléctrico. También conlleva la actualización de los cargos que corresponden a la actividad de comercialización, distribución y Alumbrado Público que realizan las empresas distribuidoras, considerando el Ingreso Máximo Permitido que les fuera aprobado, luego de un proceso que también conllevó una Consulta Pública.

En esta oportunidad las Tarifas mantienen la segmentación por nivel de tensión, en tarifas para baja tensión, media tensión y alta tensión. En el nivel de baja tensión hay cinco tarifas, la tarifa de baja tensión simple (BTS) que aplica a los clientes residenciales y a los comercios pequeños que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y la tarifa BTS prepago; la tarifa de baja tensión simple con bloque horario (BTSH) que aplica a los clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y que opten por esta tarifa con cargos diferenciados de acuerdo a la hora en que se registre; la Tarifa de baja tensión con demanda (BTD) que aplica a clientes comerciales e industrias mayores a 15 kW con medición normal, cuya medición tendrá la demanda máxima leída y la energía consumida, y la Tarifa de baja tensión horaria (BTH) cuya demanda máxima tiene cargos diferenciados de acuerdo a la hora en que se registre. Las tarifas con medición en media tensión y alta tensión contienen la misma estructura que las BTD y BTH.

A continuación, el Pliego Tarifario de la empresa de distribución Elektra Noreste, S.A.



A) INTRODUCCIÓN

Conforme a lo establecido en la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006, sus modificaciones y cumpliendo con todas las disposiciones legales y regulatorias de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, se presentan los cargos tarifarios que serán aplicados a los clientes regulados y a los Grandes Clientes habilitados en el mercado mayorista de electricidad, que estarán vigentes desde el 1 de septiembre 2026 al 31 de agosto de 2030.

Los cargos asociados a la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica están asignados conforme la Resolución AN No.21656-Elec del 20 de mayo de 2026, que aprobó el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el periodo 2026 - 2030 y resoluciones posteriores que lo modifiquen.

Los cargos asociados al abastecimiento de energía corresponden a los costos previstos para el **segundo semestre de 2026 más el ajuste por la revisión del periodo real (segundo semestre de 2025)**, de acuerdo con lo establecido en el Régimen Tarifario vigente.

De acuerdo con lo establecido en el Régimen Tarifario y la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 los cargos serán actualizados semestralmente, según el Régimen Tarifario vigente.

B) AMBITO DE APLICACIONES

Las siguientes condiciones de aplicación regirán para las tarifas que ENSA, concesionaria de servicio público de distribución y comercialización, en adelante la Distribuidora, aplicará a sus clientes sujetos a regulación de precios.

Este Pliego Tarifario es de aplicación únicamente a:

- Todo concesionario de distribución y comercialización de energía eléctrica.
- Todo cliente que utilice las redes de distribución para uso final, es decir, todo cliente final en los términos de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.
- Todo distribuidor que utilice las redes de distribución de otro distribuidor para transportar el producto eléctrico.

Este pliego no se aplica a ningún generador, autogenerador o cogenerador conectado directamente a un distribuidor para la entrega de su producción, ya que dicho uso y metodología para establecer los cargos por uso de redes es reglamentado por el Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión vigente, conforme se establece en el Reglamento de Transmisión.

En el Apéndice A de este Pliego Tarifario se detallan las Condiciones Generales que aplicarán a estas tarifas.

C) OPCIONES TARIFARIAS

Los clientes podrán elegir libremente cualquiera de las tarifas que se describen más adelante, una vez haya sido habilitada por la empresa distribuidora, con las limitaciones establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda. (Ver Apéndice A)

D) CLIENTES EN ALTA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN

- Son clientes en alta tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea de 115 kilovoltios (115 kV).
- Son clientes en media tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea inferior a 115 kilovoltios y superior a 600 voltios (600 V).
- Son clientes en baja tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios.



E) **RECARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA**

Como lo indica el Artículo 90 del Régimen de Distribución y Comercialización:
Se aplicará un recargo por bajo factor de potencia, para lo cual se debe considerar lo siguiente:

Los clientes finales, clientes regulados y Grandes Clientes, conectados a las redes de distribución, deberán mantener en sus puntos de interconexión, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por dichas redes, un factor de potencia mayor o igual a 0.90 (-) en atraso.

El factor de potencia promedio mensual se calculará según los consumos de kVArh y kWh del período facturado mediante la siguiente fórmula:

$$F.P. = Cos[Tg^{-1}(kVARh/kWh)]$$

Donde:
F.P. = Factor de potencia mensual.
kVArh = Energía reactiva del período.
kWh = Energía real del período.

Para determinar que un cliente final está en una condición de bajo factor de potencia, el cliente final debe tener una medición que resulte en un bajo factor de potencia por un período consecutivo de tres (3) meses.

Antes de aplicar una penalización por bajo factor de potencia, la empresa distribuidora deberá notificar mediante teléfono, correo electrónico, mensaje SMS, en comunicación anexo a la factura, mensajería instantánea a través de aplicaciones (por ejemplo, WhatsApp) y otras plataformas tecnológicas disponibles (canales o plataformas tecnológicas que la empresa distribuidora pueda poner a disposición de sus clientes) a los clientes finales que estén en esta condición para que tengan la oportunidad de corregirlo. Esta penalización sólo podrá facturarse a los clientes finales si se ha cumplido el plazo de tres meses después que la empresa distribuidora ha notificado formalmente al cliente final sobre su situación con respecto al factor de potencia y si se mantiene dicha condición, a partir de la facturación del cuarto (4) mes. Este recargo por bajo factor de potencia no podrá cobrarse retroactivamente y el mismo sólo se aplicará a aquellos clientes finales que tengan una tarifa que incluya un cargo por demanda.

A aquellos clientes finales que tengan un factor de potencia fuera de los límites, se le aplicará un recargo correspondiente a un 2% por cada 0.01 en que dicho factor de potencia baje de 0.90 (-) en atraso. Este recargo se aplica solamente a los componentes de comercialización y distribución de la facturación, facturados por consumo de energía en kWh y demanda en kW de acuerdo con la tarifa vigente y no se aplica a ningún otro componente de la factura del cliente final.

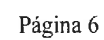
F) **DEFINICIÓN DE LOS PERIODOS DE PUNTA Y FUERA DE PUNTA**

Se entiende por período de punta, fuera de punta medio y fuera de punta bajo del sistema lo siguiente:

Bloque horario de punta:	Lunes a viernes de 9:01 a 17:00 horas
Bloque Horario Medio Fuera de Punta:	Lunes a viernes de 17:01 a 00:00 horas Sábado de 11:01 hasta las 23:00 horas
Bloque Horario Bajo Fuera de Punta:	Lunes a viernes de 00:01 a 9:00 horas Sábados de 00:01 hasta las 11:00 horas y desde las 23:01 hasta las 00:00 horas. Domingos y días de fiesta nacional de 00:01 a 00:00 horas

G) **CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN A LAS TARIFAS**

En el Apéndice A de este Pliego Tarifario se detallan las condiciones generales que aplicarán a estas tarifas.





**TARIFAS DE BAJA TENSION
(VOLTAJES IGUAL O INFERIOR DE 600 Voltios)**

- **TARIFA BTS:** **TARIFA SIMPLE**
- **TARIFA BTSH:** **TARIFA SIMPLE CON BLOQUE HORARIO**
- **TARIFA BTS PREPAGO:** **TARIFA SIMPLE PREPAGO**
- **TARIFA BTD:** **TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA LEÍDA**
- **TARIFA BTH:** **TARIFA POR BLOQUE HORARIO**



1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSION

Son clientes en baja tension aquellos que esten conectados a redes cuya tension sea igual o inferior a 600 voltios.

Los clientes residenciales con demanda de hasta 15 kW, tienen a su disposicion la tarifa BTS (Baja Tension Simple). Adicionalmente, estos clientes pueden optar por una tarifa simple con medicion horaria BTSH la cual debe ser solicitada y considera discriminacion para la punta y fuera de punta media y baja.

A los clientes conectados en baja tension, con demanda mayores a 15 kW, se les aplicaran tarifas con cargo por demanda. Estos clientes pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Maxima (BTD) o la Tarifa por Bloque Horario (BTH).

Los clientes residenciales con demanda mayor de 15 kW tambien pueden escoger una tarifa BTS.

a) TARIFA BTS: TARIFA BAJA TENSION SIMPLE

Aplicacion

Para cualquier uso de la energia electrica de clientes cuya demanda maxima en el mes de facturacion sea menor o igual a quince kilovatios (15 kW).

A los clientes de la tarifa BTS, se les aplicaran los cargos tarifarios del mes a facturar, que correspondan al nivel de consumo de energia durante el periodo facturado. Es decir:

- (i) Los primeros 10 kWh de consumo estan incluidos en el cargo fijo.
- (ii) Para los clientes que tengan un consumo mensual de 300 kWh o menos, los siguientes de 11 a 300 kWh seran facturados con el Cargo por Energia correspondiente al escalon 1.
- (iii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 301 y 750 kWh, los siguientes kWh de 11 a 300 kWh seran facturados con el Cargo por Energia del escalon 1 y los kWh restantes seran facturados con el Cargo por Energia del escalon 2.
- (iv) Los clientes que tengan un consumo mensual mayor a 750 kWh, los siguientes de 11 a 300 kWh seran facturados con el Cargo por Energia del escalon 1, los siguientes 450 kWh seran facturados con el Cargo por Energia del escalon 2 y los kWh restantes seran facturados con el Cargo por Energia del escalon 3.

La Tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicaran en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos		
Cargo Fijo por los primeros 10 kWh	B/.cliente/mes	2.76
Cargo por los siguientes kWh de 11-300	B/./kWh	0.17737
Cargo por los siguientes kWh de 301-750	B/./kWh	0.24666
Cargo por los siguientes en exceso a 751 kWh	B/./kWh	0.27005
Composicion de los Cargos		
Comercializacion		
- Fijo (Primeros 10 kWh)	B/.cliente/mes	2.76
- Energia (Siguientes kWh)	B/./kWh	0.01795
Distribucion		
- Energia, excluyendo perdidas (Siguientes kWh)	B/./kWh	0.03611
- Perdidas Energia en Distribucion (Siguientes kWh)	B/./kWh	0.01883
Alumbrado Publico		
- Sistema (Siguientes kWh)	B/./kWh	0.00253



- Consumo de energía (Sigüientes kWh)	B/./kWh	0.00180
Transmisión		
- Energía (Sigüientes kWh)	B/./kWh	0.00614
- Pérdidas de Energía en Transmisión (Sigüientes kWh)	B/./kWh	0.00739
Generación		
- Generación (Sigüientes kWh de 11-300)	B/./kWh	0.07188
- Generación (Sigüientes kWh de 301-750)	B/./kWh	0.12938
- Generación (Sigüientes en exceso a 751 kWh)	B/./kWh	0.14879
- Generación Cargo Pot. Energizada (Sigüientes kWh de 11-300)	B/./kWh	0.01474
- Generación Cargo Pot. Energizada (Sigüientes kWh de 301-750)	B/./kWh	0.02653
- Generación Cargo Pot. Energizada (Sigüientes en exceso a 751 kWh)	B/./kWh	0.03051

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 16.69



b) **TARIFA BTSH: TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE HORARIA**

Aplicación

Para cualquier uso de la energía eléctrica de clientes cuya demanda máxima en el mes de facturación sea menor o igual a quince kilovatios (15 kW) y que soliciten esta opción tarifaria con discriminación horaria. Considera precios diferenciados para la energía leída en cada periodo, ya sea en punta y fuera de punta medio o bajo.

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente/mes	2.76
Cargo por Energía Punta	B/./kWh	0.30790
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.22812
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.14833

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	2.76
- Energía Punta	B/./kWh	0.01749
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01749
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01749
Distribución		
- Energía Punta, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.03518
- Energía Fuera de Punta Medio, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.03518
- Energía Fuera de Punta Bajo, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.03518
- Pérdidas Energía Distribución Punta	B/./kWh	0.01838
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01838
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01838
Alumbrado Público		
- Sistema Punta	B/./kWh	0.00247
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00247
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00247
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00176
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00176
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00176
Transmisión		
- Energía Punta	B/./kWh	0.00598
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00598
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00598
- Pérdidas Energía en Transmisión, Punta	B/./kWh	0.00726
- Pérdidas Energía en Transmisión, Fuera Punta Medio	B/./kWh	0.00726
- Pérdidas Energía en Transmisión, Fuera Punta Bajo	B/./kWh	0.00726
Generación		
- Generación Punta	B/./kWh	0.19947
- Generación Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.11969
- Generación Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.03990
- Generación Cargo de Potencia Energizada	B/./kWh	0.01991

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 16.69



c) **TARIFA BTS PREPAGO: TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE PREPAGO**

Aplicación

Para cualquier uso de la energía eléctrica de clientes con consumo entre 0 a 300 kWh mes, que se encuentren clasificados en tarifas donde no se les exija equipamiento de medición con registro de demanda y se disponga del equipo de medición prepago, en las Áreas de Cobertura del Prepago identificadas por ENSA y aprobadas por la ASEP.

Si el consumo del cliente es mayor a 300 kWh de manera continua en al menos seis (6) meses, se le aplicarán de ahí en adelante los cargos de la tarifa BTS que le correspondería de acuerdo con el consumo del cliente. Para esto la empresa distribuidora deberá probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Si el cliente con medición prepago baja su consumo a un valor menor o igual a 300 KWh en un periodo de tres meses consecutivos, la empresa distribuidora debe reclasificarlo nuevamente a la tarifa Prepago correspondiente de 0-300 kWh.

Resumen de Cargos

Cargo por Energía	B./kWh	0.18927
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Energía	B./kWh	0.03337
Distribución		
- Energía	B./kWh	0.03518
- Pérdidas Energía en Distribución	B./kWh	0.01838
Alumbrado Público		
- Sistema	B./kWh	0.00247
- Consumo de energía	B./kWh	0.00176
Transmisión		
- Energía	B./kWh	0.00598
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B./kWh	0.00726
Generación		
- Generación Cargo por Energía	B./kWh	0.07051
- Generación Cargo por Potencia Energizada	B./kWh	0.01436

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 16.69

Nota: Los clientes residenciales que estén fuera del área de cobertura prepago y los clientes con Tarifa Baja Tensión Simple (BTS) no residenciales podrán solicitar este servicio, pagando la diferencia de costos entre el medidor post-pago que utiliza y el prepago que instalará la distribuidora, de acuerdo con los costos de medidores con que cuente la empresa en el momento de la solicitud.



d) **TARIFA BTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**

Aplicación

Esta tarifa se aplica a cualquier uso de la energía eléctrica de los clientes conectados en baja tensión, cuya demanda máxima mensual sea mayor a los 15 kW en el mes de facturación.

A todos los clientes BTD se les aplicará un Cargo Fijo por cliente y un Cargo por Demanda Máxima por mes y un cargo por energía, dependiendo de los escalones que le correspondan de acuerdo con su consumo:

- (i) Para los clientes que tengan un consumo mensual de 10,000 kWh o menos, se les facturará el Cargo por Energía correspondiente al escalón 1.
- (ii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 10,001 y 30,000 kWh, los primeros 10,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2.
- (iii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 30,001 y 50,000 kWh, los primeros 10,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes 20,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 3.
- (iv) Los clientes que tengan un consumo mensual mayor a 50,000 kWh, los primeros 10,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes 20,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 2, los siguientes 20,000 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 3 y los kWh restantes serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 4.

Cargos de la Tarifa BTD

La tarifa comprende los siguientes cargos por escalón de energía, que se aplicarán en la factura mensual del cliente, de acuerdo a la siguiente tabla:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	5.57
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	17.10
Cargo por Energía de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.18953
Cargo por Energía por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.19402
Cargo por Energía por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.19875
Cargo por Energía por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.20372
Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	5.57
- Energía	B/./kWh	0.00477
Distribución		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	12.35
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.01622
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.53
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00233
- Consumo por Energía	B/./kWh	0.00165
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.31
- Energía	B/./kWh	0.00443
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00690
Generación		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.91
- Energía de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.09006
- Energía por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.09455
- Energía por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.09928
- Energía por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.10425
- Potencia Energizada de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.06317



- Potencia Energizada por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.06317
- Potencia Energizada por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.06317
- Potencia Energizada por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.06317

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. **71.85**



e) **TARIFA BTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Aplicación

Se aplica a todos los clientes con demanda máxima mensual mayor a 15 kW, conectados en baja tensión que soliciten esta opción tarifaria. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa BTH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	5.57
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.21855
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.16424
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.10942
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	12.65
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta	B/./kW-mes	5.26

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	5.57
- Energía	B/./kWh	0.00477
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	7.68
- Demanda Máxima Fuera de Punta	B/./kW-mes	5.26
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01622
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01622
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01622
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.56
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00233
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00165
Transmisión		
- Demanda en Punta	B/./kW-mes	1.37
- Demanda Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.00
- Energía	B/./kWh	0.00182
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00690
Generación		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	3.04
- Energía en Punta	B/./kWh	0.15989
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.10558
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.05076
- Potencia Energizada	B/./kWh	0.02497

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 71.85



**TARIFAS DE MEDIA TENSIÓN
(VOLTAJES MAYOR DE 600 V Y MENOR DE 115 kV)**

- **TARIFA MTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**
- **TARIFA MTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**



TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN

Los clientes conectados en voltajes mayores que 600 V y menores que 115 kV, pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Máxima MTD o la Tarifa por Bloque Horario MTH.

a) TARIFA MTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje mayor que 600V y menor que 115 kV.

Cargos de la Tarifa MTD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	10.03
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	15.23
Cargo por Energía	B/./kWh	0.15672

Composición de los Cargos

Comercialización

- Fijo	B/.cliente	10.03
- Energía	B/./kWh	0.00459

Distribución

- Demanda Máxima	B/./kW-mes	11.29
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.01191
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.42

Alumbrado Público

- Sistema	B/./kWh	0.00233
- Consumo de Energía	B/./kWh	0.00165

Transmisión

- Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.44
- Energía	B/./kWh	0.00358
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00691

Generación

- Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.08
- Energía	B/./kWh	0.09313
- Potencia Energizada	B/./kWh	0.03262

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 141.52



TARIFA MTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje mayor que 600V y menor que 115 kV que lo solicite. Esta tarifa considera precios diferenciados para suministros en periodo de punta, en periodo fuera de punta medio y en periodo de fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa MTH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	10.03
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.23439
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.17725
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.11774
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	10.31
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta	B/./kW-mes	5.46

Composición de los Cargos

Comercialización

- Fijo	B/. cliente	10.03
- Energía	B/./kWh	0.00459

Distribución

- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	6.22
- Demanda Máxima Fuera de Punta	B/./kW-mes	5.46
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01191
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01191
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01191
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.45

Alumbrado Público

- Sistema	B/./kWh	0.00233
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00165

Transmisión

- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	1.49
- Demanda Máxima en Fuera de Punta	B/./kW-mes	0.00
- Energía	B/./kWh	0.00347
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00691

Generación

- Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.15
- Energía en Punta	B/./kWh	0.16427
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.10713
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.04762
- Potencia Energizada	B/./kWh	0.03926

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 141.52



**TARIFAS DE ALTA TENSIÓN
(VOLTAJES DE 115 kV)**

- **TARIFA ATD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**
- **TARIFA ATH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**



3. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN

Los clientes conectados en voltajes de 115 kV pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Máxima ATD o la Tarifa por Bloque Horario ATH.

a) TARIFA ATD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje de 115 kV.

Cargos de la Tarifa ATD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	10.02
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	12.78
Cargo por Energía	B/./kWh	0.12235

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/. cliente	10.02
- Energía	B/./kWh	0.00049
Distribución		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.82
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00177
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.07
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00233
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00165
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.71
- Energía	B/./kWh	0.00299
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00690
Generación		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	8.18
- Energía	B/./kWh	0.09307
- Potencia Energizada	B/./kWh	0.01315

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 202.17



b) **TARIFA ATH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo cliente conectado en voltaje de 115 kV que la solicite. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa ATH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	10.02
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.17539
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.13191
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.08843
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	12.04
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta	B/./kW-mes	0.83

Composición de los Cargos

Comercialización

- Fijo	B/.cliente	10.02
- Energía	B/./kWh	0.00049

Distribución

- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	2.01
- Demanda Máxima Fuera de Punta	B/./kW-mes	0.83
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.00177
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00177
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00177
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.07

Alumbrado Público

- Sistema	B/./kWh	0.00233
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00165

Transmisión

- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	1.72
- Demanda Máxima en Fuera de Punta	B/./kW-mes	0.00
- Energía de Transmisión	B/./kWh	0.00257
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00690

Generación

- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	8.24
- Energía en Punta	B/./kWh	0.14653
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.10305
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.05957
- Potencia Energizada Punta	B/./kWh	0.01315
- Potencia Energizada Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01315
- Potencia Energizada Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01315

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 202.17



ENSA

ELEKTRA NORESTE, S.A.

**PLIEGO TARIFARIO PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL
MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD**



**TARIFAS DE ALTA TENSIÓN
(VOLTAJES DE 115 kV)**

- **TARIFA ATH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**
- **TARIFA ATD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**



4. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN

Los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad conectados en voltajes de 115 kV pueden escoger entre la Tarifa por Bloque Horario ATH o la Tarifa con Demanda Máxima ATD.

a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (ATH)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje de 115 kV que solicite esta opción. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa ATH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del Gran Cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	10.02
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.00881
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00881
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00881
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	3.80
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta	B/./kW-mes	0.83
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00

Composición de los Cargos:

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	10.02
- Energía	B/./kWh	0.00049
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	2.01
- Demanda Máxima Fuera de Punta	B/./kW-mes	0.83
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.00177
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00177
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00177
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.07
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00233
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00165
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	1.72
- Demanda Máxima Fuera de Punta	B/./kW-mes	0.00
- Energía	B/./kWh	0.00257
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	14.00

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 202.17



Aclaración /*

En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

b) OPCIÓN B: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA (ATD)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente conectado en voltaje de 115 kV.

Cargos de la Tarifa ATD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	10.02
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	4.60
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.00923

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	10.02
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00049
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.82
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00177
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.07
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00233
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00165
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.71
- Energía	B/./kWh	0.00299
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	14.00

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 202.17



**TARIFAS DE MEDIA TENSIÓN
(VOLTAJES MAYOR DE 600 V Y MENOR DE 115 kV)**

- **TARIFA MTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**
- **TARIFA MTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**



5. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN

Los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad conectados en voltaje menor de 115 kV y mayores de 600 V, pueden escoger entre la Tarifa por Bloque Horario MTH o la Tarifa con Demanda Máxima MTD.

a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (MTH)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad en voltaje menor de 115 kV y mayores de 600 V que solicite esta opción. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta, en período fuera de punta medio y en período fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa MTH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del Gran Cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	10.04
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.02395
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.02395
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.02395
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	8.16
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta	B/./kW-mes	5.46
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00

Composición de los Cargos

Comercialización

- Fijo	B/.cliente	10.04
- Energía	B/./kWh	0.00459

Distribución

- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	6.22
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	5.46
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01191
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01191
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01191
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.45

Alumbrado Público

- Sistema	B/./kWh	0.00233
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00165

Transmisión

- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	1.49
- Demanda Máxima en Fuera de Punta	B/./kW-mes	0.00
- Energía	B/./kWh	0.00347

Generación

- Demanda Máxima de Generación, CPG Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	14.00
--	------------	-------

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 141.52



Aclaración /*

En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

b) OPCIÓN B: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA (MTD)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje mayor que 600V y menor que 115 kV.

Cargos de la Tarifa MTD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	10.04
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	13.15
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.02406

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	10.04
- Energía	B/./kWh	0.00459
Distribución		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	11.29
- Energía en Distribución	B/./kWh	0.01191
- Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.42
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00233
- Cargo por Consumo de Energía	B/./kWh	0.00165
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.44
- Energía	B/./kWh	0.00358
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	14.00

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. **141.52**



**TARIFAS DE BAJA TENSIÓN
(VOLTAJES IGUAL O INFERIOR DE 600 V)**

- **TARIFA BTH: TARIFA POR BLOQUE HORARIO**
- **TARIFA BTD: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA**



6. TARIFAS PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN

Los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad conectados en voltaje igual o menor de 600 Voltios, pueden escoger entre la Tarifa por Bloque Horario BTH o la Tarifa con Demanda Máxima BTD.

a) OPCIÓN A: TARIFA POR BLOQUE HORARIO (BTH)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje igual o menor de 600 Voltios que solicite esta opción tarifaria. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en periodo de punta, en periodo fuera de punta medio y en periodo fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Cargos de la Tarifa BTH

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	5.58
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.02679
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.02679
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.02679
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	9.61
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta	B/./kW-mes	5.26
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	5.58
- Energía	B/./kWh	0.00477
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	7.68
- Demanda Máxima Fuera de Punta	B/./kW-mes	5.26
- Pérdidas de Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01622
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01622
- Pérdidas de Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01622
- Pérdidas de Potencia en Distribución	B/./kW-mes	0.56
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00233
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00165
Transmisión		
- Demanda en Punta	B/./kW-mes	1.37
- Demanda Fuera de Punta	B/./kW-mes	0.00
- Energía	B/./kWh	0.00182
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG.- Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	14.00

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. 71.85



Aclaración /*

En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.

b) OPCIÓN B: TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA (BTD)

Aplicación

Esta tarifa es aplicable a todo Gran Cliente conectado en voltaje igual o menor de 600 Voltios.

Cargos de la Tarifa BTD

La tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán en la factura mensual del cliente:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	5.58
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	14.19
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.02940

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	5.58
- Energía	B/./kWh	0.00477
Distribución		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	12.35
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.01622
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.53
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00233
- Consumo por Energía	B/./kWh	0.00165
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.31
- Energía	B/./kWh	0.00443
Generación		
- Demanda Máxima de Generación, CPG Aplica a Grandes Clientes que no tienen contratada su demanda máxima de generación en el Mercado Mayorista	B/./kW-mes	14.00

Cargo por Conexión

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de hasta B/. **71.85**



H) APLICACIÓN PARA GRANDES CLIENTES HABILITADOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD O DISTRIBUIDORES

Los clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la distribuidora y que hagan uso de la red de la Distribuidora, o clasifiquen como otros distribuidores haciendo uso del sistema de distribución, no pagarán los siguientes componentes de costos en su tarifa:

- Grandes clientes sin medición Sistema de Medición Comercial (SMEC): No pagan los componentes de costos de Generación, salvo aquellos a los que la empresa distribuidora le compra su potencia, los cuales deben pagar el cargo por potencia de generación. Pagan el resto de los componentes de costos.
- Grandes clientes con medición SMEC: No pagan los componentes de costos de Generación, salvo aquellos a los que la empresa distribuidora le compra su potencia, los cuales deben pagar el cargo por potencia de generación. Pagan la mitad del componente de costo denominado costo de comercialización fijo CCOF y el resto de los componentes de costos.
- Distribuidores: No pagan los componentes de costo de Abastecimiento, los de Alumbrado Público, ni los costos de comercialización variable CCOV. Pagan la mitad del componente de costo denominado CCOF y el resto de los componentes de costos. Cuando el uso de la red sea con carácter de reserva (confiabilidad), el cliente deberá definir un valor de potencia, el cual estará vigente por periodos anuales. En tal caso, en la facturación mensual se tendrá en cuenta la potencia realmente leída, si está entre el cincuenta por ciento (50%) y el ciento veinte por ciento (120%) de la definida. En caso de que la potencia leída sea inferior al cincuenta por ciento (50%) de la potencia definida se facturará el 50% de dicha potencia definida, y en caso de que sea superior al ciento veinte por ciento (120%) de la potencia definida, se facturará el excedente con un recargo del cincuenta por ciento (50%).

A los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad:

- i. Para el cargo por potencia de generación (CPG) la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario.
A los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo se les facturará el cargo por potencia de generación en el periodo de horas de punta y el cargo será cero en el periodo fuera de horas de punta. La demanda máxima por facturar será la leída más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión.
- ii. El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda correspondientes a los bloques fuera de punta se aplicarán a la demanda máxima leída del mes que resulte mayor entre las dos demandas máximas leídas mensuales en los bloques fuera de punta.
- iii. El registro y la aplicación de los cargos correspondientes al Cargo por Potencia de Generación (CPG) en los contratos suscritos entre Grandes Clientes y empresas generadoras se efectuarán conforme a lo dispuesto en los pliegos tarifarios aprobados y a partir de su entrada en vigencia de estos.

En consecuencia, las partes deberán adecuar la aplicación del CPG a los valores establecidos en el respectivo pliego tarifario, **los cuales serán aplicables de manera escalonada durante cada año del periodo tarifario**, de conformidad con las siguientes vigencias:

Periodo	CPG
01 sep2026-31 ago2027	14 B/kW-mes
01 sep2027-31 ago2028	14 B/kW-mes
01 sep2028-31 ago2029	15 B/kW-mes
01 sep2029-31 ago2030	16 B/kW-mes



Por tanto, el valor del CPG deberá ajustarse anualmente conforme al valor que corresponda al período de vigencia respectivo, sin que ello implique una nueva revisión tarifaria anual. Resulta necesario reiterar que en cada revisión tarifaria cuatrienal, la ASEP establecerá el valor del CPG.

Todos los grandes clientes deben pagar el cargo por alumbrado público, y en el caso de los grandes clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora y que no estén conectados a la red de distribución, deberán pagar el componente del cargo de alumbrado público a la empresa que le provee el suministro eléctrico, y ésta a su vez lo transferirá a la distribuidora que tiene la concesión del área donde está ubicado el gran cliente con base en la tarifa vigente, de acuerdo a los artículos 93 y 108 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Cuando un autogenerador o cogenerador compra potencia y/o energía en el sistema interconectado, se convierte en un consumidor o sea en un cliente final, por lo que tendrá que pagar los cargos correspondientes del Pliego Tarifario, de acuerdo con su condición de medición, según se indica en este literal. Cuando un autogenerador o cogenerador vende o entrega potencia y/o energía se aplica lo indicado en el Reglamento de Transmisión.

A todo cliente que utilice las redes de distribución para uso final y a la vez de manera dual la utilice para la entrega de su producción como autogenerador o cogenerador en un mismo periodo, se les calculará los cargos correspondientes a ambos regímenes (el de distribución y el de transmisión) y se le facturará ambos cargos.

I) Cargos para estaciones de carga privadas o comerciales

Para clientes con estaciones de carga privadas o comerciales, podrán acogerse a cualquier de las opciones tarifarias vigentes según el nivel de tensión al que se conecten.

Durante el presente periodo tarifario, esta Autoridad Reguladora, podrá evaluar la implementación de esquemas transitorios o mecanismos temporales aplicables a las estaciones de cargas de vehículos eléctricos, con el propósito de obtener información suficiente sobre sus características de demanda, patrones de consumo, horarios de utilización, entre otros variables relevantes para la determinación de una tarifa. La implementación de cualquier esquema transitorio deberá ser previamente aprobado por la Autoridad Reguladora.

J) Tarifas de autoconsumo

Para los clientes que cuenten con sistemas de Generación Distribuida, será de aplicación el “Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, Aprobado mediante resolución AN No.10206-Elec de 11 de julio de 2016 y modificado mediante la resolución AN No.10299-Elec de 10 de agosto de 2016” vigente, así como las disposiciones que lo modifiquen, sustituyan o complementen durante la vigencia del presente pliego tarifario.

K) Cargo de Variación por Combustibles Mensual

El Régimen Tarifario establece el cargo mensual denominado “Variación por Combustible” (CVC), el cual se determina calculando las variaciones de costo y energía comprada con respecto a la estimada en los contratos térmicos y en el mercado ocasional. Este cargo se agrega a los cargos aplicados en la factura mensual de todos los clientes regulados de las empresas de distribución.

El cargo por Variación por Combustible se actualizará mensualmente conforme al siguiente calendario:

- En julio y agosto se actualizan los costos de mayo.
- En agosto y septiembre se actualizan los costos de junio.
- En septiembre y octubre se actualizan los costos de julio.
- En octubre y noviembre se actualizan los costos de agosto.
- En noviembre y diciembre se actualizan los costos de septiembre.
- En diciembre se actualizan los costos de octubre;
- y así sucesivamente para cada semestre.



La ASEP podrá disponer mediante Resolución una redistribución distinta de los meses a recuperar el cargo variable por combustible (CVC) cuando por situaciones de incrementos o decrementos de costos significativos así lo amerite.

Este cargo se incluirá en el detalle de las facturas que se emitan y se aplicará a la venta de energía facturada al cliente, en kWh, incluyendo la energía considerada dentro del cargo fijo para las tarifas que así lo incluyan.

El cargo en la factura será el acumulado, es decir que reflejará la suma de los cargos por Variación por Combustible (el calculado el mes anterior y el del mes) cuando corresponda. Por ejemplo: en el mes de julio la factura al cliente reflejará solamente el cargo del mes de julio, al igual que en el mes de enero. En el mes de agosto la factura al cliente reflejará la acumulación del cargo calculado para julio y el calculado para agosto, en el mes de septiembre la factura al cliente reflejará la acumulación del cargo calculado para agosto y el calculado para septiembre.

L) CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

- La Distribuidora permitirá el acceso indiscriminado, a las redes de su propiedad, de cualquier gran cliente o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad, establecidas en el contrato de concesión, previa solicitud y cumplimiento de las normas técnicas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que le correspondan.
- La Distribuidora permitirá el acceso a sus instalaciones de distribución para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema o personas.
- La medición correrá por cuenta del agente del mercado que haya solicitado el servicio y que sea responsable por el pago de los cargos del Pliego Tarifario. En caso de que este agente del mercado desee que la Distribuidora efectúe la medición o cualquier otro servicio asociado tal como lectura, facturación, presentación de factura y gestión de cobro, la Distribuidora podrá hacerlo mediante acuerdo entre las partes.
- En caso de que las instalaciones eléctricas del generador y gran cliente conectado a la red del distribuidor produzcan alteraciones en la calidad del suministro de energía eléctrica a los clientes regulados, la Distribuidora podrá requerir del generador o gran cliente, la modificación, sustitución o retiro de dichas instalaciones.
- La Distribuidora podrá condicionar al libre acceso a su red a un Generador o a un nuevo Gran Cliente si demuestra que la satisfacción de las necesidades de transporte de éstos limitará su capacidad o calidad de suministro a sus clientes. No obstante, tendrá obligación de realizar las ampliaciones necesarias para permitir que esta conexión pueda realizarse a través de su sistema de distribución, en los mismos términos y condiciones que rijan para nuevos clientes de la Distribuidora.



APÉNDICE A
CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN
DE LAS TARIFAS



APÉNDICE A CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

1. OPCIONES TARIFARIAS

- Las empresas distribuidoras podrán ofrecer opciones tarifarias a sus clientes, con las limitaciones impuestas por el nivel de tensión y otras que puede proponer la distribuidora de ser aprobadas por la ASEP. La empresa distribuidora estará obligada a aceptar la opción que los clientes elijan.
- Las empresas distribuidoras definirán las condiciones de medición de acuerdo con limitaciones de aplicación contenidas en la tarifa.
- La Distribuidora podrá realizar las mediciones y verificaciones que considere necesarias para comprobar que las características reales de consumo del cliente son consistentes con la tarifa con excepción de los clientes residenciales. Si éste no fuese el caso, la Distribuidora tiene la obligación de notificárselo con un mes de anticipación e indicarle las opciones que tiene, incluyendo la tarifa que se le aplicaría si no hubiera una elección por parte del cliente, además del cargo por conexión correspondiente.
- La empresa distribuidora deberá probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Para tal objetivo deberá monitorear el consumo mensual del cliente en un periodo de doce (12) meses, y demostrar que, en los últimos doce meses en más de cuatro oportunidades consecutivas o esporádicas en ese periodo de tiempo, el cliente evidenció un consumo característico de otra tarifa. Cuando se cumpla esta condición, lo cual podrá ocurrir antes de cumplido el año, la empresa distribuidora lo cambiará a la tarifa que corresponda. En ningún caso la empresa distribuidora podrá solicitar que se pague retroactivamente las diferencias en facturación que hubiesen existido entre las opciones tarifarias.
- En los casos de clientes nuevos a los que se haya asignado una tarifa con demanda, pero su demanda leída sea menor al límite establecido de 15 kW, y si al cuarto mes de facturación se mantiene de esa manera, se le reclasificará y facturará con tarifa sin demanda hasta que el cliente se encuentre en condiciones de reclasificación tarifaria, según lo establecido en el RDC.
- Si el cliente decide cambiar su opción tarifaria más de una vez en doce (12) meses después de haber hecho su elección, se aplicará un recargo de cincuenta por ciento (50%) sobre el valor de la conexión correspondiente a la opción que haya escogido, como compensación por los costos de la transacción.
- En los casos de cambios de tarifa que no coincidan con el ciclo de facturación, la factura será calculada con la aplicación de la tarifa que corresponda al mes calendario de facturación. Se exceptúan los casos en que el cambio de tarifa implique cambio de medición (ejemplo, de BTd a BTh) y que por consiguiente no se cuente con toda la información necesaria para la facturación, por lo que la empresa facturará de forma fraccionada con la tarifa que corresponda respectivamente. Para estos casos, la demanda se facturará en proporción a la cantidad de días de consumo en cada una de las tarifas.
- La Distribuidora no podrá utilizar limitadores de corriente como mecanismo para bloquear o ajustar los consumos de los clientes a una determinada opción tarifaria.
- Las Distribuidoras pueden ofrecer y los clientes optar, por tarifas interrumpibles y de respaldo, sin discriminación entre clientes. La ASEP evaluará las propuestas, y si correspondiese, las aprobará.
- Para clientes con estaciones de carga privadas o comerciales, podrán acogerse a cualquier de las opciones tarifarias vigentes según el nivel de tensión al que se conecten.
- Durante el presente periodo tarifario, esta Autoridad Reguladora, podrá evaluar la implementación de esquemas transitorios o mecanismos temporales aplicables a las estaciones de cargas de vehículos.



eléctricos, con el propósito de obtener información suficiente sobre sus características de demanda, patrones de consumo, horarios de utilización, entre otros variables relevantes para la determinación de una tarifa. La implementación de cualquier esquema transitorio deberá ser previamente aprobado por la Autoridad Reguladora.

2. CONTRATO DE SUMINISTRO

El suministro de energía eléctrica a clientes finales se deberá realizar de acuerdo con el respectivo contrato de suministro.

3. PUNTO DE CONEXIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO

El punto de conexión entre las instalaciones de la Distribuidora y el cliente, (interconexión o punto de servicio o de entrega), delimita el punto frontera entre las instalaciones eléctricas de propiedad y responsabilidad de la empresa distribuidora, y las instalaciones eléctricas de propiedad y responsabilidad del cliente. Este punto de conexión deberá quedar definido en el contrato de suministro.

En general, el punto de conexión estará determinado como sigue:

- En edificaciones con una sola medición, del tipo directo, será: (i) los terminales de fuente de la caja del medidor para los medidores tipo “Socket”, y (ii) los terminales de fuente del medidor, para los medidores cuya conexión se ubique en la base del mismo,
- En edificaciones con una sola medición, del tipo indirecto, será el lado de suministro del interruptor principal de la edificación,
- En edificaciones con dos (2) o más medidores será el lado de suministro del interruptor principal o equivalente de la edificación.

Se permitirán excepciones a la regla general como sigue:

- Para la medición eléctrica del tipo Prepago, la misma podrá ubicarse en los postes del servicio eléctrico, en cuyo caso, el punto de conexión será el lado de suministro del interruptor principal del cliente ubicado en la edificación,
- Para la medición eléctrica del tipo Prepago, cuando la misma consista de una medición múltiple en la edificación, el punto de conexión será el lado de suministro del interruptor principal de la edificación,

La medición eléctrica también podrá ubicarse en el poste del servicio eléctrico más cercano a la edificación del cliente, en cuyo caso, el punto de conexión será el lado de suministro del interruptor principal del cliente ubicado en la edificación

4. APLICACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS DE LAS TARIFAS

- APLICACIÓN DE LOS CARGOS

Facturación de Cargos Fijos:

El cargo fijo de cada categoría tarifaria se aplica a cada cliente independientemente que el cliente registre consumo o no.

Facturación de Energía:

Cuando a un cliente se le aplica una tarifa con cargos por energía se aplicará multiplicando el consumo medido del cliente en kilovatios-hora por su precio unitario. Estos cargos se aplicarán de acuerdo con lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.

En caso de que la Distribuidora no haya medido el consumo del mes, y este tuvo que ser estimado, la Distribuidora deberá indicarlo en la factura al cliente.



Para el caso de los clientes BTS, se les aplicará el cargo por energía en forma escalonada para cada segmento de consumo de energía consumida. Cada segmento de consumo tendrá asociado un cargo correspondiente.

En el caso de los clientes BTD se les aplicará el cargo por energía en forma escalonada para cada segmento de consumo de energía consumida. Cada segmento de consumo tendrá asociado un cargo correspondiente.

Facturación de Demanda:

Demanda de Facturación: En las categorías que registran demanda, ya sea en horas de punta o fuera de punta, la demanda utilizada para facturar será la demanda máxima leída del mes de cada franja horaria.

Se entenderá por demanda máxima de un mes, el más alto valor de las demandas integradas en periodos consecutivos de quince (15) minutos. (En dicho periodo de quince (15) minutos la demanda integrada es el valor promedio de la potencia calculada durante ese periodo).

- a) A los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente: los cargos por potencia de su tarifa se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas trinómicas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda en horas fuera de punta, a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta medio y a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta bajo.
- b) A los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad:
 - i. Para el cargo por potencia de generación la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario.

A los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo se les facturará el cargo por potencia de generación en el periodo de horas de punta y el cargo será cero en el periodo fuera de horas de punta. La demanda máxima por facturar será la leída más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión.

- ii. El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas trinómicas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda en horas fuera de punta, a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta medio y a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta bajo.

En el caso de que un cliente abra una cuenta nueva se facturará la demanda máxima desde el inicio de la cuenta hasta la fecha de facturación en proporción a los días transcurridos con respecto a los treinta (30) días y en caso del cierre de su cuenta o dé por terminado su contrato en un periodo intermedio de un mes, se facturará la demanda máxima en proporción a los días transcurridos desde la última facturación a la fecha de cierre de cuenta con respecto a los treinta (30) días mes.



Tratamiento de las Facturaciones con Lecturas Estimadas

En caso de que la distribuidora haya estimado el consumo del mes, deberá indicarlo en la factura al cliente. Sólo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la norma de calidad comercial aprobada por la Autoridad. De no haber lectura del medidor del cliente por más de tres (3) meses, la empresa cuando realice la lectura en caso de que haya estimado de más deberá devolver la diferencia al cliente en la siguiente facturación y en caso de que haya estimado de menos no podrá recuperar la diferencia entre la lectura estimada y la real.

La empresa distribuidora sólo podrá realizar estimaciones en el caso de clientes que cuenten con medición inteligente en aquellos casos donde se demuestre que no se pueda obtener la medición por causas de caso fortuito o fuerza mayor.

Para realizar las estimaciones y ajustes posteriores la empresa distribuidora deberá seguir el siguiente procedimiento:

Estimaciones:

- La estimación del consumo (kWh) deberá estar basado en el promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales.
- En caso de no contar con tres meses de lecturas reales, la estimación se basará en la información disponible.
- El consumo estimado del mes será utilizado para la facturación con una indicación de que la lectura es estimada. No obstante, esta lectura estimada se utilizará para el histórico de consumos.

Ajustes:

- En el mes que se realice la lectura real, la empresa distribuidora deberá calcular la diferencia entre esta lectura y la real anterior. A partir de esa energía total y la cantidad de días del periodo, calculará un consumo promedio diario (kWh por día) para todo el periodo.
- El valor calculado de consumo diario se utilizará para calcular el consumo mensual que se debió facturar en los meses estimados y el mes corriente que se va a facturar, multiplicando el consumo promedio diario por los días transcurridos en cada mes.
- Con el nuevo valor de consumo (kWh) calculado para cada mes del periodo se hace el cálculo del nuevo importe de facturación mensual (real) utilizando las tarifas y subsidios correspondientes a cada mes involucrado.
- Se calculará la diferencia entre el importe facturado durante los meses con lecturas estimadas y el nuevo importe para cada mes calculado utilizando la nueva estimación de energía. La sumatoria de las diferencias calculadas en el paso anterior corresponderá al Valor del Ajuste.

Facturación del Ajuste:

- En el mes corriente se facturará el valor que corresponda al consumo del mes, más el valor del ajuste que corresponda. En el caso de que el ajuste sea negativo se deberá dar el crédito en la factura al cliente.
- Si el importe final de la factura sobrepasa el diez por ciento (10%) del promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales, la empresa distribuidora cobrará este diferencial en la misma cantidad de meses en los que se estimó la lectura del cliente y esto deberá detallarse en la factura al cliente. Por ejemplo, si se está facturando el mes de abril con lectura real y las últimas facturas con lecturas reales fueron en octubre, noviembre y diciembre, quiere decir que se



estimaron los consumos de 3 meses (enero, febrero y marzo). Entonces, para este ejemplo, si el importe final de la factura es 30% mayor al importe facturado con lecturas reales, el excedente del 10%, es decir el 20% del valor facturado será dividido en tres (3) pagos mensuales y agregado a la factura de los tres (3) meses siguientes y el resto se facturará en abril.

- La empresa distribuidora deberá incluir en la factura del cliente todo el detalle del cálculo realizado para determinar el importe a pagar.

La empresa distribuidora deberá realizar una investigación en aquellos casos de lecturas del medidor que resultan con consumos superiores al 100% del consumo promedio de los últimos seis (6) meses del cliente, a efectos de corregirlo si la conclusión de la investigación así lo amerita. Se exceptúan de la realización de investigación los clientes que cuente con una antigüedad menor a doce (12) meses, contados a partir de la fecha de inicio del suministro.

- ACTUALIZACIÓN DE LOS CARGOS DE LAS TARIFAS

Conforme a lo establecido en el Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización aprobado mediante la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2008 y sus modificaciones, los cargos tarifarios aprobados en este Pliego Tarifario se actualizarán cada seis meses.

La mencionada actualización tarifaria se realiza para ajustar los cargos de distribución, comercialización y alumbrado público de acuerdo con las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC). Los cargos de transmisión, pérdidas en transmisión y generación se actualizan por las variaciones en los costos y ventas.

Además, el Régimen Tarifario establece el cargo mensual denominado “Variación por Combustible” (CVC), el cual se determina calculando las variaciones de costo y energía comprada con respecto a la estimada en los contratos térmicos y en el mercado ocasional. Este cargo se agrega a los cargos aplicados en la factura mensual de todos los clientes regulados de las empresas de distribución.

5. DEPÓSITOS EN GARANTÍA

La Distribuidora podrá solicitar a los clientes que se conecten por primera vez a partir de la vigencia del presente reglamento, un depósito que no podrá superar el valor de un (1) mes de consumo estimado, en ausencia de referencias de crédito o certificación de buen historial de pago. El mismo se calculará tomando en cuenta el estimado de consumo por los cargos vigentes de tarifa básica. La estimación de este consumo estará basada en un registro histórico del cliente, si este ha sido cliente de una distribuidora anteriormente. En el caso de que sea cliente por primera vez o no haya un registro histórico del consumo mensual del cliente, la estimación del consumo se establecerá basada en una entrevista o encuesta sobre los aparatos eléctricos que utilizará en el lugar donde se establecerá dicha cuenta.

La Distribuidora verificará el exceso o déficit en el monto del depósito solicitado, en función del promedio del costo de las tres (3) primeras facturas emitidas al cliente que tengan el mes completo facturado a partir de su conexión. Si resultaran saldos a favor del cliente, luego del ajuste, la suma deberá ser reembolsada dentro de los treinta (30) días siguientes. En los casos en que se requiera aumentar el depósito, la empresa incluirá la diferencia en la facturación mensual siguiente, incluyendo en la factura una notificación en este sentido.

La Distribuidora deberá reembolsar en efectivo, salvo otra disposición del cliente, el depósito de garantía cuando éste haya establecido un buen historial de pago con la empresa distribuidora, conforme a la definición contenida en el Título V denominado Régimen de Suministro del Reglamento de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones. El reembolso deberá hacerse en un pago único y por la totalidad del depósito incluyendo los intereses correspondientes.



Se considera que un cliente estableció un buen historial de pago cuando no se excedió de la fecha de vencimiento en el pago de su factura más de tres (3) veces en un periodo de doce (12) meses consecutivos y nunca en el mismo periodo se le suspendió el servicio por falta de pago.

A solicitud del cliente, la empresa distribuidora deberá expedir sin costo, una certificación al cliente que haya mantenido un buen historial de pago, para que le sirva como referencia de crédito para nuevas solicitudes de servicio eléctrico.

Mientras la empresa distribuidora mantenga un depósito, deberá pagar semestralmente a los clientes que lo tengan, los intereses por el tiempo transcurrido calculados con la tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores sobre depósitos a plazo fijo a seis meses en el país. La tasa por aplicar será el promedio de las tasas del semestre anterior que estén disponibles, sobre la base de información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá. Los semestres quedan definidos del 1° de enero al 30 de junio y del 1° de julio al 31 de diciembre.

Las devoluciones de depósitos ya sean las que pudiesen surgir producto de la adecuación del monto del depósito o cuando se compruebe que el cliente ha establecido un buen historial de pago, deberán ser reembolsadas en efectivo o acreditadas a su factura, si así lo dispone el cliente.

La empresa deberá notificarle de esta situación al cliente e indicarle que cuenta con treinta (30) días calendarios para informar si la devolución del depósito debe hacerse en efectivo o acreditarse a su cuenta. Vencidos los treinta (30) días sin que el cliente manifieste su opción, la empresa lo acreditará a favor del cliente en la siguiente facturación. La empresa distribuidora deberá establecer un plazo, el cual no puede exceder de treinta (30) días, para entregar en efectivo las sumas correspondientes a la devolución de los depósitos de garantía. Para las devoluciones en efectivo será necesario presentar solamente la cédula y/o la certificación de la representación legal de la sociedad. Las devoluciones de depósito que resulten de una terminación de contrato o cierre de cuenta deberán reembolsarse en efectivo, salvo otra disposición del cliente.

No se le exigirá depósito de garantía a aquellos clientes con buena referencia de crédito o buen historial de pago, conforme se define en el Título V denominado Régimen de Suministro, que soliciten el suministro de energía eléctrica para otro inmueble o instalación.

La empresa distribuidora podrá solicitar un depósito de garantía nuevamente en el caso de que un cliente pierda o cambie su calidad de buen historial de pago en el transcurso de la relación comercial con la distribuidora. Para estos efectos la empresa distribuidora podrá incluir este depósito dentro de su facturación. Este depósito deberá ser devuelto al cliente una vez adquiera la calidad de buen historial de pago en los mismos términos indicados anteriormente, pero el término de un (1) año comenzará a contarse desde la fecha en que consignó el depósito.

La empresa distribuidora puede ejecutar el depósito de garantía y los intereses correspondientes, cuando rescinda un contrato de suministro y quede un saldo pendiente. Si del depósito de garantía queda un saldo a favor del cliente, este deberá reembolsarse en efectivo, salvo otra disposición del cliente.

6. CARGOS POR RECONEXIÓN

En aquellos casos en que el suministro de energía eléctrica sea suspendido por mora o fraude comprobado conforme al procedimiento establecido por la ASEP, la Empresa Distribuidora tendrá derecho a cobrar un cargo por reconexión.

Cientes a Tarifa Regulada	Cargo por Reconexión (hasta)
Baja Tensión Simple	16.69
Baja Tensión Simple por Bloque Horario	16.69



Prepago	16.69
Baja Tensión con Demanda	71.85
Baja Tensión por Bloque Horario	71.85
Estaciones de Carga Baja Tensión	71.85
Media Tensión con Demanda	141.52
Media Tensión por Bloque Horario	141.52
Estaciones de Carga Media Tensión	141.52
Alta Tensión con Demanda	202.17
Alta Tensión por Bloque Horario	202.17

Las empresas distribuidoras facturarán el cargo por reconexión, únicamente cuando efectivamente hayan suspendido el servicio. De identificarse clientes que, sin haber pagado el saldo sujeto a corte, se han auto reconectado o se encuentren en una condición de consumo fraudulento, la Empresa tendrá derecho a cobrar un cargo equivalente al cargo por reconexión para cubrir los costos asociados a la inspección y normalización del suministro del cliente.

En el caso de mora, los cargos por reconexión solo podrán ser facturados cuando el cliente no haya pagado dentro de los sesenta (60) días de la fecha de emisión de la factura y efectivamente se haya suspendido el servicio y efectuado la reconexión.

A los clientes que cuenten con medidores inteligentes y cuya reconexión pueda efectuarse de manera remota, no se les aplicará el cargo por reconexión.

7. CARGOS POR MOROSIDAD

La Distribuidora podrá cobrar intereses por saldos en mora pasados treinta (30) días o más de la fecha de emisión de la factura, sin que ésta haya sido pagada. Estos intereses serán calculados, solamente con base en los días transcurridos desde la fecha de vencimiento de la factura hasta la fecha en que se realizó el pago, a una tasa de interés anual promedio de los préstamos comerciales de empresas al por mayor a un (1) año en el país. La tasa por aplicar será el promedio de las tasas del semestre anterior, sobre la base de información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá. Los semestres quedan definidos del primero de enero al treinta (30) de junio y del primero de julio al treinta y uno (31) de diciembre.

8. PROPIEDAD DEL EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN DE AT-MT/BT

Los clientes en Media Tensión y Alta Tensión proveerán y mantendrán por su cuenta toda la estructura y equipo de transformación para convertir el voltaje del suministro de la distribuidora al voltaje requerido por el cliente. Igualmente deberán cumplir con las normas técnicas vigentes para conectar clientes de alta o media tensión a sus redes eléctricas.

9. FACTURACIÓN DE CONSUMOS EN FRAUDE

Cuando el cliente haga uso de la energía eléctrica mediante fraude debidamente comprobado conforme a la reglamentación de la ASEP, la empresa distribuidora podrá cobrar al cliente una estimación de la facturación, por todo el periodo comprobado. En el caso de que no se pueda comprobar el periodo de tiempo en el que el cliente adquirió la energía eléctrica en forma fraudulenta, la empresa distribuidora solo puede cobrar al cliente una estimación de la facturación sobre un periodo de hasta seis meses.

En cualquiera de los dos casos, a la estimación del consumo dejado de cobrar se le aplicará la tarifa vigente en dicho periodo más un recargo de hasta diez por ciento (10%) sobre la factura de estos consumos. Este



recargo es para cubrir todos gastos asociados al fraude. La empresa distribuidora no podrá cobrar ningún cargo adicional que no esté aprobado por la ASEP.

10. ERRORES DE MEDICIÓN

Los errores de medición, lectura y/o inconsistencias de facturación pueden ser reclamados por el cliente ante la empresa distribuidora en un periodo no mayor de 60 días calendario, contados a partir de la fecha de emisión de su factura. Si el reclamo es realizado antes de la fecha de vencimiento de la factura cuestionada, el cliente puede abstenerse de pagar la porción de la factura hasta que el reclamo se haya resuelto.

La empresa distribuidora tendrá un plazo máximo de 15 días calendario para informar al cliente del resultado del reclamo y los procedimientos realizados para dilucidarlo. Vencido este plazo sin que la empresa distribuidora resuelva el reclamo, se entenderá a favor del cliente. La empresa distribuidora deberá notificar al cliente y dejar constancia de la fecha en que se le notificó la respuesta al reclamo.

En caso de que el cliente no esté de acuerdo con la decisión de la empresa distribuidora, cuenta con treinta (30) días calendario para presentar su reclamo ante la Autoridad conservando el cliente el derecho de abstenerse de pagar el monto en disputa hasta tanto la ASEP emita su decisión. En ningún caso se podrá cobrar intereses por mora de la porción dejada de pagar por reclamo. El tiempo que dure la empresa distribuidora y la ASEP en resolver el reclamo, tampoco será computado para efectos de justificar la suspensión del servicio por causa de mora.

En caso de que la medición haya registrado menos energía y/o potencia de la consumida por el cliente por fallas propias del conjunto de elementos de medición no imputables al cliente o por fallas administrativas de la Distribuidora, la Distribuidora no podrá cobrar la diferencia retroactivamente.

En los casos en que se determine que se facturó mayor energía y/o potencia de la consumida por el cliente, por fallas de lectura, fallas del conjunto de elementos de medición no imputables al cliente, fallas administrativas de la Distribuidora, u otras causas no imputables al cliente, ésta deberá notificar al cliente de esta situación y devolver en efectivo la suma que corresponda, salvo otra disposición del cliente. En el caso de que el cliente aún no haya pagado dicho consumo se le acreditará en la siguiente facturación.

11. RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS O RECLAMOS

Todos los conflictos que se susciten entre la empresa distribuidora y los clientes con motivo de la interpretación o aplicación de las presentes condiciones de aplicación de las tarifas y que no se haya llegado a una resolución satisfactoria, serán resueltos por la ASEP, de acuerdo con la normativa vigente.

12. BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.37 DEL 2001

En cumplimiento de la Ley No. 6 de 16 de junio de 1987 y sus modificaciones especialmente las establecidas en la Ley 37 del 10 de julio del 2001, los clientes residenciales jubilados, pensionados y de la tercera edad, recibirán un descuento de veinticinco por ciento (25%) en la facturación del consumo mensual de energía de entidad pública o privada, por el consumo de hasta seiscientos kilovatios-hora (600 kWh), y se aplicará la tarifa normal al excedente a esta suma. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar si el cliente receptor del subsidio ha fallecido. En los casos de verificarse el fallecimiento del cliente, se suspenderá dicho descuento, en la siguiente facturación.

13. BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.2 DE 1986

En cumplimiento de la Ley 2 de 20 de marzo de 1986, los clientes agropecuarios recibirán un descuento sobre su factura mensual de cinco por ciento (5%).

Para recibir ese descuento, el cliente agropecuario tendrá que presentar a la oficina regional de la Distribuidora, una Certificación del MIDA que establezca claramente que la actividad objeto del descuento efectivamente es de índole agropecuaria. No se otorgará este descuento a actividades agroindustriales ni



industriales. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar si el suministro solicitado es para una actividad agropecuaria. En caso de que la actividad agropecuaria esté combinada con otras actividades, ya sean residenciales, comerciales, agroindustriales u otras, el cliente deberá separar la actividad agropecuaria de los restantes estableciéndose un medidor independiente, y este se constituirá en el suministro objeto del subsidio.

14. BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.9 DE 1988

En cumplimiento de la Ley 4 de 14 de febrero de 1984 y de la Ley 9 de 21 de septiembre de 1988, las sedes provinciales de los partidos políticos recibirán un descuento sobre su factura mensual de cincuenta por ciento (50%).

15. BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.134 DE 2013

En cumplimiento de la Ley 134 de 31 diciembre de 2013, las personas con discapacidad recibirán un descuento sobre su consumo mensual de energía eléctrica de veinticinco por ciento (25%), por el consumo de hasta seiscientos kilovatios-hora (600 kWh).

16. BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.11 DE 1979

Exoneración a la Cruz Roja Nacional e Internacional cuando por necesidad preste servicios en el territorio nacional del pago del servicio de luz eléctrica.

17. BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.15 DE 2001

Subsidio del consumo básico o de subsistencia de los clientes del servicio público de electricidad.

- El consumo básico de subsistencia corresponde a un consumo de hasta cien kilovatios hora (100 kWh) en un periodo de treinta días calendario.
- El monto del subsidio es hasta 20% del valor correspondiente. Según indica la propia Ley, lo anterior es sin perjuicio de los beneficios otorgados a los pensionados, jubilados y adultos mayores, en la Ley 6 de 1987.
- El aporte para cubrir este subsidio proviene de los clientes del sector eléctrico con consumos superiores a 500 kWh al mes, por un valor hasta el 0.6% de su facturación mensual.

El presente documento es copia de la copia, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 20 días del mes de agosto de 2026

FIRMA AUTORIZADA