



GACETA OFICIAL

Edición Digital

AÑO Panamá, R. de Panamá martes 1 de septiembre de 2026 N° 30602 B

CONTENIDO

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA

Decreto N° 187
(martes 18 de agosto 2026)

QUE DESIGNA AL MINISTRO Y A LA VICEMINISTRA DE RELACIONES EXTERIORES, ENCARGADOS

Decreto N° 190
(viernes 21 de agosto 2026)

QUE DESIGNA A LA MINISTRA DE LA MUJER, ENCARGADA

Decreto N° 191
(viernes 21 de agosto 2026)

QUE DESIGNA AL VICEMINISTRO DE FINANZAS, ENCARGADO

Decreto Ejecutivo N° 54
(martes 01 de septiembre 2026)

QUE DESIGNA AL REPRESENTANTE DEL MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA, ANTE LA OFICINA PARA LA RESTAURACIÓN Y PUESTA EN VALOR DEL CONJUNTO MONUMENTAL HISTÓRICO DEL CASCO ANTIGUO DE LA CIUDAD DE PANAMÁ

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS

Decreto Ejecutivo N° 31
(martes 01 de septiembre 2026)

QUE MODIFICA EL DECRETO EJECUTIVO N°.19 DE 23 DE ABRIL DE 2026 QUE REGLAMENTA LA LEY 506 DE 15 DE ENERO DE 2026, QUE ORDENA EL PAGO DE LOS INTERESES POR MORA COMO DERECHO DERIVADO DE LA RETENCIÓN DE LA SEGUNDA PARTIDA DEL DÉCIMO TERCER MES DE LOS AÑOS 1972 A 1983 A LOS SERVIDORES PÚBLICOS Y TRABAJADORES DEL SECTOR PRIVADO QUE LABORARON DURANTE ESTE PERÍODO

MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO

Resolución N° OAL-142-ADM-2026
(lunes 24 de agosto 2026)

QUE DESIGNA A LA INGENIERA IBÉLICE AÑINO, JEFA DE LA UNIDAD AGROAMBIENTAL, VARIABILIDAD Y CAMBIO CLIMÁTICO, LA REPRESENTACIÓN DEL MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO.

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN N° 22031-Elec
(lunes 31 de agosto 2026)

POR LA CUAL SE RESUELVE EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN INTERPUESTO POR LA SECRETARÍA NACIONAL DE ENERGÍA EN CONTRA DE LA RESOLUCIÓN AN NO. 21990-Elec DE 19 DE AGOSTO DE 2026.

Resolución AN N° 22032-Elec
(lunes 31 de agosto 2026)

POR LA CUAL SE RESUELVE EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN INTERPUESTO POR LA SECRETARÍA NACIONAL DE ENERGÍA EN CONTRA DE LA RESOLUCIÓN AN NO. 21991-Elec DE 19 DE AGOSTO DE 2026.

Resolución AN N° 22033-Elec
(lunes 31 de agosto 2026)

POR LA CUAL SE RESUELVE EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN PRESENTADO POR LA REPRESENTANTE LEGAL DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET) Y DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI) EN CONTRA DE LA RESOLUCIÓN AN NO. 21991-Elec DE 19 DE AGOSTO DE 2026, POR LA "POR LA CUAL SE APRUEBA EL PLIEGO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET) Y DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A.. (EDECHI) PARA EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 1 DE SEPTIEMBRE DE 2026 AL 30 DE AGOSTO DE 2030 Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES".



REPÚBLICA DE PANAMÁ

DECRETO No. 187

De 18 de Agosto de 2026



Que designa al Ministro y a la Viceministra de Relaciones Exteriores, encargados

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
en uso de sus facultades constitucionales y legales,

DECRETA:

- Artículo 1.** Desígnese a Su Excelencia **CARLOS A. HOYOS**, actual Viceministro de Relaciones Exteriores, como Ministro de Relaciones Exteriores, encargado, del 19 al 21 de agosto de 2026, inclusive, mientras el titular, Su Excelencia **JAVIER EDUARDO MARTÍNEZ – ACHA VÁSQUEZ**, se encuentre en misión oficial.
- Artículo 2.** Desígnese a la Honorable Señora **LIZBETH HERNÁNDEZ ALTAFULLA**, actual Secretaria General del Ministerio de Relaciones Exteriores, como Viceministra de Relaciones Exteriores, encargada, del 19 al 21 de agosto de 2026, inclusive, mientras el titular, Su Excelencia **CARLOS A. HOYOS**, se encuentre ejerciendo funciones de Ministro de Relaciones Exteriores, encargado.
- Artículo 3.** Estas designaciones rigen a partir de la Toma de Posesión del cargo.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dado en la ciudad de Panamá, a los Dieciocho (18) días del mes de Agosto del año dos mil veintiséis (2026).


JOSÉ RAÚL MULINO QUINTERO
Presidente de la República



REPÚBLICA DE PANAMÁ

DECRETO No. 190

De 21 de Agosto de 2026



Que designa a la Ministra de la Mujer, encargada

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
en uso de sus facultades constitucionales y legales,

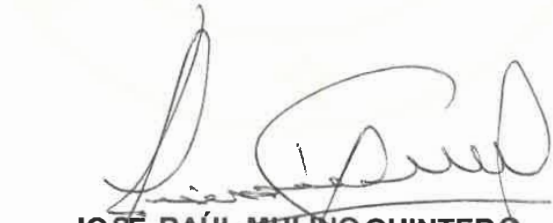
DECRETA:

ARTÍCULO 1: Se designa a **MIRTHIA BORISSOFF CHAW**, actual Secretaria General del Ministerio de la Mujer, como Ministra de la Mujer, encargada, del 24 al 28 de agosto de 2026, mientras la titular su Excelencia **NIURKA DEL CARMEN PALACIO URRIOLA**, se encuentre ausente.

ARTÍCULO 2: Esta designación rige a partir de la Toma de Posesión del cargo.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dado en la ciudad de Panamá, a los *Vintiún (21)* días del mes de *Agosto* de dos mil veintiséis (2026).



JOSE RAÚL MULINO QUINTERO
Presidente de la República



REPÚBLICA DE PANAMÁ
DECRETO No. 191

de 21 de Agosto de 2026



Que designa al Viceministro de Finanzas encargado

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
en uso de sus facultades constitucionales y legales,

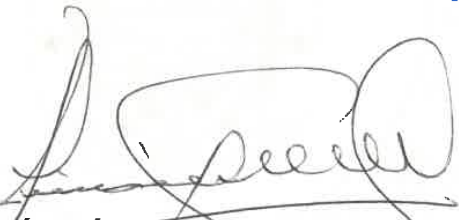
DECRETA:

ARTÍCULO 1. Desígnese a **VLADIMIR SÁENZ**, Director General de Tesorería del Ministerio de Economía y Finanzas como Viceministro de Finanzas encargado, del 24 de agosto de 2026 al 5 de septiembre de 2026, mientras el titular **FAUSTO BRUNO FERNÁNDEZ DE LEÓN**, se encuentre ausente.

ARTÍCULO 2. Estas designaciones rigen a partir de la Toma de Posesión del cargo.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,

Dado en la ciudad de Panamá a los 21 días del mes de Agosto de dos mil veintiséis (2026).


JOSÉ RAÚL MULINO QUINTERO
Presidente de la República





**REPÚBLICA DE PANAMÁ
MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA**

DECRETO EJECUTIVO No. 54
De 1 de Septiembre de 2026

Que designa al representante del Ministerio de la Presidencia, ante la Oficina para la Restauración y Puesta en Valor del Conjunto Monumental Histórico del Casco Antiguo de la Ciudad de Panamá.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
en uso de sus facultades constitucionales y legales,

CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto Ejecutivo No. 192 de 20 de noviembre de 2000, se creó la Oficina para la Restauración y Puesta en Valor del Conjunto Monumental Histórico del Casco Antiguo de la Ciudad de Panamá, con el propósito de contribuir a la preservación, restauración, administración y puesta en valor de este importante patrimonio histórico;

Que mediante el Decreto Ejecutivo No. 238 de 13 de diciembre de 2004, se modificaron disposiciones relativas a la organización y funcionamiento de la Oficina para la Restauración y Puesta en Valor del Conjunto Monumental Histórico del Casco Antiguo de la Ciudad de Panamá;

Que el artículo 1 del Decreto Ejecutivo No. 192 de 20 de noviembre de 2000, modificado por el Decreto Ejecutivo No. 238 de 13 de diciembre de 2004, establece que la Oficina para la Restauración y Puesta en Valor del Conjunto Monumental Histórico del Casco Antiguo de la Ciudad de Panamá, estará integrada de entre otros por el Ministro o Ministra de la Presidencia, o quien éste designe;

Que, en atención a la importancia histórica, cultural, turística del Conjunto Monumental Histórico del Casco Antiguo de la Ciudad de Panamá, resulta conveniente contar con un representante del Ministerio de la Presidencia, que facilite la coordinación, seguimiento y articulación de las acciones que se desarrollen en el marco de las competencias legalmente establecidas;

Que en virtud de lo anterior,

DECRETA:

Artículo 1. Designar a **ADOLFO JACOB PÉREZ HARARI**, con cédula de identidad personal **No.8-771-2426**, como representante del Ministerio de la Presidencia, ante la Oficina para la Restauración y Puesta en Valor del Conjunto Monumental Histórico del Casco Antiguo de la Ciudad de Panamá.

Artículo 2. Esta designación empezará a regir a partir de la Toma de Posesión del Cargo.



DECRETO EJECUTIVO No. 54
De 1 de Septiembre de 2026
Página 2 de 2

FUNDAMENTO DE DERECHO: Artículo 1 del Decreto Ejecutivo No. 192 de 20 de noviembre de 2000, modificado por el Decreto Ejecutivo No. 238 de 13 de diciembre de 2004.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dado en la ciudad de Panamá, a los Un (1) días del mes de Septiembre de dos mil veintiséis (2026).


JOSE RAÚL MULINO QUINTERO
Presidente de la República



J.C.O.
JUAN CARLOS ORILLAC U.
Ministro de la Presidencia



REPÚBLICA DE PANAMÁ

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS



Decreto Ejecutivo No. 31

de 1 de Septiembre de 2026

Que modifica el Decreto Ejecutivo No. 19 de 23 de abril de 2026 que reglamenta la Ley 506 de 15 de enero de 2026, que ordena el pago de los intereses por mora como derecho derivado de la retención de la segunda partida del Décimo Tercer Mes de los años 1972 a 1983 a los servidores públicos y trabajadores del sector privado que laboraron durante este período.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
en uso de sus facultades constitucionales y legales,

CONSIDERANDO:

Que mediante Ley 506 de 15 de enero de 2026, se ordena el pago de los intereses por mora como derecho de la retención de la segunda partida del décimo tercer mes de los años 1972 a 1983 a los servidores públicos y trabajadores del sector privado que laboraron durante este periodo;

Que mediante el Decreto Ejecutivo No.19 de 23 de abril de 2026, se reglamentó la Ley 506 de 15 de enero de 2026, que ordena el pago de los intereses por mora como derecho de la retención de la segunda partida del décimo tercer mes de los años 1972 a 1983 a los servidores públicos y trabajadores del sector privado que laboraron durante este periodo;

Que una revisión del texto del Decreto Ejecutivo No.19 de 23 de abril de 2026, en relación al proceso de obtención del cálculo de los Interés por Mora (CEPANIM) y la inclusión de procedimiento y documentos para su solicitud en casos específicos, se hace necesario realizar algunas modificaciones al reglamento contenido en dicho cuerpo normativo, con el fin que sea lo más específico y fiel posible a la intención legislativa de interés público ordenado mediante la Ley 506 de 15 de enero de 2026;

DECRETA:

Artículo 1. El artículo 8 del Decreto Ejecutivo No.19 de 23 de abril de 2026, queda así:

Artículo 8. Para el cálculo del monto total a pagar en concepto de intereses por mora a los beneficiarios de la Ley 506 de 15 de enero de 2026, se observarán las siguientes formulas:

1. Para la determinación de la cuantía individual de la segunda partida del Décimo Tercer Mes se utiliza la siguiente fórmula de cálculo:

Monto de la segunda partida del XIII Mes retenida

=

50% de cuota reportada en abril

+

Cuota reportada del mes de mayo

+

Cuota reportada del mes de junio

+

Cuota reportada del mes de julio

+

50% de cuota reportada en agosto

12 Meses



2. El cálculo del interés simple está determinado por la siguiente formula:

Interés =

Monto de la segunda partida del XIII Mes retenida

X

3%

3. La determinación del monto del CEPANIM se realizará de acuerdo a los periodos de pago determinados por el presente reglamento y se calculará de la siguiente forma:

CEPANIM =

Suma de los Intereses por Año.

X

34 años

La información que se utilizará para el cálculo del monto retenido en concepto de la segunda partida del XIII Mes, es la certificada por la Caja de Seguro Social según lo dispuesto en la Ley 15 de 2017.

Artículo 2. El artículo 10 del Decreto Ejecutivo No.19 de 23 de abril de 2026, queda así:

Artículo 10. Para solicitar la emisión y entrega del CEPANIM, cada sobreviviente del beneficiario fallecido deberá registrarse presentando sus solicitudes de reconocimiento, a través de los formularios habilitados para tales efectos acompañada de la copia de la cédula de identidad personal o pasaporte, así como los documentos que se enumeran en este artículo, en original, según el parentesco o afinidad, sin perjuicio de otros documentos que a consideración de la Oficina de Atención y Entrega de CEPADEM (OFACEP) sean necesarios aportar:

- 1.Cónyuge o Esposo (a) sobreviviente:
- a. Certificado de defunción del beneficiario fallecido;

b. Certificado de matrimonio;

c. Copia de la cédula de identidad personal o pasaporte del cónyuge o esposo (a) sobreviviente.
2. Conviviente en unión de hecho:
- a. Certificado de defunción del beneficiario fallecido;

b. Certificado de Matrimonio Post Mortem emitido por el Tribunal Electoral.

c. Copia de la cédula o pasaporte del conviviente sobreviviente.
3. Hijo encargado:
- a. Certificado de defunción del beneficiario fallecido;

b. Certificado de nacimiento del hijo(s) sobreviviente(s) que lo(s) solicita;

c. Copia de la cédula o pasaporte del hijo(s) sobreviviente(s) solicitante.

d. Dos declaraciones notariales de testigos, que indiquen que les consta la circunstancia de los cuidados que el hijo solicitante le ofrecía al beneficiario.
4. Hijo(s):
- a. Certificado de defunción del beneficiario fallecido;

b. Certificado de nacimiento del hijo(s) sobreviviente(s) que lo(s) solicita;

c. Copia de la cédula o pasaporte del hijo(s) sobreviviente(s) solicitante.



En el caso del numeral 4 de este artículo, una vez se reciba la solicitud, la OFACEP, emitirá el o los correspondientes CEPANIM en partes iguales a todos los hijos sobrevivientes del beneficiario difunto que hayan activado el proceso a través del registro de la solicitud formal mediante el formulario digital.

Una vez recibido el registro de la solicitud por parte de algunos de los hijos y luego de haber transcurrido treinta (30) días calendario sin que otra persona con igual condición o como cónyuge o esposa (o) o conviviente de hecho, que haya completado el registro del formulario también, se procederá a entregárselo solamente al que se registró y accionó la solicitud a través del formulario digital.

La OFACEP estará facultada para pedir alguna otra documentación a efectos de reforzar la identificación de los beneficiarios o sus sobrevivientes, que permita la toma de decisión para la asignación del CEPANIM.

Artículo 3. El artículo 11 del Decreto Ejecutivo No.19 de 23 de abril de 2026, queda así:

Artículo 11. Para la declaración del derecho a la entrega de CEPANIM, la OFACEP del Ministerio de Economía y Finanzas, atenderá a los siguientes criterios de revisión y evaluación:

1. La condición de cónyuge o esposo(a) debe existir al momento del fallecimiento del beneficiario del CEPANIM. Si dicho vínculo jurídico fue disuelto antes del fallecimiento por medio de la declaración de divorcio debidamente inscrito en el Registro Civil no tendría derecho como esposa pues el vínculo fue disuelto antes del fallecimiento.
2. En caso de conflicto entre un conviviente en unión de hecho o cónyuge o esposo(a) sobreviviente, prevalecerá el derecho de este último siempre que realice al mismo tiempo la solicitud de entrega de CEPANIM y demuestre que el vínculo matrimonial estaba vigente al momento de deceso del beneficiario fallecido.
3. En caso de sobrevivientes de personas beneficiadas del CEPANIM que hayan sido declarados herederos del CEPANIM, podrán registrar la solicitud del CEPANIM con la documentación que sustenta tal condición, siempre que esta declaración no sea objeto de un reclamo por parte de otros parientes. Queda claro que la ley de CEPANIM, establece en el Ministerio de Economía y Finanzas una excepción de entregar a ciertos parientes, por afinidad o consanguinidad, los certificados sin necesidad de sucesión. El resto de las parientes podrían reclamarlos mediante la regla general, que es interponiendo un juicio de sucesión.

Artículo 4. El presente Decreto Ejecutivo modifica los artículos 8,10 y 11 del Decreto Ejecutivo No. 19 de 23 de abril de 2026.

Artículo 5. El presente Decreto Ejecutivo comenzará a regir a partir de su promulgación.

FUNDAMENTO LEGAL: Ley 506 de 15 de enero de 2026.

COMUNIQUESE Y CUMPLASE

Dado en la ciudad de Panamá, a los dos mil veintiséis (2026).

Felipe E. Chapman

FELIPE E. CHAPMAN
Ministro de Economía y Finanzas

Un (1) días del mes de Septiembre del año
José Raúl Mulino Quintero
JOSÉ RAÚL MULINO QUINTERO
Presidente de la República



REPÚBLICA DE PANAMÁ
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO

RESOLUCIÓN N° OAL-142-ADM-2026 PANAMÁ, 24 DE AGOSTO DE 2026

EL MINISTRO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
en uso de las facultades que le confiere la ley,



CONSIDERANDO:

Que la Ley N° 12 de 25 de enero de 1973, creó el Ministerio de Desarrollo Agropecuario y le señala sus funciones y facultades.

Que el artículo 8 de la Ley N° 12 de 25 de enero de 1973, establece que las funciones o atribuciones del Ministro podrán ser delegadas por este, en el Viceministro, el Secretario General, Directores Generales y Regionales y Jefes de Departamentos.

Que la Ley 339 de 16 de noviembre de 2022, Que declara Patrimonio Natural Nacional y Área Protegida de Reserva Hidrológica a la cuenca del río Santa María, reformada por la Ley 436 de 13 de junio de 2024, en su artículo 4, crea el Consejo Directivo de la Cuenca del Río Santa María.

Que el Consejo Directivo de la Cuenca del Río Santa María, establecerá políticas para la protección, restauración y conservación de la cuenca; por lo que se hace necesario designar a la Ingeniera IBÉLICE AÑINO, con cédula de identidad personal No.6-82-493, Jefa de la Unidad Agroambiental, Variabilidad y Cambio Climático, la representación del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, como integrante del Consejo, con todas las facultades conferidas en la Ley 12 de 25 de enero de 1973.

Que, de igual manera, resulta necesario designar un representante suplente que pueda ejercer dicha representación en los casos de ausencia, impedimento o imposibilidad de la representante titular, garantizando así la participación permanente del Ministerio de Desarrollo Agropecuario en el Consejo Directivo de la Cuenca del Río Santa María.

Que, en virtud de lo anterior, se hace necesario designar al Licenciado JUAN C. CARVAJAL ARCIA, con cédula de identidad personal N.º 6-58-149, como representante suplente del Ministerio de Desarrollo Agropecuario ante el Consejo Directivo de la Cuenca del Río Santa María.

Que luego de las consideraciones antes expuestas,

RESUELVE:

PRIMERO: DESIGNAR, a la Ingeniera IBÉLICE AÑINO, con cédula de identidad personal No.6-82-493, Jefa de la Unidad Agroambiental, Variabilidad y Cambio Climático, la representación del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, como integrante del Consejo Directivo de la Cuenca del Río Santa María, con todas las facultades conferidas en la Ley 12 de 25 de enero de 1973.

SEGUNDO: DESIGNAR al Licenciado JUAN C. CARVAJAL ARCIA, con cédula de identidad personal N.º 6-58-149, como representante suplente del Ministerio de Desarrollo Agropecuario ante el Consejo Directivo de la Cuenca del Río Santa María, quien ejercerá dicha representación en ausencia, impedimento o imposibilidad de la representante titular, con las mismas facultades que correspondan a la representante titular durante el período en que ejerza la suplencia.



Resolución N° OAL-142-ADM- 2026 DE 24 AGOSTO DE 2026.
Página 2 de 2



TERCERO: La servidora pública y el servidor público a quienes se les ha conferido esta representación serán responsables por sus actuaciones u omisiones en el ejercicio de las facultades y funciones que les hayan sido delegadas.

CUARTO: La representante titular y el representante suplente, al momento de ejercer las facultades, deberán advertir que actúan por designación del Ministro de Desarrollo Agropecuario y, por consiguiente, las funciones que se les han designado son intransferibles a otros servidores públicos.

QUINTO: Esta delegación de funciones es revocable en cualquier momento por el Ministro, a través de la Resolución correspondiente.

SEXTO: Esta Resolución empezará a regir a partir de su firma.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley N° 12 de 25 de enero de 1973 y la Ley 339 de 16 de noviembre de 2002, reformada por la Ley 436 de 13 de junio de 2024.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.


ROBERTO J. LINARES T.
Ministro

MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
CERTIFICO QUE TODO LO ANTERIOR ES FIEL
COPIA DE SU ORIGINAL.

PANAMA, 20 DE Agosto DE 2024.

Consta de -DS- (2) Fojas.


SECRETARIA GENERAL





República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 22031 -Elec

Panamá, 31 de Agosto de 2026

“Por la cual se resuelve el recurso de reconsideración interpuesto por la Secretaría Nacional de Energía en contra de la Resolución AN No.21990-Elec de 19 de agosto de 2026.”

LA ADMINISTRADORA GENERAL

en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, mediante Resolución AN No.21990-Elec de 19 de agosto de 2026, aprobó el Pliego de Distribución y Comercialización de la empresa de distribución **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;
2. Que dicha Resolución fue publicada en Gaceta Oficial bajo el número 30595 B de 21 de agosto de 2026;
3. Que mediante Nota MIPRE-2026-0033905 de 26 de agosto de 2026, el Secretario Nacional de Energía interpuso Recurso de Reconsideración contra la Resolución AN No. 21990-Elec de 19 de agosto de 2026, solicitando su modificación, fundamentando su recurso entre otros aspectos:
 - 3.1. Mediante Nota MIPRE-2025-0036268 de 24 de septiembre de 2025 recomendó a esta Autoridad Reguladora evaluar ajustes a la estructura tarifaria aplicable a las estaciones públicas de carga de vehículos eléctricos, incluyendo una tarifa plana y monómica destinada a promover el desarrollo de la movilidad eléctrica.
 - 3.2. Que, igualmente, señala la recurrente que dentro de la Consulta Pública No. 009-26-Elec presentó la Nota MIPRE-2026-0030854 de 6 de agosto de 2026, mediante la cual formuló observaciones respecto de las opciones tarifarias aplicables a las estaciones públicas de carga de vehículos eléctricos.
 - 3.3. Señala que las observaciones emitidas fueron analizadas por esta Autoridad Reguladora en el considerando 15.1 de la Resolución AN No. 21990-Elec de 19 de agosto de 2026, en el cual se determinó que, durante el período tarifario, las estaciones de carga podrán acogerse a las opciones tarifarias vigentes para las cuales cumplan las respectivas condiciones de aplicación, conforme al Régimen de Distribución y Comercialización.
 - 3.4. Manifiesta que la parte resolutive de la resolución que aprueba el Pliego Tarifario no existe una disposición u orden clara que guarde referencia al comentario formulado por esta Secretaría dentro de la Consulta Pública No. 009-26-Elec, sustentado en las Notas MIPRE-2025-0036268 de 24 de septiembre de 2025 y MIPRE-2026-0030854 de 6 de agosto de 2026, relativo a los mecanismos y opciones tarifarias sustentados en los lineamientos de política energética y criterios técnicos, que serán evaluados durante este periodo tarifario, pese a que dicho comentario fue expresamente analizado por la ASEP en el considerando 15.1 de la resolución recurrida. A su juicio, dicha omisión genera una falta de congruencia entre la motivación y el contenido de la resolución recurrida y el Pliego Tarifario aprobado, en contravención de lo dispuesto en el artículo 18 del Texto Único de la Ley 26 de 29 de enero de 1996, adicionada y modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, adoptado mediante Decreto Ejecutivo 143 de 29 de septiembre de 2006, el cual

29



Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación **G06A973222D6388**

en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta



Resolución AN No. 22031 -Elec
de 2026 de 2026
Página 2 de 3 agosto

establece que las decisiones de la Autoridad deberán adoptarse mediante resoluciones debidamente motivadas.

- 3.5. Resalta que resulta necesario que tanto la resolución recurrida como el Pliego Tarifario incorporen una disposición expresa, que brinde mayor claridad sobre los esquemas tarifarios aplicables a este tipo de instalaciones, que habiliten su desarrollo, y que incluso permitan la adopción de un banco de pruebas regulatorio o proyecto piloto, como mecanismo idóneo para atender de forma ordenada dicho planteamiento durante el período tarifario.
4. Que mediante Providencia No.0061-26 de 27 de agosto de 2026, esta Autoridad Reguladora, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 169 y 170 de la Ley 38 de 31 de julio de 2000, concedió el Recurso de Reconsideración interpuesto por la Secretaría Nacional de Energía en efecto suspensivo y corrió traslado del mismo a la empresa distribuidora **ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA)**, por el término de cinco (5) días hábiles, a fin de que presentaran sus objeciones o se pronunciaran respecto de la pretensión formulada por la recurrente;
5. Que, dentro del término concedido para tales efectos, la referida empresa distribuidora no formuló objeciones a la pretensión planteada por la Secretaría Nacional De Energía, allanándose al término de ley correspondiente;
6. Que esta Autoridad Reguladora, luego de analizar el recurso de reconsideración en cuestión, procede a resolverlo, previo a las siguientes observaciones:
 - 6.1. Esta Autoridad contempló la posibilidad de evaluar esquemas transitorios o mecanismos temporales para las estaciones de carga de vehículos eléctricos en el Pliego Tarifario aprobado; no obstante lo anterior, esta Autoridad Reguladora considera conveniente, en atención a los argumentos expuestos por el recurrente y con el propósito de otorgar mayor claridad y certeza regulatoria, incorporar en el mismo una redacción consistente con el análisis expuesto en el considerando 15.1 en el siguiente tenor: .

“Durante el presente período tarifario, esta Autoridad Reguladora podrá implementar esquemas transitorios o mecanismos temporales de prueba, incluyendo un banco de pruebas regulatorio y/o tarifas específicas para movilidad eléctrica, aplicables a las estaciones de carga de vehículos eléctricos, sustentados en los lineamientos de política energética que para tales efectos formule la Secretaría Nacional de Energía y en criterios técnicos aplicables, que permitan además recopilar información sobre los patrones de consumo, utilización de la infraestructura, características de la demanda, horarios de utilización y demás elementos necesarios para determinar el tratamiento tarifario más adecuado para este tipo de usuarios. La implementación de cualquier esquema transitorio, mecanismo temporal, tarifa específica o banco de pruebas regulatorio deberá ser previamente aprobada por la Autoridad Reguladora.”

- 6.2. En ese sentido, dicha incorporación permite hacer explícito en el Pliego un criterio regulatorio que ya había sido considerado en la motivación de la resolución que lo aprobó e incorporado en las Condiciones Generales de Aplicación de las Tarifas, que se observa en el Anexo de la Resolución recurrida.
- 6.3. Resulta necesario destacar que la Secretaría Nacional De Energía, en su condición de entidad competente para la formulación de la política energética nacional, ha señalado la conveniencia de promover mecanismos que faciliten el desarrollo de la infraestructura necesaria para la movilidad eléctrica, por lo tanto, esta Autoridad Reguladora considera que dichos lineamientos de política energética constituyen elementos relevantes para la evaluación de los mecanismos regulatorios aplicables a





Resolución AN No. 22031-Elec
de 1 de agosto de 2026
Página 3 de 3

las estaciones de carga de vehículos eléctricos, en armonía con las competencias atribuidas a esta Autoridad por el ordenamiento jurídico del sector eléctrico.

- 6.4. Es un hecho real que la limitada información actualmente disponible sobre las características de demanda, patrones de consumo, horarios de utilización y comportamiento de las estaciones de carga de vehículos eléctricos aconseja que cualquier mecanismo que se implemente durante el período tarifario tenga inicialmente un carácter transitorio, evaluable y sujeto a seguimiento. En ese sentido, esta Autoridad considera que los mecanismos transitorios o temporales constituyen una herramienta que puede permitir la recopilación de información real sobre el comportamiento de este tipo de infraestructura, necesaria para evaluar posteriormente la conveniencia de establecer un tratamiento tarifario específico.
7. Que en atención a las consideraciones que se dejan anotadas en los párrafos que anteceden, esta Autoridad Reguladora, concluye que procede modificar el Anexo A de la Resolución AN No.21990-Elec de 19 de agosto de 2026;

RESUELVE:

PRIMERO: MODIFICAR el Anexo A de la Resolución AN No.21990-Elec de 19 de agosto de 2026, por lo cual se aprobaron los Pliegos Tarifarios de Distribución y Comercialización de la empresa de distribución 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. El Pliego Tarifario modificado se incluye en el Anexo A que forma parte integral de la presente Resolución.

SEGUNDO: MANTENER en todas sus partes el resto del contenido de la Resolución AN No.21990-Elec de 19 de agosto de 2026;

TERCERO: ADVERTIR que con la presente Resolución queda agotada la vía gubernativa.

CUARTO: COMUNICAR que la presente Resolución regirá a partir de la promulgación en la Gaceta Oficial.

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; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; Resolución AN No.21990-Elec de 19 de agosto de 2026.

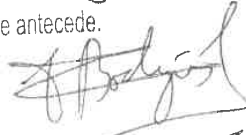
NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE


ZELMAR RODRÍGUEZ DE MASSIAH
Administradora General

En Panamá a los treinta y un (31) días
del mes de agosto de
2026 a las 9:23 de la tarde
Notifico al Sr. Julio Pablos de la
Resolución que antecede.

 8-490-918



En Panamá a los 31 días
del mes de Agosto de
2026 a las 2:45 de la Tarde
Notifico al Sr. Rodrigo Rodríguez de la
Resolución que antecede.

9-156-822

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 31 días del mes de agosto 2026

FIRMA AUTORIZADA





ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No 22031 -Elec 31 de agosto de 2026

Pliego Tarifario empresa de distribución Elektra Noreste S.A.

Página 1





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

Pliego Tarifario empresa de distribución Elektra Noreste S.A.

Página 2





Lineamientos 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.

Pliego Tarifario empresa de distribución Elektra Noreste S.A.

Página 4





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 periodo 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.

Pliego Tarifario empresa de distribución Elektra Noreste S.A.

Página 5





ENSA

ELEKTRA NORESTE, S.A.

PLIEGO TARIFARIO PARA CLIENTES REGULADOS

Pliego Tarifario empresa de distribución Elektra Noreste S.A.

Página 6





**TARIFAS DE BAJA TENSIÓN
(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 TENSIÓN

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

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

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

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

a) TARIFA BTS: TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE

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).

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

- (i) Los primeros 10 kWh de consumo están 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 serán facturados con el Cargo por Energía correspondiente al escalón 1.
- (iii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 301 y 750 kWh, los siguientes kWh de 11 a 300 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.
- (iv) Los clientes que tengan un consumo mensual mayor a 750 kWh, los siguientes de 11 a 300 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes 450 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.

La Tarifa comprende los siguientes cargos, que se aplicarán 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
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo (Primeros 10 kWh)	B/.cliente/mes	2.76
- Energía (Siguientes kWh)	B/./kWh	0.01795
Distribución		
- Energía, excluyendo pérdidas (Siguientes kWh)	B/./kWh	0.03611
- Pérdidas Energía en Distribución (Siguientes kWh)	B/./kWh	0.01883
Alumbrado Público		
- Sistema (Siguientes kWh)	B/./kWh	0.00253





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





Aplicación

Cargos de la Tarifa MTH

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

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

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

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**

Pliego Tarifario empresa de distribución Elektra Noreste S.A.

Página 21





**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**





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**





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 periodo 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





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

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

Pliego Tarifario empresa de distribución Elektra Noreste S.A.

Página 28





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 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	5.58
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 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:

- 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.
- 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.
- 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





APÉNDICE A
CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN
DE LAS TARIFAS

Pliego Tarifario empresa de distribución Elektra Noreste S.A.

Página 34





- 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.





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 período tarifario, esta Autoridad Reguladora podrá implementar esquemas transitorios o mecanismos temporales de prueba, incluyendo un banco de pruebas regulatorio y/o tarifas específicas para movilidad eléctrica, aplicables a las estaciones de carga de vehículos eléctricos, sustentados en los lineamientos de política energética que para tales efectos formule la Secretaría Nacional de Energía y en criterios técnicos aplicables, que permitan además recopilar información sobre los patrones de consumo, utilización de la infraestructura, características de la demanda, horarios de utilización y demás elementos necesarios para determinar el tratamiento tarifario más adecuado para este tipo de usuarios. La implementación de cualquier esquema transitorio, mecanismo temporal, tarifa específica o banco de pruebas regulatorio deberá ser previamente aprobada 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.





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 implementar esquemas transitorios o mecanismos temporales de prueba, incluyendo un banco de pruebas regulatorio y/o tarifas específicas





para movilidad eléctrica, aplicables a las estaciones de carga de vehículos eléctricos, sustentados en los lineamientos de política energética que para tales efectos formule la Secretaría Nacional de Energía y en criterios técnicos aplicables, que permitan además recopilar información sobre los patrones de consumo, utilización de la infraestructura, características de la demanda, horarios de utilización y demás elementos necesarios para determinar el tratamiento tarifario más adecuado para este tipo de usuarios. La implementación de cualquier esquema transitorio, mecanismo temporal, tarifa específica o banco de pruebas regulatorio deberá ser previamente aprobada 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.

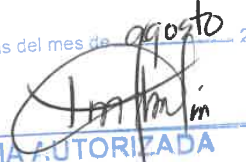
17. BENEFICIARIOS DEL DESCUENTO OTORGADO POR LA LEY No.15 DE 2001

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

Dado a los 31 días del mes de agosto 2024


FIRMA AUTORIZADA





República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 22032 -Elec

Panamá, 31 de agosto de 2026

“Por la cual se resuelve el recurso de reconsideración interpuesto por la Secretaría Nacional de Energía en contra de la Resolución AN No. 21991-Elec de 19 de agosto de 2026.”

LA ADMINISTRADORA GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, mediante Resolución AN No. 21991-Elec de 19 de agosto de 2026, aprueba el Pliego de Distribución y Comercialización de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) para el periodo comprendido del 1 de septiembre de 2026 al 31 de agosto de 2030 y se dictan otras disposiciones;
2. Que dicha Resolución fue publicada en Gaceta Oficial bajo el número 30595 B de 21 de agosto de 2026;
3. Que mediante Nota MIPRE-2026-0033914 de 26 de agosto de 2026, la Secretaría Nacional de Energía interpuso Recurso de Reconsideración contra la Resolución AN No. 21991-Elec de 19 de agosto de 2026, solicitando su modificación, fundamentando fundamenta su recurso entre otros aspectos:
 - 3.1. Mediante Nota MIPRE-2025-0036268 de 24 de septiembre de 2025 recomendó a esta Autoridad Reguladora evaluar ajustes a la estructura tarifaria aplicable a las estaciones públicas de carga de vehículos eléctricos, incluyendo una tarifa plana y monómica destinada a promover el desarrollo de la movilidad eléctrica.
 - 3.2. Que, igualmente, señala la recurrente que dentro de la Consulta Pública No. 008-26-Elec presentó la Nota MIPRE-2026-0030854 de 6 de agosto de 2026, mediante la cual formuló observaciones respecto de las opciones tarifarias aplicables a las estaciones públicas de carga de vehículos eléctricos.
 - 3.3. Señala que las observaciones emitidas fueron analizadas por esta Autoridad Reguladora en el considerando 12.1 de la Resolución AN No. 21991-Elec de 19 de agosto de 2026, en el cual se determinó que, durante el periodo tarifario, las estaciones de carga podrán acogerse a las opciones tarifarias vigentes para las cuales cumplan las respectivas condiciones de aplicación, conforme al Régimen de Distribución y Comercialización.
 - 3.4. Manifiesta que la parte resolutive de la resolución que aprueba el Pliego Tarifario no existe una disposición u orden clara que guarde referencia al comentario formulado por esta Secretaría dentro de la Consulta Pública No. 008-26-Elec, sustentado en las Notas MIPRE-2025-0036268 de 24 de septiembre de 2025 y MIPRE-2026-0030854 de 6 de agosto de 2026, relativo a los mecanismos y opciones tarifarias sustentados en los lineamientos de política energética y criterios técnicos, que serán evaluados durante este periodo tarifario, pese a que dicho comentario fue expresamente analizado por la ASEP en el considerando 12.1 de la resolución recurrida. A juicio de esta Secretaría, dicha omisión genera una falta de congruencia entre la motivación y el contenido de la resolución recurrida y el Pliego Tarifario aprobado, en contravención de lo dispuesto en el artículo 18 del Texto Único de la Ley 26 de 29 de enero de 1996, adicionada y modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, adoptado mediante Decreto Ejecutivo 143 de 29 de septiembre de 2006, el





Resolución AN No. 22032 -Elec
de 31 de agosto de 2026
Página 2 de 3

cual establece que las decisiones de la Autoridad deberán adoptarse mediante resoluciones debidamente motivadas.

- 3.5. Resalta que resulta necesario que tanto la resolución recurrida como el Pliego Tarifario incorporen una disposición expresa, que brinde mayor claridad sobre los esquemas tarifarios aplicables a este tipo de instalaciones, que habiliten su desarrollo, y que incluso permitan la adopción de un banco de pruebas regulatorio o proyecto piloto, como mecanismo idóneo para atender de forma ordenada dicho planteamiento durante el período tarifario.
4. Que mediante Providencia No. 062-2026 de 27 de agosto de 2026, esta Autoridad Reguladora, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 169 y 170 de la Ley 38 de 31 de julio de 2000, concedió el Recurso de Reconsideración interpuesto por la Secretaría Nacional de Energía en efecto suspensivo y corrió traslado del mismo a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), por el término de cinco (5) días hábiles, a fin de que presentaran sus objeciones o se pronunciaran respecto de la pretensión formulada por la recurrente;
5. Que, dentro del término concedido para tales efectos, las referidas empresas distribuidoras no formularon objeciones a la pretensión planteada por la Secretaría Nacional De Energía, allanándose al término de ley correspondiente;
6. Que esta Autoridad Reguladora, luego de analizar el recurso de reconsideración en cuestión, procede a resolverlo, previo a las siguientes observaciones:
- 6.1. Esta Autoridad contempló la posibilidad de evaluar esquemas transitorios o mecanismos temporales para las estaciones de carga de vehículos eléctricos en el Pliego Tarifario aprobado; no obstante lo anterior, esta Autoridad Reguladora considera conveniente, en atención a los argumentos expuestos por el recurrente y con el propósito de otorgar mayor claridad y certeza regulatoria, incorporar en el mismo una redacción consistente con el análisis expuesto en el considerando 12.1 en el siguiente tenor: .
- “Durante el presente período tarifario, esta Autoridad Reguladora podrá implementar esquemas transitorios o mecanismos temporales de prueba, incluyendo un banco de pruebas regulatorio y/o tarifas específicas para movilidad eléctrica, aplicables a las estaciones de carga de vehículos eléctricos, sustentados en los lineamientos de política energética que para tales efectos formule la Secretaría Nacional de Energía y en criterios técnicos aplicables, que permitan además recopilar información sobre los patrones de consumo, utilización de la infraestructura, características de la demanda, horarios de utilización y demás elementos necesarios para determinar el tratamiento tarifario más adecuado para este tipo de usuarios. La implementación de cualquier esquema transitorio, mecanismo temporal, tarifa específica o banco de pruebas regulatorio deberá ser previamente aprobada por la Autoridad Reguladora.”*
- 6.2. En ese sentido, dicha incorporación permite hacer explícito en el Pliego un criterio regulatorio que ya había sido considerado en la motivación de la resolución que lo aprobó e incorporado en las Condiciones Generales de Aplicación de las Tarifas, que se observa en el Anexo de la Resolución recurrida.





Resolución AN No. 22032 -Elec
de 31 de agosto de 2026
Página 3 de 3

- 6.3. Resulta necesario destacar que la Secretaría Nacional de Energía, en su condición de entidad competente para la formulación de la política energética nacional, ha señalado la conveniencia de promover mecanismos que faciliten el desarrollo de la infraestructura necesaria para la movilidad eléctrica, por lo tanto, esta Autoridad Reguladora considera que dichos lineamientos de política energética constituyen elementos relevantes para la evaluación de los mecanismos regulatorios aplicables a las estaciones de carga de vehículos eléctricos, en armonía con las competencias atribuidas a esta Autoridad por el ordenamiento jurídico del sector eléctrico.
- 6.4. Es un hecho real que la limitada información actualmente disponible sobre las características de demanda, patrones de consumo, horarios de utilización y comportamiento de las estaciones de carga de vehículos eléctricos aconseja que cualquier mecanismo que se implemente durante el período tarifario tenga inicialmente un carácter transitorio, evaluable y sujeto a seguimiento. En ese sentido, esta Autoridad considera que los mecanismos transitorios o temporales constituyen una herramienta que puede permitir la recopilación de información real sobre el comportamiento de este tipo de infraestructura, necesaria para evaluar posteriormente la conveniencia de establecer un tratamiento tarifario específico.
7. Que en atención a las consideraciones que se dejan anotadas en los párrafos que anteceden, esta Autoridad Reguladora, concluye que procede modificar la Resolución AN No.21991-Elec de 19 de agosto de 2026;

RESUELVE:

PRIMERO: MODIFICAR el Anexo A y B de la Resolución AN No.21991-Elec de 19 de agosto de 2026, por lo cual se Pliego de Distribución y Comercialización de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) para el periodo comprendido del 1 de septiembre de 2026 al 31 de agosto de 2030 y se dictan otras disposiciones. Los Pliegos Tarifarios modificados se incluye en el Anexo A y B que forma parte integral de la presente Resolución

SEGUNDO: MANTENER en todas sus partes el resto del contenido de la Resolución AN No.21991-Elec de 19 de agosto de 2026;

TERCERO: ADVERTIR que con la presente Resolución queda agotada la vía gubernativa.

CUARTO: COMUNICAR que la presente Resolución regirá a partir de la promulgación en la Gaceta Oficial.

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; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; Resolución AN No.21991-Elec de 19 de agosto de 2026.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

ZELMAR RODRÍGUEZ DE MASSIAH
Administradora General



En Panamá a los 31 días
del mes de Agosto de
2026 a las 2:18 de la Tarde
Notifico al Sr. Cinthya Gamaro de la
Resolución que antecede. (Edemat)
Se notifico por escrito

En Panamá a los 31 días
del mes de Agosto de
2026 a las 2:18 de la Tarde
Notifico al Sr. Cinthya Gamaro de la
Resolución que antecede. (Edemat)
Se notifico por escrito

En Panamá a los 31 días
del mes de Agosto de
2026 a las 2:45 de la Tarde
Notifico al Sr. Rodrigo Rodriguez de la
Resolución que antecede. (Edemat)
0-156-822

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 31 días del mes de agosto 2026

[Firma]
FIRMA AUTORIZADA





ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No 22032 -Elec de 31 de agosto de 2026

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Página 1





EDEMET

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, 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

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.

Página 2





Lineamientos para Estructura Tarifaria
Resolución AN No.21781-Elec
de 18 de junio de 2026

De acuerdo con la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, cada 4 años se revisa la estructura y 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 cuatro 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; 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, 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 Eléctrica Metro-Oeste, 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 de 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.21781-Elec del 18 de junio de 2026, que aprobó el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el periodo 2026- 2030.

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 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, dentro del periodo tarifario, los cargos serán actualizados semestralmente.

B) AMBITO DE APLICACIONES

Las siguientes condiciones de aplicación regirán para las tarifas que EDEMET, concesionaria de servicio público de distribución, 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.

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, con las limitaciones establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

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

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:

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

Donde:

kVARh= energía reactiva del período
kWh= energía real del período
F.P. = factor de potencia mensual

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 nota 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 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 24:00 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 24:00 horas. Domingos y días de fiesta nacional de 00:01 a 24:00 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.





EDEMET
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A.
PLIEGO TARIFARIO PARA CLIENTES REGULADOS





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

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





1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN

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

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

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

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

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 tarifaria.

a) TARIFA BTS: TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE

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).

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

- (i) Para los clientes que tengan un consumo mensual de 300 kWh o menos, los primeros 10 kWh corresponden al cargo fijo, los siguientes kWh serán facturados con el Cargo por Energía correspondiente al escalón 1.
- (ii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 301 y 750 kWh, los primeros 10 kWh corresponden al cargo fijo, los siguientes 290 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) Los clientes que tengan un consumo mensual mayor a 750 kWh, los primeros 10 kWh corresponden al cargo fijo, los siguientes 290 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes 450 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.

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

Cargo Fijo por los primeros 10 kWh	B/.cliente/mes	3.17
Cargo por consumo energía de 11-300 kWh	B/./kWh	0.17624
Cargo por consumo energía de 301-750 kWh	B/./kWh	0.23177
Cargo por consumo energía de 751 y más kWh	B/./kWh	0.25027

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo (Primeros 10 kWh)	B/.cliente/mes	3.17
- Energía (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.00785





Distribución		
- Energía, excluyendo pérdidas (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.04401
- Pérdidas Energía en Distribución (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.01031
Alumbrado Público		
- Sistema (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.00141
- Consumo de energía (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.00182
Transmisión		
- Energía (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.01537
- Pérdidas de Energía en Transmisión (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.00479
Generación (Siguietes kWh de 11-300)	B/./kWh	0.06429
Generación (Siguietes kWh de 301-750)	B/./kWh	0.10365
Generación (Siguietes en exceso a 751 kWh)	B/./kWh	0.11677
Generación Cargo Pot. Energizada (Siguietes kWh de 11-300)	B/./kWh	0.02639
Generación Cargo Pot. Energizada (Siguietes kWh de 301-750)	B/./kWh	0.04256
Generación Cargo Pot. Energizada (Siguietes en exceso a 751 kWh)	B/./kWh	0.04794

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 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	3.07
Cargo por Energía Punta	B/./kWh	0.39247
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.19878
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.11612

Composición de los Cargos

Comercialización

- Fijo	B/.cliente	3.07
- Energía Punta	B/./kWh	0.00747
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00747
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00747

Distribución

- Energía Punta, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.04720
- Energía Fuera de Punta Medio, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.04213
- Energía Fuera de Punta Bajo, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.03761
- Pérdidas Energía Distribución Punta	B/./kWh	0.01029
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01029
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01029

Alumbrado Público

- Sistema Punta	B/./kWh	0.00141
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00141
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00141
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00175





- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00175
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00175
Transmisión		
- Energía Punta	B/./kWh	0.01485
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01485
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01485
- Pérdidas Energía en Transmisión, Punta	B/./kWh	0.00460
- Pérdidas Energía en Transmisión, Fuera Punta Medio	B/./kWh	0.00460
- Pérdidas Energía en Transmisión, Fuera Punta Bajo	B/./kWh	0.00460
Generación		
Generación Punta	B/./kWh	0.26945
Generación Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.08083
Generación Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00269
Generación Cargo Pot. Energizada (Siguietes kWh de 11-300)	B/./kWh	0.03545
Generación Cargo Pot. Energizada (Siguietes kWh de 301-750)	B/./kWh	0.03545
Generación Cargo Pot. Energizada (Siguietes en exceso a 751 kWh)	B/./kWh	0.03545

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 B/. 16.69

c) **TARIFA 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 EDEMET y aprobadas por la ASEP.

Si el consumo es mayor a 300 kWh de manera continua en al menos seis meses, se aplicarán de ahí en adelante los cargos de la tarifa BTS que le corresponda 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 no mayor de 300 kWh en un periodo de tres meses consecutivos, la empresa distribuidora debe reclasificarlo nuevamente a la tarifa correspondiente de prepago.

Resumen de Cargos		
Cargo por consumo energía kWh	B/./kWh	0.16337
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo energizado	B/./kWh	0.01125
- Energía	B/./kWh	0.00797
Distribución		
- Energía, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.04508
- Pérdidas Energía en Distribución	B/./kWh	0.01253
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00146
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00186
Transmisión		
- Energía	B/./kWh	0.01573
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00488
Generación		
Generación	B/./kWh	0.04221
Generación Cargo Pot. Energizada	B/./kWh	0.02040





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 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 con la siguiente tabla:

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	5.68
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	18.00
Cargo por Energía de los primeros 10,000 kWh	B/.kWh	0.15286
Cargo por Energía por consumo de 10,001 a 30,000 kWh	B/.kWh	0.15948
Cargo por Energía por consumo de 30,001 a 50,000 kWh	B/.kWh	0.17230
Cargo por Energía por consumo de 50,001 y más kWh	B/.kWh	0.18490
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	5.68
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00732
Distribución		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	14.38
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00920
- Cargo por Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.22
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/./kWh	0.00135
- Cargo de Consumo por Energía	B/./kWh	0.00171
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.49





- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00537
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00451
Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.91
- Cargo por Energía de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.08622
- Cargo por Energía por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.09082
- Cargo por Energía por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.09980
- Cargo por Energía por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.10858
- Cargo por Potencia Energizada de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.03718
- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.03920
- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.04304
- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.04686

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 B/. 71.80

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 considerando 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	5.69
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.29325
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.14607
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.09021
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	18.94
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.36
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	2.36

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	5.69
- Energía Punta	B/./kWh	0.00731
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00731
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00731
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	15.03
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.07
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	2.07
- Pérdidas Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01190
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00818
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00818
- Pérdidas Potencia Distribución Punta	B/./kW-mes	0.27
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.02
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.02





Alumbrado Público		
- Sistema Punta	B/./kWh	0.00134
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00134
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00134
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00171
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00171
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00171
Transmisión		
- Demanda en Punta	B/./kW-mes	2.84
- Demanda Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.27
- Demanda Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.27
- Energía Punta	B/./kWh	0.00845
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00845
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00845
- Pérdidas Energía Transmisión, Punta	B/./kWh	0.00451
- Pérdidas Energía Transmisión, Fuera Punta Medio	B/./kWh	0.00451
- Pérdidas Energía Transmisión, Fuera Punta Bajo	B/./kWh	0.00451
Generación		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.80
- Energía en Punta	B/./kWh	0.24590
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.10244
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.04658
- Potencia Energizada Punta	B/./kWh	0.01213
- Potencia Energizada Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01213
- Potencia Energizada Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01213

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 B/. 71.80

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.





**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**





2. 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	14.32
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	20.32
Cargo por Energía	B/./kWh	0.16186
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	14.32
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00732
Distribución		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	15.30
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00923
- Cargo por Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.32
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/./kWh	0.00135
- Cargo por Consumo de Energía	B/./kWh	0.00171
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.14
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00531
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00451
Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.56
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.09642
- Cargo por Potencia Energizada	B/./kWh	0.03601

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 B/. 142.00





b) **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 período de punta, en período fuera de punta medio y en período 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	14.39
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.30699
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.15527
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.09280
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	17.81
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.58
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	2.58
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	14.39
- Energía Punta	B/./kWh	0.00731
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00731
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00731
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	13.21
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.19
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	2.19
- Pérdidas Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01210
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00827
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00827
- Pérdidas Potencia Distribución Punta	B/./kW-mes	0.37
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.03
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.03
Alumbrado Público		
- Sistema Punta	B/./kWh	0.00134
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00134
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00134
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00171
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00171
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00171
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	3.33
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.36
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.36
- Energía Punta	B/./kWh	0.00747
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00747
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00747
- Pérdidas Energía Transmisión, Punta	B/./kWh	0.00451
- Pérdidas Energía Transmisión, Fuera Punta Medio	B/./kWh	0.00451
- Pérdidas Energía Transmisión, Fuera Punta Bajo	B/./kWh	0.00451
Generación		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.90
- Energía en Punta	B/./kWh	0.26243





- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.11454
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.05207
- Potencia Energizada Punta	B/./kWh	0.01012
- Potencia Energizada Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01012
- Potencia Energizada Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01012

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 B/. 142.00

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.





**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	14.39
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	9.92
Cargo por Energía	B/./kWh	0.18574

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	14.39
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00731
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	5.90
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00923
- Cargo por Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.07
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/./kWh	0.00134
- Cargo por Consumo de energía	B/./kWh	0.00171
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	3.42
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.03918
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00451
Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.53
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.08797
- Cargo por Potencia Energizada	B/./kWh	0.03449

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 B/. 202.06





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 considerando que 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 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	14.39
Cargo por Energía en Punta	B./kWh	0.23689
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B./kWh	0.11886
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B./kWh	0.07279
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B./kW-mes	23.06
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B./kW-mes	5.40
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B./kW-mes	5.40
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	14.39
- Energía Punta	B./kWh	0.00731
- Energía Fuera de Punta Medio	B./kWh	0.00731
- Energía Fuera de Punta Bajo	B./kWh	0.00731
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B./kW-mes	6.24
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B./kW-mes	5.13
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B./kW-mes	5.13
- Pérdidas Energía en Distribución en Punta	B./kWh	0.01259
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B./kWh	0.00819
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B./kWh	0.00819
- Pérdidas Potencia Distribución Punta	B./kW-mes	2.61
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Medio	B./kW-mes	0.07
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Bajo	B./kW-mes	0.07
Alumbrado Público		
- Sistema Punta	B./kWh	0.00134
- Sistema Fuera de Punta Medio	B./kWh	0.00134
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B./kWh	0.00134
- Consumo de energía Punta	B./kWh	0.00171
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B./kWh	0.00171
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B./kWh	0.00171
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B./kW-mes	7.23
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B./kW-mes	0.20
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B./kW-mes	0.20
- Energía Punta	B./kWh	0.00223
- Energía Fuera de Punta Medio	B./kWh	0.00223
- Energía Fuera de Punta Bajo	B./kWh	0.00223
- Pérdidas Energía Transmisión, Punta	B./kWh	0.00451
- Pérdidas Energía Transmisión, Fuera Punta Medio	B./kWh	0.00451
- Pérdidas Energía Transmisión, Fuera Punta Bajo	B./kWh	0.00451
Generación		
- Demanda Máxima en Punta	B./kW-mes	6.98
- Energía en Punta	B./kWh	0.19809
- Energía Fuera de Punta Medio	B./kWh	0.08446





- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.03839
- Potencia Energizada Punta	B/./kWh	0.00911
- Potencia Energizada Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00911
- Potencia Energizada Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00911

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 B/. 202.06





EDEMET
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, 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 TENSION

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) OPCION 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	14.39
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.02518
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.02078
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.02078
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	16.08
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	5.40
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	5.40
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00

Composición de los Cargos:

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	14.39
- Energía Punta	B/./kWh	0.00731
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00731
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00731
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	6.24
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	5.13
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	5.13
- Pérdidas Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01259
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00819
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00819
- Pérdidas Potencia Distribución Punta	B/./kW-mes	2.61
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.07
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.07
Alumbrado Público		
- Sistema Punta	B/./kWh	0.00134
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00134
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00134
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00171
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00171
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00171
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	7.23
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.20
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.20
- Energía Punta	B/./kWh	0.00223





- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00223
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00223
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 B/. 202.06

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 habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje de 115 kV.

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	14.39
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	9.39
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.05877

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	14.39
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00731
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	5.90
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00923
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.07
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00134
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00171
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	3.42
- Energía	B/./kWh	0.03918
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 B/. 202.06





**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**





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	14.39
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.02993
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.02610
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.02610
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	16.91
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.58
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	2.58
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	14.39
- Energía Punta	B/./kWh	0.00731
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00731
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00731
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	13.21
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.19
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	2.19
- Pérdidas Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01210
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00827
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00827
- Pérdidas Potencia Distribución Punta	B/./kW-mes	0.37
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.030
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.030
Alumbrado Público		
- Sistema Punta	B/./kWh	0.00134
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00134
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00134
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00171
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00171
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00171
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	3.33
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.36
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.36





- Energía Punta	B/./kWh	0.00747
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00747
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00747
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 B/. 142.00

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	14.32
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	17.76
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.02492

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	14.32
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00732
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	15.30
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00923
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.32
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00135
- Cargo por Consumo de Energía	B/./kWh	0.00171
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.14
- Energía	B/./kWh	0.00531
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 B/. 142.00





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

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





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 considerando que 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	5.69
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.03071
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.02699
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.02699
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	18.14
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.36
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	2.36
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	5.69
- Energía Punta	B/./kWh	0.00731
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00731
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00731
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	15.03
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.07
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	2.07
- Pérdidas Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01190
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00818
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00818
- Pérdidas Potencia Distribución Punta	B/./kW-mes	0.27
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.02
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.02
Alumbrado Público		
- Sistema Punta	B/./kWh	0.00134
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00134
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00134
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00171
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00171
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00171
Transmisión		
- Demanda en Punta	B/./kW-mes	2.84
- Demanda Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.27
- Demanda Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.27





- Energía Punta	B/./kWh	0.00845
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00845
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00845
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 B/. 71.80

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 habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje 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:

Cargo Fijo	B/.cliente	5.68
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	16.09
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.02495

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	5.68
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00732
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	14.38
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00920
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.22
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00135
- Cargo de Consumo por Energía	B/./kWh	0.00171
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.49
- Energía	B/./kWh	0.00537
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 B/. 71.80





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 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:

- 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 a facturar será la leída más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión.
- 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.
- 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:

Período	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 le calculará los cargos correspondientes a ambos regímenes (el de distribución y el de transmisión) y se le facturará ambos cargos.

I) 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 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.

J) CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS PARA CLIENTES CON 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) INSTALACIONES DE DISTRIBUCION

El nivel de Alta Tensión utilizado en esta empresa es de 115 kV.

Los voltajes nominales de distribución en Media Tensión utilizados en esta empresa son 34.5 kV, 13.2 kV, 12 kV, 4.16 kV y 2.4 kV.

En la ciudad de Panamá el voltaje de distribución es de 13.2 kV.

En las Áreas Revertidas del Canal de Panamá el voltaje de distribución es de 2.4 kV, 4.16 kV y 12 kV.

En el resto de la Distribuidora, el voltaje principal de distribución es 34.5 kV.

En algunos sitios se utilizan los siguientes voltajes:

Panamá Oeste	:	13.2 kV - Arraiján, Vacamonte, Chorrera, Capira y Coronado
Coclé - Veraguas:		13.2 kV - Natá, Antón, Penonomé
		4.16 kV - Soná, Parte de Santiago, Pocrí y Aguadulce
Herrera -Los Santos:		13.2 kV - Las Tablas, Sabana Grande, Pesé, Los Pozos, Los Santos
		4.16 kV - Parita, Monagrillo, La Arena, Chitré.





APÉNDICE A
CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN
DE LAS TARIFAS





APENDICE 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 BTB 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 implementar esquemas transitorios o mecanismos temporales de prueba, incluyendo un banco de pruebas regulatorio y/o tarifas específicas





para movilidad eléctrica, aplicables a las estaciones de carga de vehículos eléctricos, sustentados en los lineamientos de política energética que para tales efectos formule la Secretaría Nacional de Energía y en criterios técnicos aplicables, que permitan además recopilar información sobre los patrones de consumo, utilización de la infraestructura, características de la demanda, horarios de utilización y demás elementos necesarios para determinar el tratamiento tarifario más adecuado para este tipo de usuarios. La implementación de cualquier esquema transitorio, mecanismo temporal, tarifa específica o banco de pruebas regulatorio deberá ser previamente aprobada 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 de este.
- 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 en 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:

Quando 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. En el caso de las tarifas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargo por demanda correspondiente 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 dos bloques fuera de punta.

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 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 correspondiente 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 dos bloques fuera de punta.
- 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 a 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. 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 correspondiente 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 dos bloques fuera de punta.

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.

- o 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.

- 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.

Cargo por Variación de Combustible

El cargo por Variación por Combustible (CVC) es un componente adicional de la tarifa eléctrica destinado a compensar, en el corto plazo, las variaciones en los costos de abastecimiento de energía asociadas a los contratos térmicos, como resultado de cambios en los precios de los combustibles y en las condiciones del mercado ocasional. Su metodología de cálculo y procedimiento de aplicación se encuentran establecidos en el Reglamento de Distribución y Comercialización aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

El CVC se determina en función de las variaciones entre los costos reales de abastecimiento de energía en los contratos y los valores estimados en la tarifa, considerando adicionalmente el mercado ocasional.

En este sentido, constituye un mecanismo de ajuste tarifario que permite trasladar a los clientes regulados los diferenciales entre los costos reales de los contratos térmicos y los ingresos reconocidos en la tarifa base, mediante cargos o créditos en la facturación, según corresponda.

De acuerdo con el Régimen Tarifario, este cargo se calcula mensualmente y se aplica como un cargo adicional en la facturación, a través de un precio unitario que se multiplica por el consumo de energía (kWh) de cada cliente, reflejando de forma proporcional el impacto de dichas variaciones.

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 a 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.

Clientes a Tarifa Regulada	Cargo por Reconexión (hasta)
Baja Tensión Simple	B/.16.69
Baja Tensión Simple Horario	B/.16.69
Prepago	B/.16.69
Baja Tensión con Demanda	B/.71.80
Baja Tensión por Bloque Horario	B/.71.80
Media Tensión con Demanda	B/.142.00
Media Tensión por Bloque Horario	B/.142.00
Alta Tensión con Demanda	B/.202.06
Alta Tensión por Bloque Horario	B/.202.06

Las empresas distribuidoras facturarán el cargo por reconexión, únicamente cuando efectivamente hayan suspendido el servicio.

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 para 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 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 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 por fallas administrativas de la empresa distribuidora u otras causas no imputables al cliente, se hayan generado errores de cualquier tipo en otros elementos de la facturación, la empresa no podrá cobrar la diferencia retroactivamente y si se generó un cobro que no correspondía, deberá ser devuelto al cliente.

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 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 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 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 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.



ANEXO B
RESOLUCIÓN AN No. 21032 -Elec de 31 de agosto de 2026

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Página 1





EDECHI

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, 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

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Página 2





Lineamientos para Estructura Tarifaria
Resolución AN No.21781-Elec
de 18 de junio de 2026

De acuerdo con la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, cada 4 años se revisa la estructura y 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 cuatro 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; 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, 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 Eléctrica Chiriquí, 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 julio 2026 al 30 de junio de 2030.

Los cargos asociados a la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica están asignados conforme la Resolución AN No.21781-Elec del 18 de junio de 2026, que aprobó el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para el periodo julio 2026- junio 2030.

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 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, dentro del periodo tarifario hasta junio de 2030, los cargos serán actualizados semestralmente.

B) AMBITO DE APLICACIONES

Las siguientes condiciones de aplicación regirán para las tarifas que EDECHI, concesionaria de servicio público de distribución, 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.

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, con las limitaciones establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

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

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 periodo facturado mediante la siguiente fórmula:

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

Donde:

kVARh= energía reactiva del periodo
kWh= energía real del periodo
F.P. = factor de potencia mensual

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 periodo consecutivo de tres (3) meses.

Antes de aplicar una penalización por bajo factor de potencia, la empresa distribuidora deberá notificar mediante nota 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 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 periodo 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 24:00 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 24:00 horas. Domingos y días de fiesta nacional de 00:01 a 24:00 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.

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí,S.A.

Página 5





EDECHI
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A.
PLIEGO TARIFARIO PARA CLIENTES REGULADOS





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

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





1. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN

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

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

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

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

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 tarifaria.

a) TARIFA BTS: TARIFA BAJA TENSIÓN SIMPLE

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).

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

- (i) Para los clientes que tengan un consumo mensual de 300 kWh o menos, los primeros 10 kWh corresponden al cargo fijo, los siguientes kWh serán facturados con el Cargo por Energía correspondiente al escalón 1.
- (ii) Para los clientes que tengan un consumo mensual entre 301 y 750 kWh, los primeros 10 kWh corresponden al cargo fijo, los siguientes 290 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) Los clientes que tengan un consumo mensual mayor a 750 kWh, los primeros 10 kWh corresponden al cargo fijo, los siguientes 290 kWh serán facturados con el Cargo por Energía del escalón 1, los siguientes 450 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.

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

Resumen de Cargos		
Cargo Fijo por los primeros 10 kWh	B/.cliente/mes	3.04
Cargo por consumo energía de 11-300 kWh	B/./kWh	0.19175
Cargo por consumo energía de 301-750 kWh	B/./kWh	0.25341
Cargo por consumo energía de 751 y más kWh	B/./kWh	0.27486
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo (Primeros 10 kWh)	B/.cliente/mes	3.04
- Energía (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.00935



Distribución		
- Energía, excluyendo pérdidas (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.05529
- Pérdidas Energía en Distribución (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.01016
Alumbrado Público		
- Sistema (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.00124
- Consumo de energía (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.00332
Transmisión		
- Energía (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.01043
- Pérdidas de Energía en Transmisión (Siguietes kWh)	B/./kWh	0.00008
Generación (Siguietes kWh de 11-300)	B/./kWh	0.07531
Generación (Siguietes kWh de 301-750)	B/./kWh	0.12088
Generación (Siguietes en exceso a 751 kWh)	B/./kWh	0.13674
Generación Cargo Pot. Energizada (Siguietes kWh de 11-300)	B/./kWh	0.02657
Generación Cargo Pot. Energizada (Siguietes kWh de 301-750)	B/./kWh	0.04266
Generación Cargo Pot. Energizada (Siguietes en exceso a 751 kWh)	B/./kWh	0.04825

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 B/. 16.65

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	3.04
Cargo por Energía Punta	B/./kWh	0.41087
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.18828
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.12093

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	3.04
- Energía Punta	B/./kWh	0.00903
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00903
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00903
Distribución		
- Energía Punta, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.06067
- Energía Fuera de Punta Medio, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.05417
- Energía Fuera de Punta Bajo, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.04835
- Pérdidas Energía Distribución Punta	B/./kWh	0.01013
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.01013
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.01013
Alumbrado Público		
- Sistema Punta	B/./kWh	0.00121
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00121
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00121
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00317





- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00317
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00317
Transmisión		
- Energía Punta	B/./kWh	0.00999
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00999
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00999
- Pérdidas Energía en Transmisión, Punta	B/./kWh	0.00007
- Pérdidas Energía en Transmisión, Fuera Punta Medio	B/./kWh	0.00007
- Pérdidas Energía en Transmisión, Fuera Punta Bajo	B/./kWh	0.00007
Generación		
- Generación Punta	B/./kWh	0.27835
- Generación Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.06226
- Generación Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00073
Generación Cargo Pot. Energizada (Siguietes kWh de 11-300)	B/./kWh	0.03825
Generación Cargo Pot. Energizada (Siguietes kWh de 301-750)	B/./kWh	0.03825
Generación Cargo Pot. Energizada (Siguietes en exceso a 751 kWh)	B/./kWh	0.03825

La Empresa de Distribución podrá cobrar a los clientes de esta tarifa, al momento de solicitar el servicio eléctrico, un cargo por conexión de B/. 16.65

c) TARIFA 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 EDECHI y aprobadas por la ASEP.

Si el consumo es mayor a 300 kWh de manera continua en al menos seis meses, se aplicarán de ahí en adelante los cargos de la tarifa BTS que le corresponda 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 no mayor de 300 kWh en un periodo de tres meses consecutivos, la empresa distribuidora debe reclasificarlo nuevamente a la tarifa correspondiente de prepago.

Resumen de Cargos		
Cargo por consumo energía kWh	B/./kWh	0.16527
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo energizado	B/./kWh	0.01222
- Energía	B/./kWh	0.00946
Distribución		
- Energía, excluyendo pérdidas	B/./kWh	0.05601
- Pérdidas Energía en Distribución	B/./kWh	0.01127
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00127
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00336
Transmisión		
- Energía	B/./kWh	0.01054
- Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00008
Generación		
Generación Cargo Pot. Energizada	B/./kWh	0.02261
Generación Cargo Energía Generalizada	B/./kWh	0.03845





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 B/. 16.65

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 a 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 a 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	5.65
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	25.83
Cargo por Energía de los primeros 10,000 kWh	B/.kWh	0.13719
Cargo por Energía por consumo de 10,001 a 30,000 kWh	B/.kWh	0.14568
Cargo por Energía por consumo de 30,001 a 50,000 kWh	B/.kWh	0.15160
Cargo por Energía por consumo de 50,001 y más kWh	B/.kWh	0.17875
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	5.65
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00882
Distribución		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	22.01
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00881
- Cargo por Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.23
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/./kWh	0.00116
- Cargo de Consumo por Energía	B/./kWh	0.00312
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.24
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00419
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00008





Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.35
- Cargo por Energía de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.07064
- Cargo por Energía por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.07604
- Cargo por Energía por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.07983
- Cargo por Energía por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.09711
- Cargo por Potencia Energizada de los primeros 10,000 kWh	B/./kWh	0.04037
- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/./kWh	0.04346
- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/./kWh	0.04559
- Cargo por Potencia Energizada por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	B/./kWh	0.05546

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 B/. 71.76

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 periodo de punta, en periodo fuera de punta medio y en periodo fuera de punta bajo del sistema eléctrico.

Resumen de Cargos de la Tarifa:

Cargo Fijo	B/.cliente	5.65
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.35556
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.18247
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.11933
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	27.09
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.85
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	2.85

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	5.65
- Energía Punta	B/./kWh	0.00880
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00880
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00880
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	22.50
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.72
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	2.72
- Pérdidas Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01260
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00953
- Pérdidas Energía Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00953
- Pérdidas Potencia Distribución Punta	B/./kW-mes	0.07
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.07
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.07
Alumbrado Público		
- Sistema Punta	B/./kWh	0.00115
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00115
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00115
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00311
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00311





- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00311
Transmisión		
- Demanda en Punta	B/./kW-mes	1.16
- Demanda Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.06
- Demanda Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.06
- Energía Punta	B/./kWh	0.00334
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00334
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00334
- Pérdidas Energía Transmisión, Punta	B/./kWh	0.00008
- Pérdidas Energía Transmisión, Fuera Punta Medio	B/./kWh	0.00008
- Pérdidas Energía Transmisión, Fuera Punta Bajo	B/./kWh	0.00008
Generación		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	3.36
- Energía en Punta	B/./kWh	0.28173
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.11171
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.04857
- Potencia Energizada Punta	B/./kWh	0.04475
- Potencia Energizada Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.04475
- Potencia Energizada Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.04475

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 B/. 71.76

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.





**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**





2. 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	14.21
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	25.68
Cargo por Energía	B/./kWh	0.14455

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	14.21
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00880
Distribución		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	20.84
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00878
- Cargo por Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.28
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/./kWh	0.00115
- Cargo por Consumo de Energía	B/./kWh	0.00311
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.00
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00548
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00008
Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.56
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.07737
- Cargo por Potencia Energizada	B/./kWh	0.03978

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 B/. 141.00





b) **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 período de punta, en período fuera de punta medio y en período 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	14.19
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.27180
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.13644
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.08508
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	28.47
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	3.50
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	3.50

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	14.19
- Energía Punta	B/./kWh	0.00880
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00880
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00880
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	21.85
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	3.20
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	3.20
- Pérdidas Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01171
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00875
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00875
- Pérdidas Potencia Distribución Punta	B/./kW-mes	0.27
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.17
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.17
Alumbrado Público		
- Sistema Punta	B/./kWh	0.00115
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00115
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00115
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00311
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00311
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00311
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	2.45
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.13
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.13
- Energía Punta	B/./kWh	0.00159
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00159
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00159
- Pérdidas Energía Transmisión, Punta	B/./kWh	0.00008
- Pérdidas Energía Transmisión, Fuera Punta Medio	B/./kWh	0.00008
- Pérdidas Energía Transmisión, Fuera Punta Bajo	B/./kWh	0.00008
Generación		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	3.90
- Energía en Punta	B/./kWh	0.23537





- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.10297
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.05161
- Potencia Energizada Punta	B/./kWh	0.00999
- Potencia Energizada Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00999
- Potencia Energizada Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00999

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 B/. 141.00

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.





**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	14.19
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	19.68
Cargo por Energía	B/./kWh	0.15387
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	14.19
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00880
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	15.81
- Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00885
- Cargo por Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.15
Alumbrado Público		
- Cargo por Sistema	B/./kWh	0.00115
- Cargo por Consumo de energía	B/./kWh	0.00311
Transmisión		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	3.07
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.01601
- Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	B/./kWh	0.00008
Generación		
- Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	0.65
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.09656
- Cargo por Potencia Energizada	B/./kWh	0.01931

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 B/. 201.89





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	14.19
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.30813
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.17204
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.10473
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	10.38
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	3.98
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	3.98
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	14.19
- Energía Punta	B/./kWh	0.00880
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00880
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00880
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	5.75
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	3.89
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	3.89
- Pérdidas Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01150
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00820
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00820
- Pérdidas Potencia Distribución Punta	B/./kW-mes	0.27
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.02
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.02
Alumbrado Público		
- Sistema Punta	B/./kWh	0.00115
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00115
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00115
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00311
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00311
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00311
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	1.47
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.07
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.07
- Energía Punta	B/./kWh	0.00409
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00409
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00409
- Pérdidas Energía Transmisión, Punta	B/./kWh	0.00008
- Pérdidas Energía Transmisión, Fuera Punta Medio	B/./kWh	0.00008
- Pérdidas Energía Transmisión, Fuera Punta Bajo	B/./kWh	0.00008
Generación		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	2.89
- Energía en Punta	B/./kWh	0.23650
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.10371





- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.03640
- Potencia Energizada Punta	B/./kWh	0.04290
- Potencia Energizada Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.04290
- Potencia Energizada Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.04290

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 B/. 201.89





EDECHI
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, 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 TENSION

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) OPCION 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	14.19
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.02865
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.02535
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.02535
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	7.49
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	3.98
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	3.98
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00

Composición de los Cargos:

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	14.19
- Energía Punta	B/./kWh	0.00880
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00880
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00880
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	5.75
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	3.89
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	3.89
- Pérdidas Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01150
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00820
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00820
- Pérdidas Potencia Distribución Punta	B/./kW-mes	0.27
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.02
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.02
Alumbrado Público		
- Sistema Punta	B/./kWh	0.00115
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00115
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00115
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00311
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00311
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00311
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	1.47
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.07
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.07
- Energía Punta	B/./kWh	0.00409





- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00409
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00409
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 B/. 201.89

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 habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje de 115 kV.

Resumen de Cargos de la Tarifa:		
Cargo Fijo	B/.cliente	14.19
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	19.03
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.03792

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	14.19
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00880
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	15.81
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00885
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.15
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00115
- Consumo de energía	B/./kWh	0.00311
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	3.07
- Energía	B/./kWh	0.01601
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 B/. 201.89





**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**





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	14.19
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.02636
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.02340
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.02340
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	24.57
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	3.50
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	3.50
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	14.19
- Energía Punta	B/./kWh	0.00880
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00880
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00880
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	21.85
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	3.20
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	3.20
- Pérdidas Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01171
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00875
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00875
- Pérdidas Potencia Distribución Punta	B/./kW-mes	0.27
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.170
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.170
Alumbrado Público		
- Sistema Punta	B/./kWh	0.00115
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00115
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00115
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00311
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00311
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00311
Transmisión		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	2.45
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.13
- Demanda Máxima en Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.13





- Energía Punta	B/./kWh	0.00159
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00159
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00159
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

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	14.21
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	23.12
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.02732
Composición de los Cargos		
Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	14.21
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00880
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	20.84
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00878
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.28
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00115
- Cargo por Consumo de Energía	B/./kWh	0.00311
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	2.00
- Energía	B/./kWh	0.0055
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 B/. 141.00





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

- **TARIFA LTD:** TARIFA CON DEMANDA MÁXIMA
- **TARIFA LTH:** TARIFA POR BLOQUE HORARIO





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 MTH o la Tarifa con Demanda Máxima MTD.

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	5.65
Cargo por Energía en Punta	B/./kWh	0.02900
Cargo por Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.02593
Cargo por Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.02593
Cargo por Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	23.73
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.85
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	2.85
Cargo por Demanda Máxima de Generación en Punta, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Fijo	B/.cliente	5.65
- Energía Punta	B/./kWh	0.00880
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00880
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00880
Distribución		
- Demanda Máxima en Punta	B/./kW-mes	22.50
- Demanda Máxima Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	2.72
- Demanda Máxima Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	2.72
- Pérdidas Energía en Distribución en Punta	B/./kWh	0.01260
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00953
- Pérdidas Energía en Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00953
- Pérdidas Potencia Distribución Punta	B/./kW-mes	0.07
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.07
- Pérdidas Potencia Distribución Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.07
Alumbrado Público		
- Sistema Punta	B/./kWh	0.00115
- Sistema Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00115
- Sistema Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00115
- Consumo de energía Punta	B/./kWh	0.00311
- Consumo de energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00311
- Consumo de energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00311
Transmisión		
- Demanda en Punta	B/./kW-mes	1.16
- Demanda Fuera de Punta Medio	B/./kW-mes	0.06
- Demanda Fuera de Punta Bajo	B/./kW-mes	0.06





- Energía Punta	B/./kWh	0.00334
- Energía Fuera de Punta Medio	B/./kWh	0.00334
- Energía Fuera de Punta Bajo	B/./kWh	0.00334
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 B/. 71.76

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 habilitado en el Mercado Mayorista de Electricidad conectado en voltaje 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:

Cargo Fijo	B/.cliente	5.65
Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	23.48
Cargo por Demanda Máxima de Generación, CPG (si aplica)	B/./kW-mes	14.00
Cargo por Energía	B/./kWh	0.02610

Composición de los Cargos

Comercialización		
- Cargo Fijo	B/.cliente	5.65
- Cargo por Energía	B/./kWh	0.00882
Distribución		
-Cargo por Demanda Máxima	B/./kW-mes	22.01
- Pérdidas de Energía en Distribución	B/./kWh	0.00881
- Pérdidas en Potencia Distribución	B/./kW-mes	0.23
Alumbrado Público		
- Sistema	B/./kWh	0.00116
- Cargo de Consumo por Energía	B/./kWh	0.00312
Transmisión		
- Demanda Máxima	B/./kW-mes	1.24
- Energía	B/./kWh	0.00419
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 B/. 71.76





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 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:

- 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 a facturar será la leída más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión.
- 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.
- 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 período tarifario, de conformidad con las siguientes vigencias:

Período	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 a 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 le calculará los cargos correspondientes a ambos regímenes (el de distribución y el de transmisión) y se le facturará ambos cargos.

D) 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 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.

J) CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS PARA CLIENTES CON 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) INSTALACIONES DE DISTRIBUCION

El nivel de Alta Tensión utilizado en esta empresa es de 115 kV.

Los voltajes de Media Tensión de distribución utilizados en esta empresa son 34.5 kV. 13.2 kV. 4.16 kV y 2.4 kV.

El voltaje principal de distribución en Chiriquí es 34.5 kV. También se utiliza en algunos sitios los siguientes voltajes:

- Voltaje de 115 kV: Línea Caldera - Paja Sombrero. David
- Voltaje de 13.2 kV: David. Concepción. Volcán. Puerto Armuelles
- Voltaje de 4.16 kV: Concepción
- Voltaje de 2.4 kV: Boquete. Puerto Armuelles





APÉNDICE A
CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN
DE LAS TARIFAS

Pliego Tarifario Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.

Página 37





APENDICE 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 a 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 implementar esquemas transitorios o mecanismos temporales de prueba, incluyendo un banco de pruebas regulatorio y/o tarifas específicas





para movilidad eléctrica, aplicables a las estaciones de carga de vehículos eléctricos, sustentados en los lineamientos de política energética que para tales efectos formule la Secretaría Nacional de Energía y en criterios técnicos aplicables, que permitan además recopilar información sobre los patrones de consumo, utilización de la infraestructura, características de la demanda, horarios de utilización y demás elementos necesarios para determinar el tratamiento tarifario más adecuado para este tipo de usuarios. La implementación de cualquier esquema transitorio, mecanismo temporal, tarifa específica o banco de pruebas regulatorio deberá ser previamente aprobada 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. En el caso de las 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 correspondiente 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 dos bloques fuera de punta.

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 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 correspondiente 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 dos bloques fuera de punta.
- 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 a 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. 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 correspondiente 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 dos bloques fuera de punta.

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.

- 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 a 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.

Cargo por Variación de Combustible

El cargo por Variación por Combustible (CVC) es un componente adicional de la tarifa eléctrica destinado a compensar, en el corto plazo, las variaciones en los costos de abastecimiento de energía asociadas a los contratos térmicos, como resultado de cambios en los precios de los combustibles y en las condiciones del mercado ocasional. Su metodología de cálculo y procedimiento de aplicación se encuentran establecidos en el Reglamento de Distribución y Comercialización aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

El CVC se determina en función de las variaciones entre los costos reales de abastecimiento de energía en los contratos y los valores estimados en la tarifa, considerando adicionalmente el mercado ocasional.

En este sentido, constituye un mecanismo de ajuste tarifario que permite trasladar a los clientes regulados los diferenciales entre los costos reales de los contratos térmicos y los ingresos reconocidos en la tarifa base, mediante cargos o créditos en la facturación, según corresponda.

De acuerdo con el Régimen Tarifario, este cargo se calcula mensualmente y se aplica como un cargo adicional en la facturación, a través de un precio unitario que se multiplica por el consumo de energía (kWh) de cada cliente, reflejando de forma proporcional el impacto de dichas variaciones.

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 a 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.

Clientes a Tarifa Regulada	Cargo por Reconexión (hasta)
Baja Tensión Simple	B/.16.65
Baja Tensión Simple Horario	B/.16.65
Prepago	B/.16.65
Baja Tensión con Demanda	B/.71.76
Baja Tensión por Bloque Horario	B/.71.76
Media Tensión con Demanda	B/.141.00
Media Tensión por Bloque Horario	B/.141.00
Alta Tensión con Demanda	B/.201.89
Alta Tensión por Bloque Horario	B/.201.89

Las empresas distribuidoras facturarán el cargo por reconexión, únicamente cuando efectivamente hayan suspendido el servicio.

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 a 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 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 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 por fallas administrativas de la empresa distribuidora u otras causas no imputables al cliente, se hayan generado errores de cualquier tipo en otros elementos de la facturación, la empresa no podrá cobrar la diferencia retroactivamente y si se generó un cobro que no correspondía, deberá ser devuelto al cliente.

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 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 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 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 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.





República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 22033-Elec

Panamá, 31 de agosto de 2026

“Por la cual se resuelve el recurso de reconsideración presentado por la Representante Legal de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)** y de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)** en contra de la Resolución AN No.21991-Elec de 19 de agosto de 2026, por la “Por la cual se aprueba el Pliego de Distribución y Comercialización de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) para el periodo comprendido del 1 de septiembre de 2026 al 30 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 la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, mediante Resolución AN No.21991-Elec de 19 de agosto de 2026, aprueba el Pliego de Distribución y Comercialización de la





Resolución AN No. 22033-Elec
de 21 de agosto de 2026
Página 2 de 5

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) para el periodo comprendido del 1 de septiembre de 2026 al 31 de agosto de 2030 y se dictan otras disposiciones, dicha Resolución fue debidamente notificada el día 20 de agosto de 2026 y fue publicada en Gaceta Oficial bajo el número 30595 B de 21 de agosto de 2026;

8. Que la Representante Legal de **EDEMET y EDECHI**, presentó en tiempo oportuno, formal Recurso de Reconsideración en contra de la Resolución AN No.21991-Elec de 19 de agosto de 2026, fundamentando su petición, entre otros, en lo siguiente:

8.1. Indica que su recurso comprende dos pretensiones, a saber: i) que esta Autoridad aclare determinados mecanismos regulatorios y referencias temporales aplicables durante la vigencia de los Pliegos Tarifarios 2026-2030; y ii) que se reconsidere la decisión adoptada respecto del cargo por reconexión para los clientes que cuentan con medidores inteligentes y cuya reconexión pueda efectuarse de manera remota.

8.2. Manifiesta que comprende y valora el mecanismo de transición adoptado por esta Autoridad mediante la Resolución AN No. 21991-Elec, por medio del cual los nuevos Pliegos Tarifarios entran en vigencia a partir del 1 de septiembre de 2026, manteniéndose durante los meses de julio y agosto de 2026 la aplicación de los cargos tarifarios correspondientes a las fórmulas anteriores.

8.3. No obstante, señala que los Pliegos Tarifarios aprobados consideran los cargos base asociados al Valor Agregado de Distribución para el período tarifario 2026-2030 y, adicionalmente, incorporan costos de generación, transmisión y otras variables regulatorias correspondientes al semestre julio-diciembre de 2026. Sobre esa base, la recurrente solicita que esta Autoridad precise el período efectivo de aplicación del primer pliego tarifario, particularmente si este mantendrá su aplicación hasta el 31 de diciembre de 2026, así como la forma en que posteriormente deberán operar los mecanismos regulatorios estructurados sobre los períodos enero-junio y julio-diciembre.

8.4. Así mismo solicita precisión respecto de las actualizaciones tarifarias semestrales correspondientes a los costos de transmisión y abastecimiento, recuperación de intereses por subsidios tarifarios, períodos de información empleados para dichos cálculos, mecanismos de traslado de los costos de abastecimiento, incluyendo los asociados al Cargo por Variación de Combustible (CVC), y cualquier otro procedimiento regulatorio cuya ejecución se encuentre vinculada a períodos semestrales.

8.5. Solicita reconsiderar la decisión contenida en el numeral 6 denominado “Cargos por Reconexión”, de las Condiciones Generales de Aplicación de las Tarifas, mediante la cual esta Autoridad dispuso que a los clientes que cuenten con medidores inteligentes y cuya reconexión pueda efectuarse de manera remota no se les aplicará el cargo por reconexión. Señala que en su propuesta original habían contemplado un cargo de B/.9.80 para las reconexiones realizadas de forma remota.

8.6. Manifiesta que la decisión adoptada por esta Autoridad parte, a su juicio, de la premisa de que la eliminación de los componentes físicos relacionados con el desplazamiento de personal, vehículos, herramientas y materiales supone que el costo de la reconexión remota es igual a cero.

8.7. Sostiene que, aunque la reconexión remota presenta una estructura de costos más eficiente que la reconexión presencial, esta continúa siendo una actuación efectiva sobre el suministro eléctrico que requiere la generación y validación de una orden individual, su transmisión mediante sistemas de comunicación, la ejecución de la maniobra en el medidor y la recepción de la correspondiente confirmación. Sobre esa base, la recurrente identifica costos por B/.2,647,600.00 correspondientes a servicios de red de telecomunicaciones; B/.448,718.20 por licenciamientos de software de gestión MDC/MDM; y B/.216,200.00 por concepto de licencia anual PNAF, para un total de B/.3,312,518.20 durante el período.





Resolución AN No. 22033-Elec
de 01 de agosto de 2026
Página 3 de 5

- 8.8. Indica que, al distribuir el referido monto entre 430,848 operaciones proyectadas, resulta un costo medio de B/.7.69 por operación, solicitando que esta Autoridad apruebe dicho valor o, subsidiariamente, un valor distinto de cero que determine sobre la base de los costos que considere eficientes.
9. Que el recurso de reconsideración presentado por la Representante Legal de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)** y de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)** en contra de la Resolución AN No.21991-Elec de 19 de agosto de 2026, es concedido en efecto suspensivo tal como lo dispone los artículos 169 y 170 de la Ley No. 38 de 31 de julio de 2000;
10. Que luego del análisis realizado al Recurso de Reconsideración presentado por la Representante Legal de EDEMET y EDECHI, esta Autoridad Reguladora, tiene a bien señalar lo siguiente:
- 10.1. Se considera necesario señalar, en primer término, que la vigencia de las fórmulas tarifarias y la periodicidad de los mecanismos utilizados para actualizar determinados componentes tarifarios constituyen figuras regulatorias distintas, cuya aplicación debe ser interpretada de manera armónica. Sobre el particular soslayamos que el artículo 98 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 establece taxativamente que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro (4) años y que, vencido dicho período, continuarán rigiendo mientras la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, no defina las nuevas.
- 10.2. Bajo ese entendido dicha normativa no se presta para interpretaciones ni subjetividades, por lo que la referida disposición legal tiene por objeto garantizar la continuidad del régimen tarifario y evitar que exista un período durante el cual el servicio público de electricidad carezca de fórmulas tarifarias aplicables. Es precisamente en aplicación de dicha regla, las fórmulas correspondientes al período tarifario anterior continuaron rigiendo durante los meses de julio y agosto de 2026, hasta la entrada en vigencia de los nuevos Pliegos Tarifarios, que sería al 1 de septiembre de 2026. En virtud de lo anterior, esta continuidad legal no implica una extensión del nuevo período hacia una fecha anterior, ni permite atribuir efectos retroactivos a las nuevas fórmulas tarifarias respecto de los meses de julio y agosto de 2026.
- 10.3. Por consiguiente, al tener que entrar en vigencia los nuevos Pliegos Tarifarios al 1 de septiembre de 2026, conforme fue dispuesto mediante la Resolución AN No. 21991-Elec, su período de vigencia culmina el 31 de agosto de 2030, satisfaciendo así el período de cuatro (4) años establecido en el artículo 98 de la Ley 6 de 1997.
- 10.4. Aclarado lo anterior, corresponde atender la inquietud planteada por la recurrente respecto de la forma en que deben operar los mecanismos regulatorios que el Régimen Tarifario estructura sobre períodos semestrales. Sobre el particular es preciso indicar que el Capítulo IV.6, denominado “Actualización dentro del período tarifario”, del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, regula precisamente los mecanismos mediante los cuales determinados cargos y componentes tarifarios son ajustados durante la vigencia de las fórmulas tarifarias.
- 10.5. Ahora bien el propio Régimen Tarifario mantiene a lo largo de sus disposiciones las referencias a los períodos enero-junio y julio-diciembre, de manera que la periodicidad semestral constituye una referencia regulatoria objetiva preestablecida y no un período móvil que se compute individualmente a partir de la fecha de inicio de cada nuevo período tarifario. Esta conclusión se encuentra reforzada por el artículo 128 del Régimen Tarifario, el cual reconoce expresamente la tarifa original actualizada correspondiente a los semestres julio-diciembre y enero-junio de cada año, y por las disposiciones relativas a las actualizaciones mensuales, que identifican los meses de enero y julio como los meses que dan inicio a cada período semestral.
- 10.6. Por lo tanto, la entrada en vigencia de las nuevas fórmulas tarifarias el 1 de septiembre de 2026 no tenía como efecto desplazar los semestres regulatorios establecidos en el





Resolución AN No. 22033 -Elec
de 1 de agosto de 2026
Página 1 de 5

Régimen Tarifario, de forma tal que estos pasen a comprender períodos septiembre-febrero y marzo-agosto. Por ende, no existe fundamento para interpretar que cada mecanismo de actualización semestral deba comenzar a contabilizar un nuevo semestre a partir del 1 de septiembre de 2026, toda vez que ello implicaría alterar mediante la aplicación de un Pliego Tarifario las referencias temporales establecidas expresamente en el Régimen Tarifario.

Bajo esta premisa, se debe distinguir, además, entre el período de información empleado para determinar ciertos componentes tarifarios y el período durante el cual estos son efectivamente aplicados, pues ambos conceptos tampoco resultan equivalentes.

- 10.7. Por consiguiente, la utilización del semestre julio-diciembre de 2026 como período regulatorio de referencia para los cálculos correspondientes no significa que las nuevas fórmulas hayan adquirido vigencia desde el 1 de julio de 2026, toda vez que durante julio y agosto continuaron aplicándose las fórmulas tarifarias anteriores, mientras que los nuevos Pliegos Tarifarios adquirirían eficacia a partir del 1 de septiembre de 2026.
- 10.8. Que, en consecuencia, para los meses comprendidos entre septiembre y diciembre de 2026 serán aplicables los Pliegos Tarifarios aprobados mediante la Resolución AN No. 21991-Elec y los valores correspondientes a la actualización semestral julio-diciembre de 2026 que formen parte de dichos Pliegos, sin reconocimiento de efectos retroactivos respecto de julio y agosto de 2026, por lo tanto, concluido el semestre julio-diciembre de 2026, los componentes sujetos a actualización semestral deberán actualizarse para el período enero-junio de 2027, conforme a las fórmulas, procedimientos, períodos de información, cronogramas y demás reglas establecidas en el Régimen Tarifario.
- 10.8. Asimismo resulta aplicable a los costos de transmisión, abastecimiento o intereses que correspondan, ajustes asociados a costos de generación, Cargo por Variación de Combustible y demás componentes respecto de los cuales el Régimen Tarifario contemple expresamente una actualización semestral o mensual, por lo que ello deberá efectuarse conforme al mecanismo específico establecido para cada componente, toda vez que la presente aclaración no altera las fórmulas ni sustituye las metodologías previstas en el Régimen Tarifario.
- 10.9. Con respecto al cargo por reconexión, tenemos a bien indicar que el artículo 52 de la Sección IV.4.4 del Régimen Tarifario establece los componentes de costos de comercialización y contempla, entre estos, un componente de costo para reconexión, cuyo cargo debe ser propuesto por la distribuidora y sometido a la correspondiente evaluación regulatoria de esta Autoridad.
- 10.10. Ahora bien, dicha disposición no establece un derecho automático de la empresa distribuidora a trasladar al cliente cualquier costo directa o indirectamente relacionado con la infraestructura utilizada para efectuar una reconexión, sino que corresponde a esta Autoridad determinar cuáles costos resultan eficientes, razonables y causalmente atribuibles a la prestación específica.
- 10.11. Esta distinción resulta particularmente relevante en el caso de la medición inteligente, toda vez que los sistemas de telecomunicaciones, las plataformas MDC y MDM, las licencias de software y demás infraestructura tecnológica señalada por la recurrente no son recursos utilizados exclusivamente para efectuar reconexiones remotas, sino elementos que forman parte de la infraestructura tecnológica requerida para múltiples funciones asociadas a la operación del sistema de medición inteligente. Por consiguiente, la sola existencia de dichos costos no demuestra que estos deban ser recuperados mediante un cargo individual por reconexión ni que la totalidad de los mismos resulte causalmente atribuible a los clientes que sean objeto de dicha actuación.
- 10.12. Resulta imperativo destacar que la reconexión remota se diferencia sustancialmente de la reconexión presencial, en la medida en que elimina precisamente las actividades





Resolución AN No. 22033-Elec
de Agosto de 2026
Página 5 de 5

que tradicionalmente justificaban el cargo individual asociado a la actuación física para restablecer el servicio, entre ellas, el desplazamiento de personal, utilización de vehículos, herramientas y materiales. Ahora, bien, esta Autoridad no desconoce que la infraestructura tecnológica posee costos de operación y mantenimiento; sin embargo, la existencia de costos de infraestructura no equivale a la existencia de un costo incremental de B/.7.69 causado por cada reconexión remota.

- 10.13. Cabe destacar que el cálculo aportado por la recurrente no permite establecer dicha relación de causalidad, toda vez que toma costos agregados correspondientes a servicios de telecomunicaciones, licencias y demás infraestructura tecnológica y los divide entre las operaciones proyectadas de reconexión, sin acreditar que tales costos se originan como consecuencia directa de cada reconexión realizada. Ahora bien, tampoco resulta procedente reconocer subsidiariamente “un valor diferente de cero”, como solicitan las recurrentes, puesto que corresponde a quien pretende el reconocimiento tarifario aportar elementos técnicos suficientes que permitan determinar el costo eficiente atribuible a la prestación específica, no siendo jurídicamente procedente que esta Autoridad establezca un cargo únicamente sobre la premisa de que necesariamente debe existir un valor positivo.
11. Que en atención a las consideraciones que se dejan anotadas en los párrafos que anteceden, y luego de evaluar el recurso de reconsideración presentado por la Representante Legal de EDEMET y EDECHI, esta Autoridad Reguladora concluye que no existen elementos suficientes que permitan variar el contenido de la Resolución AN No.21991-Elec de 19 de agosto de 2026, emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: MANTENER en todas sus partes el resto del contenido de la Resolución AN No.21991-Elec de 19 de agosto de 2026.

SEGUNDO: ADVERTIR que la presente Resolución 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; Ley 6 de 22 de enero de 2002; Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; Resolución AN No.21991-Elec de 19 de agosto de 2026.

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE,

ZELMAR RODRÍGUEZ DE MASSIAH
Administradora General

En Panamá a los 31 días
del mes de Agosto de
2026 a las 2:14 de la Tarde
Notifico al Sr. Cinthya Camargo de la
Resolución que antecede.
Se notifico por escrito

En Panamá a los 31 días
del mes de Agosto de
2026 a las 2:14 de la Tarde
Notifico al Sr. Cinthya Camargo de la
Resolución que antecede.
Se notifico por escrito

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 31 días del mes de agosto 20 26

FIRMA AUTORIZADA

