

ALCANCE N° 152

PODER LEGISLATIVO

LEYES

PODER EJECUTIVO

DECRETOS

DIRECTRIZ

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

**AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

PODER LEGISLATIVO

LEYES

**ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA
REPÚBLICA DE COSTA RICA**

PLENARIO

**REFORMAS DE LA LEY N.º 4573, CÓDIGO PENAL, DE 4 DE MAYO
DE 1970 Y REFORMAS DE LA LEY N.º 7451, BIENESTAR
DE LOS ANIMALES, DE 16 DE NOVIEMBRE DE 1994**

DECRETO LEGISLATIVO N.º 9458

EXPEDIENTE N.º 18.625

SAN JOSÉ – COSTA RICA

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**REFORMAS DE LA LEY N.º 4573, CÓDIGO PENAL, DE 4 DE MAYO
DE 1970 Y REFORMAS DE LA LEY N.º 7451, BIENESTAR
DE LOS ANIMALES, DE 16 DE NOVIEMBRE DE 1994**

ARTÍCULO 1.- Se reforman los artículos 7, 12, y 21, y se adicionan los nuevos artículos 15 bis, 21 bis, 24 bis, 24 ter y 24 quáter, todos de la Ley N.º 7451, Bienestar de los Animales, de 16 de noviembre de 1994. Los textos son los siguientes:

“Artículo 7.- Trato a los animales de compañía

Los dueños o los responsables de los animales de compañía deberán cumplir con las siguientes obligaciones:

- a) Garantizarles condiciones vitales básicas y manejo apropiado según las buenas prácticas de seguridad, para evitar riesgos y daños a la integridad, la salud pública y la salud pública veterinaria.
- b) Mantener los espacios destinados a su hábitat en condiciones apropiadas de higiene, con el fin de prevenir la propagación de enfermedades.
- c) Recoger y depositar, en lugares apropiados, los desechos fecales de los animales de compañía que sean arrojados en las aceras, los parques, las calles, los jardines públicos, las playas y demás lugares públicos.
- d) Los dueños o responsables de los animales de compañía deberán cumplir con los requerimientos establecidos en esta ley y con las normas de salud pública y veterinaria, además de contar con lugares apropiados de espacios e higiene, con el propósito de no propagar enfermedades. De igual forma, cuando las mascotas circulan por las vías públicas, los respectivos dueños o responsables deberán tomar las medidas de seguridad con los mecanismos correspondientes.”

“Artículo 12.- Condiciones para los experimentos

Los experimentos con animales deberán registrarse en el Ministerio de Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones, salvo los casos estipulados

en la Ley N.º 7317, Ley de Conservación de la Vida Silvestre, de 30 de octubre de 1992. También, deberán ajustarse a lo establecido por el Servicio Nacional de Salud Animal (Senasa), en sus protocolos de buenas prácticas de salud animal en experimentos.

Ese Ministerio vigilará por que tales investigaciones se realicen de acuerdo con los criterios establecidos en esta ley.

Una vez realizado el registro del experimento respectivo, ante el Ministerio de Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones, se deberá notificar al Servicio Nacional de Salud Animal para lo que corresponda, de acuerdo con sus competencias contenidas en la Ley N.º 8495, Ley General del Servicio Nacional de Salud Animal, de 6 de abril de 2006.”

“Artículo 15 bis.- Espectáculos con animales

Se permiten los espectáculos públicos o privados con animales, que cumplan con las disposiciones del Ministerio de Salud y del Ministerio de Agricultura y Ganadería, para la protección de las personas y de los animales.”

“Artículo 21.- Sujetos de sanción y multas

Se impondrá sanción administrativa de multa de un cuarto a medio salario base, de acuerdo con el artículo 2 de la Ley N.º 7337, de 5 de mayo de 1993, según la gravedad de la infracción, a quien:

- a) Con el fin de promover peleas entre animales, promueva o realice la cría, la hibridación o el adiestramiento de animales para aumentar su peligrosidad.
- b) Viole las disposiciones sobre experimentación, estipuladas en el capítulo III de esta ley.
- c) No cumpla las condiciones básicas para el bienestar de los animales, estipuladas en el artículo 3 de esta ley.
- d) No cumpla con las obligaciones y las disposiciones normativas establecidas en los artículos 4, 5, 6, 7, 8, 9, 16 y 17 de esta ley.

Esta sanción administrativa se impondrá sin perjuicio de las sanciones civiles y penales que se deriven de estas conductas.

Artículo 21 bis.- Actividades exceptuadas

Se exceptúan de la aplicación de las sanciones previstas en el artículo 21 de la presente ley, las siguientes actividades:

- a) Las pesqueras y acuícolas reguladas por la Ley N.º 7384, Creación del Instituto Costarricense de Pesca y Acuicultura

(Incopesca), de 16 de marzo de 1994 y la Ley N.º 8436, Ley de Pesca y Acuicultura, de 1 de marzo de 2005.

b) Las agropecuarias o zootécnicas o ganaderas o veterinarias reguladas de acuerdo con la Ley N.º 8495, Ley General del Servicio Nacional de Salud Animal, de 6 de abril de 2006.

c) Las de fines de mejoramiento de control sanitario o fitosanitario, marcación, control reproductivo o higiene de la respectiva especie animal.

d) Las que se realicen por motivos de piedad.

e) Las que se efectúen por motivos de resguardo de cultivos o terrenos productivos.

f) Las que tengan fines de investigación, de conformidad con lo regulado en el capítulo III de esta ley.

g) Las que se realicen con el propósito de resguardar la salud pública y la salud pública veterinaria.

h) Los espectáculos públicos o privados con animales, de conformidad con la legislación vigente.”

“Artículo 24 bis.- Recaudación y destino de multas

Las multas que se recauden, por incumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 7 de la presente ley, serán trasladadas al Servicio Nacional de Salud Animal (Senasa) y serán destinadas a las labores de educación, control y fiscalización de las obligaciones allí establecidas. El Servicio podrá establecer convenios con las municipalidades, para asegurar las labores de vigilancia, educación y fiscalización.

Artículo 24 ter.- Plazo para el pago de multas

Las sanciones pecuniarias establecidas en la presente ley deben pagarse en un máximo de treinta días hábiles a partir de su firmeza.

Artículo 24 quáter.- Procedimiento administrativo

Todos los procedimientos sancionatorios de esta ley se tramitarán ante el Tribunal de Procedimiento Administrativo Sancionador, creado en la Ley N.º 8495, Ley General del Servicio Nacional de Salud Animal, de 6 de abril de 2006.”

ARTÍCULO 2.- Se adiciona una sección V al título IX “Delitos contra la seguridad común” de la Ley N.º 4573, Código Penal, de 4 de mayo de 1970. El texto es el siguiente:

“Sección V Crueldad contra los animales”

Artículo 279 bis.- Crueldad contra los animales

Será sancionado con prisión de tres meses a un año, quien directamente o por interpósita persona realice alguna de las siguientes conductas:

- a) Cause un daño a un animal doméstico o domesticado, que le ocasione un debilitamiento persistente en su salud o implique la pérdida de un sentido, un órgano, un miembro, o lo imposibilite para usar un órgano o un miembro, o le cause sufrimiento o dolor intenso, o agonía prolongada.
- b) Realice actos sexuales con animales. Por acto sexual se entenderá la relación sexual de una persona con un animal, es decir, actos de penetración por vía oral, anal o vaginal.
- c) Practique la vivisección de animales con fines distintos de la investigación.

Por animal doméstico se entenderá todo aquel que por sus características evolutivas y de comportamiento conviva con el ser humano. Por animal domesticado se entenderá todo aquel que mediante el esfuerzo del ser humano ha cambiado su condición salvaje.

La pena máxima podrá ser aumentada en un tercio, cuando el autor de estos actos los realice valiéndose de una relación de poder para intimidar, amenazar, coaccionar o someter a una o más personas, así como cuando la conducta se cometa entre dos o más personas.

Las organizaciones debidamente inscritas en el Registro Judicial podrán representar los intereses difusos de los animales afectados por las conductas descritas en esta norma.

Artículo 279 ter.- Muerte del animal

Se sancionará con pena de prisión de tres meses a dos años, a quien dolosamente, de forma directa o por interpósita persona, cause la muerte de un animal doméstico o domesticado; la misma pena se aplicará cuando la muerte de este sea consecuencia de las conductas descritas en los artículos 279 bis y 279 quinquies de esta ley.

Por animal doméstico se entenderá todo aquel que por sus características evolutivas y de comportamiento conviva con el ser humano. Por animal domesticado se entenderá todo aquel que mediante el esfuerzo del ser humano ha cambiado su condición salvaje.

Las organizaciones debidamente inscritas en el Registro Judicial podrán representar los intereses difusos de los animales afectados por las conductas descritas en esta norma.

Se tendrá por exceptuado de la aplicación de la pena prevista en este artículo, cuando se le cause la muerte al animal exclusivamente para el autoconsumo personal o familiar.

Artículo 279 quáter.- Actividades exceptuadas

Se exceptúan de la aplicación de las penas previstas en los artículos 279 bis y 279 ter de la presente ley, las siguientes actividades:

- a) Las pesqueras y acuícolas reguladas por la Ley N.º 7384, Creación del Instituto Costarricense de Pesca y Acuicultura (Incopesca), de 16 de marzo de 1994 y la Ley N.º 8436, Ley de Pesca y Acuicultura, de 1 de marzo de 2005.
- b) Las agropecuarias o zootécnicas o ganaderas o veterinarias reguladas de acuerdo con la Ley N.º 8495, Ley General del Servicio Nacional de Salud Animal, de 6 de abril de 2006.
- c) Las de fines de mejoramiento de control sanitario o fitosanitario, marcación, control reproductivo o higiene de la respectiva especie animal.
- d) Las que se realicen por motivos de piedad.
- e) Las que se efectúen por motivos de resguardo de cultivos o terrenos productivos.
- f) Las que tengan fines de investigación, de conformidad con lo regulado en el capítulo III de la Ley N.º 7451, Bienestar de los Animales, de 16 de noviembre de 1994.
- g) Las que se realicen con el propósito de resguardar la salud pública y la salud pública veterinaria.
- h) Los espectáculos públicos o privados con animales, de conformidad con la legislación vigente.
- i) Las de crianza o las de transporte, de conformidad con la legislación vigente.

Artículo 279 quinquies.- Peleas entre animales

Será sancionado con prisión de tres meses a un año quien, directamente o por interpósita persona, organice, propicie o ejecute peleas entre animales de cualquier especie, sin excepción alguna en el territorio nacional.

Artículo 279 sexies.- Pena alternativa

Cuando se imponga una pena de prisión por la comisión de algún delito de crueldad animal, el tribunal podrá sustituir la pena privativa de

libertad, de conformidad con lo señalado en el libro I, título IV de la presente ley, según corresponda.”

ARTÍCULO 3.- Se adicionan los artículos 405 bis y 405 ter a la Ley N.º 4573, Código Penal, de 4 de mayo de 1970. Los textos son los siguientes:

“Artículo 405 bis.- Maltrato de animales

Será sancionado con veinte a cincuenta días multa quien:

- a) Realice actos de maltrato animal. Por maltrato animal se entenderá toda conducta que cause lesiones injustificadas a un animal doméstico o domesticado.
- b) Abandone animales domésticos a sus propios medios.

Por animal doméstico se entenderá todo aquel que por sus características evolutivas y de comportamiento conviva con el ser humano. Por animal domesticado se entenderá todo aquel que mediante el esfuerzo del ser humano ha cambiado su condición salvaje.

Las organizaciones debidamente inscritas en el Registro Judicial podrán representar los intereses difusos de los animales afectados por las conductas descritas en esta norma.

Artículo 405 ter.- Actividades exceptuadas

Se exceptúan de la aplicación de las sanciones previstas en el artículo 405 bis de la presente ley, las siguientes actividades:

- a) Las pesqueras y acuícolas, reguladas por la Ley N.º 7384, Creación del Instituto Costarricense de Pesca y Acuicultura (Incopesca), de 16 de marzo de 1994 y la Ley N.º 8436, Ley de Pesca y Acuicultura, de 1 de marzo de 2005.
- b) Las agropecuarias o zootécnicas o ganaderas o veterinarias reguladas de acuerdo con la Ley N.º 8495, Ley General del Servicio Nacional de Salud Animal, de 6 de abril de 2006.
- c) Las de fines de mejoramiento de control sanitario o fitosanitario, marcación, control reproductivo o higiene de la respectiva especie animal.
- d) Las que se realicen por motivos de piedad.
- e) Las que se efectúen por motivos de resguardo de cultivos o terrenos productivos.
- f) Las que tengan fines de investigación, de conformidad con lo regulado en el capítulo III de la Ley N.º 7451, Bienestar de los Animales, de 16 de noviembre de 1994.
- g) Las que se realicen con el propósito de resguardar la salud pública y la salud pública veterinaria.

- h) Los espectáculos públicos o privados con animales, de conformidad con la legislación vigente.
- i) El entrenamiento profesional, debidamente acreditado, de animales de asistencia para personas con discapacidad y el de animales utilizables para seguridad humana o para el combate de la delincuencia.
- j) Las de crianza o las de transporte, de conformidad con la legislación vigente.”

ARTÍCULO 4.- Se deroga el inciso 2) del artículo 392 de la Ley N.º 4573, Código Penal, de 4 de mayo de 1970.

Rige a partir de su publicación.

ASAMBLEA LEGISLATIVA.- Aprobado el primer día del mes de junio de dos mil diecisiete.

COMUNÍCASE AL PODER EJECUTIVO



Gonzalo Alberto Ramírez Zamora
PRESIDENTE



Carmen Quesada Santamaría
PRIMERA SECRETARIA



Michael Jake Arce Sancho
SEGUNDO SECRETARIO

dr.-

Dado en el Cantón Central de San José, Provincia de San José, a los once días del mes de junio del año dos mil diecisiete.
Ejecútese y publíquese.



Luis Guillermo Solís Rivera



Sergio Iván Alfaro Salas
MINISTRO DE LA PRESIDENCIA



Marco Feoli Villalobos
MINISTRO A.I. DE JUSTICIA Y PAZ



Luis Felipe Arauz Cavallini
MINISTRO DE AGRICULTURA Y GANADERÍA



María Esther Anchia Angulo
MINISTRA A.I. DE SALUD

PODER EJECUTIVO

DECRETOS

DECRETO N° 40398-MP

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
Y EL MINISTRO A.i. DE LA PRESIDENCIA

En uso de las facultades que les confieren los artículos 140, incisos 3), 8), 18) y 20) y 146 de la Constitución Política; 25.1, 27.1 y 28 párrafo 2), inciso b) de la Ley General de la Administración Pública, Ley N° 6227 de 2 de mayo de 1978, Ley que aprueba la Convención sobre los Derechos de las Personas con Discapacidad y su Protocolo, Ley N°8661 del 19 de agosto de 2008, Ley de Reconocimiento de Lenguaje de Señas Costarricense (LESCO) como lengua materna, Ley N°9049 del 25 de junio de 2012 y los artículos 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 de la Ley de Igualdad de Oportunidades para las Personas con Discapacidad, Ley N°7600 del 2 de mayo de 1996;

Considerando:

- I. Que la Constitución Política de la República reconoce en su artículo 33 la igualdad de todas las personas ante el ordenamiento jurídico, sin perjuicio de las disposiciones que se asuman para la equiparación de condiciones en poblaciones con mayores brechas y exclusión.
- II. Que mediante la ratificación de la Declaración Universal de Derechos Humanos y otros Pactos Internacionales de Derechos Humanos, Costa Rica ha reconocido la necesidad de garantizar que las personas con discapacidad ejerzan plenamente y sin discriminación alguna, los derechos y libertades enunciados en esos instrumentos.
- III. Que Costa Rica ratificó también la Convención Internacional sobre los Derechos de las Personas con Discapacidad, cuyo propósito es el de promover, proteger y asegurar el goce pleno y en condiciones de igualdad de los derechos fundamentales de las personas con discapacidad.
- IV. Que tanto la sordera parcial como total son consideradas por las entidades rectoras en materia de salud costarricenses, como una condición de discapacidad auditiva.
- V. Que según los datos reportados para el año 2011 por el Instituto de Estadística y Censo (INEC), en Costa Rica se cuenta con más de 70 mil personas con discapacidad auditiva.
- VI. Que mediante la Ley N°9049 se reconoció el lenguaje de señas costarricense (LESCO) como lengua materna de la comunidad sorda.
- VII. Que la Ley N°7600, en su artículo primero declara de interés público el desarrollo integral de la población con discapacidad, en iguales condiciones de calidad, oportunidad, derechos y deberes que el resto de los habitantes.
- VIII. Que esta misma Ley, en sus artículos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 evidencia la necesidad de que el Estado Costarricense desarrolle medidas efectivas para promover la calidad de vida de la población con discapacidad, asegurando su acceso a los servicios públicos, promoviendo los derechos de dicha población y propiciando la toma de conciencia en la sociedad a todos los niveles.
- IX. Que al ratificar y emitir la normativa anteriormente citada, Costa Rica se comprometió a adoptar medidas inmediatas, efectivas y pertinentes con el fin de promover la toma de conciencia de la sociedad sobre los derechos de las personas con discapacidad, así como a luchar contra los estereotipos y prejuicios existentes sobre esta población.
- X. Que dichas medidas incluyen la puesta en marcha de campañas efectivas de concienciación destinadas a fomentar actitudes receptivas respecto a los derechos de las personas con discapacidad, y el reconocimiento de las capacidades, los méritos y las habilidades de dicha población.
- XI. Que en Costa Rica se lleva a cabo anualmente el Festival Internacional del Sordo (FIS), con el propósito de fortalecer y reconocer los derechos de la comunidad sorda, fomentar el

respeto, el derecho a la vida pública y política, el derecho a la recreación y al deporte, luchar contra la discriminación y promover las nociones de una sociedad más equitativa y accesible.

- XII. Que este Festival resulta acorde con los objetivos de la Presidencia de la República, del Plan Nacional de Desarrollo Dr. Alberto Cañas Escalante y del Pacto por un país accesible e inclusivo, por lo que se debe de declarar de interés público.

Por tanto,

DECRETAN

**DECLARATORIA DE INTERÉS PÚBLICO DEL FESTIVAL
INTERNACIONAL DEL SORDO (FIS) 2017**

Artículo 1º.- Se declara de interés público el Festival Internacional del Sordo 2017, a realizarse del 23 de Setiembre al 01 de Octubre de 2017, en San José.

Artículo 2º.- Se faculta a la Administración Pública Central y a las otras instituciones y empresas del Estado para que, dentro de sus competencias y en estricto apego al ordenamiento jurídico, brinden la cooperación y las facilidades necesarias requeridas para la realización de la actividad descrita en el artículo anterior.

Artículo 3º.- Rige a partir de su publicación.

Dado en la Presidencia de la República, a los veintiséis días del mes de abril del dos mil diecisiete.

LUIS GUILLERMO SOLÍS RIVERA

LUIS PAULINO MORA LIZANO
Ministro a.i. de la Presidencia

1 vez.—O. C. N° 3400031585.—(IN2017145208).

Decreto Ejecutivo N° 40462-H

El Presidente de la República

y el Ministro de Hacienda a.i.

En ejercicio de las atribuciones establecidas en los artículos 140, incisos 8) y 18) y 146 de la Constitución Política, 25 inciso 1), 27 inciso 1), y 28 inciso 2 acápites b) de la Ley número 6227 de fecha 2 de mayo de 1978, denominada “*Ley General de Administración Pública*”, la Ley número 8114 de fecha 4 de julio de 2001, denominada “*Ley de Simplificación y Eficiencia Tributarias*”, y el Decreto Ejecutivo número 29643-H de fecha 10 de julio de 2001, denominado “*Reglamento a la Ley de Simplificación y Eficiencia Tributarias*”.

Considerando:

1. Que el artículo 9 de la Ley número 8114 de fecha 4 de julio de 2001, denominada “*Ley de Simplificación y Eficiencia Tributarias*”, publicada en el Alcance número 53 a la *Gaceta* número 131 del 9 de julio de 2001, establece un impuesto específico por unidad de consumo para todas las bebidas envasadas sin contenido alcohólico, excepto la leche y todos los productos contemplados en el registro que lleva el Ministerio de Salud y la Caja Costarricense de Seguro Social, de bebidas terapéuticas y de uso médico, utilizados en los establecimientos sanitarios y hospitalarios del país.
2. Que el mencionado artículo 9, además, crea un impuesto específico por gramo de jabón de tocador.
3. Que el artículo 11 de la Ley número 8114 citada, dispone que a partir de su vigencia, el Ministerio de Hacienda deberá actualizar trimestralmente el monto de estos impuestos, de conformidad con la variación del índice de precios al consumidor que determina el

Instituto Nacional de Estadística y Censos, y que el monto resultante de la actualización deberá comunicarse mediante Decreto Ejecutivo.

4. Que en el mencionado artículo 11, se establece que los períodos de aplicación de cada actualización iniciarán el primer día de los meses de enero, abril, julio y octubre y que dicha actualización no podrá en ningún caso, ser superior al tres por ciento (3%).
5. Que en el artículo 6 del Decreto Ejecutivo número 29643-H, denominado “*Reglamento a la Ley de Simplificación y Eficiencia Tributarias*”, publicado en La Gaceta número 138 de fecha 18 de julio de 2001, se establece el procedimiento para realizar el ajuste, para lo cual se considerará la variación en el índice de precios al consumidor, de los trimestres inmediatos anteriores a finales de cada uno de los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre de cada año.
6. Que mediante Decreto Ejecutivo número 40299-H del 07 de marzo de 2017, publicado en el Alcance número 72 a La Gaceta número 64 del 30 de marzo de 2017, se actualizaron los montos de los impuestos específicos, tanto para las mercancías de producción nacional como importadas, establecidos en el artículo 9 de la Ley número 8114 citada, a partir del 01 de abril de 2017.
7. Que los niveles del índice de precios al consumidor a los meses de febrero de 2017 y mayo de 2017, corresponden a 100,848 y 100,799 generándose una variación de **menos cero coma cero cinco por ciento (-0,05 %)**.
8. Que según la variación del índice de precios al consumidor, corresponde actualizar los montos de los impuestos específicos, tanto para las mercancías de producción nacional como importadas, establecidos en el artículo 9 de la Ley número 8114 citada, en **menos cero coma cero cinco por ciento (-0,05 %)**.

9. Que por existir en el presente caso, razones -de interés público y de urgencia- que obligan a la publicación del decreto antes del 1 de julio de dos mil diecisiete; no corresponde aplicar la disposición del artículo 174 del Código de Normas y Procedimientos Tributarios, que obliga a la Administración a dar audiencia por 10 días a las entidades representativas de intereses de carácter general o corporativo o de intereses difusos. Lo anterior, por cuanto podría verse afectada la publicación en el tiempo que corresponde legalmente, y por ende el cobro del impuesto, en virtud de que la redacción, revisión y aprobación del decreto inicia a partir de la determinación del índice de precios al consumidor del mes de mayo de 2017, que el Instituto Nacional de Estadística y Censos realiza en los primeros días de junio de 2017, razón por la cual con fundamento en el artículo citado, se prescinde de la publicación en el Diario Oficial de la convocatoria respectiva.
10. Que mediante resolución número DGT-R-12-2014 de las quince horas del 13 de marzo de 2014, publicada en el Diario Oficial *la Gaceta* número 129 el 7 de julio de 2014, la Dirección General de Tributación trasladó la función de actualización del impuesto específico sobre las bebidas envasadas sin contenido alcohólico, excepto la leche y sobre los jabones de tocador, de la Dirección General de Tributación a la Dirección General de Hacienda.

Por tanto,

Decretan:

ACTUALIZACIÓN DE LOS IMPUESTOS ESPECÍFICOS SOBRE LAS BEBIDAS
ENVASADAS SIN CONTENIDO ALCOHÓLICO, EXCEPTO LA LECHE Y SOBRE
LOS JABONES DE TOCADOR

Artículo 1°—Actualícense los montos de los impuestos específicos, tanto para las mercancías de producción nacional como importadas, establecidos en el artículo 9 de la Ley número 8114 de fecha 4 de julio de 2001, denominada “*Ley de Simplificación y Eficiencia Tributarias*”, publicada en el Alcance número 53 a *La Gaceta* número 131 del 9 de julio de 2001, mediante un ajuste de **menos cero como cero cinco por ciento (-0,05%)**, según se detalla a continuación:

Tipo de Producto	Impuesto en colones por unidad de consumo
Bebidas gaseosas y concentrados de gaseosas	18,45
Otras bebidas líquidas envasadas (incluso agua)	13,69
Agua (envases de 18 litros o más)	6,37
Impuesto por gramo de jabón de tocador	0,234

Artículo 2°—Deróguese el Decreto Ejecutivo número 40299-H del 07 de marzo de 2017, publicado en el Alcance número 72 a *La Gaceta* número 64 del 30 de marzo de 2017, a partir de la vigencia del presente decreto.

Artículo 3°—Vigencia. Rige a partir del primero de julio de dos mil diecisiete.

Dado en la Presidencia de la República, a los siete días del mes de junio de dos mil diecisiete.

LUIS GUILLERMO SOLÍS RIVERA

FERNANDO RODRÍGUEZ GARRO.

MINISTRO DE HACIENDA a.i.

1 vez.—Solicitud N° 14024.—O. C. N° 31621.—(IN2017146219).

DIRECTRIZ

N° 075-P

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Con fundamento en los artículos 26 inciso b), 99 y 100 de la Ley General de la Administración Pública; y,

CONSIDERANDO

I. Que la Declaración Universal de los Derechos Humanos desarrolla en sus artículos 1°, 2° y 7° el Derecho a la Igualdad y a la no Discriminación.

II. Que la Convención Americana sobre Derechos Humanos o Pacto de San José de Costa Rica reconoce en su artículo 11° el Derecho a la Honra y la Dignidad y en el numeral 24° el Derecho a la Igualdad.

III. Que la Constitución Política establece en su artículo 50 que es deber del Estado procurar por el mayor bienestar de todas las personas habitantes de la República.

IV. Que la Corte Interamericana de Derechos Humanos en el caso Atala Riffo y Niñas contra Chile, ha dicho que se: *“...deja establecido que la orientación sexual y la identidad de género de las personas son categorías protegidas por la Convención. Por ello está proscrita por la Convención cualquier norma, acto o práctica discriminatoria basada en la orientación sexual de la persona. En consecuencia, ninguna norma, decisión o práctica de derecho interno, sea por parte de autoridades estatales o por particulares, pueden disminuir o restringir, de modo alguno, los derechos de una persona a partir de su orientación sexual...”*.

V. Que, en el desarrollo constitucional de los Derechos Humanos, la Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia ha establecido en su sentencia 2010-1331 de las 16:31 horas del 10 de agosto de 2010 que: *“...Frente a los grupos que son objeto de marginación y prejuicios sociales no basta la aplicación del principio de la igualdad real y prohibición de toda discriminación que, normalmente, operan ex post a la perpetración del acto discriminatorio. Por lo anterior, es preciso que los poderes públicos actúen el principio de apoyo a tales grupos con políticas públicas y medidas normativas efectivas. El principio de apoyo a los grupos discriminados previene y se anticipa a las discriminaciones, de modo que tiene un efecto ex ante, respecto de éstas. El principio de apoyo se logra cumplir cuando se dicta legislación y reglamentación que reconoce derechos de los grupos*

discriminados, aunque estos sean de configuración infra constitucional (...) Los poderes públicos tienen, por aplicación del principio y el derecho a la igualdad real y efectiva de las personas, independientemente del grupo al que pertenezcan, la obligación de abstenerse de implementar políticas o prácticas que producen una discriminación estructural o, incluso, de utilizar las instituciones que ofrece el ordenamiento jurídico con fines diferentes a los que se han propuesto... ”.

VI. Que la Comunidad Internacional celebra el día 17 de mayo de cada año el Día Internacional en Contra de la Homofobia, Lesbofobia y la Transfobia.

VII. Que Costa Rica, mediante Decreto Ejecutivo N° 34399-S del 12 de febrero de 2008, siguiendo la línea a favor de los Derechos Humanos esgrimida por la Comunidad Internacional, declaró el 17 de mayo de cada año como Día Nacional en Contra de la Homofobia, Lesbofobia y la Transfobia, estableciendo en su artículo 2° que: *“Las instituciones públicas deberán difundir ampliamente los objetivos de esta conmemoración, así como facilitar, promover y apoyar las acciones orientadas a la erradicación de la homofobia, la lesbofobia y la transfobia.”.*

VIII. Que la evolución en materia de Derechos Humanos ha llevado a las naciones y organizaciones internacionales a un proceso de deconstrucción de paradigmas que promueven la discriminación y desigualdad hacia la población LGBTI, ya que de esta manera se promueven acciones que se encuentran contrarias a la protección de la dignidad humana, eje transversal en todo proceso evolutivo en materia de la promoción de los Derechos Humanos.

IX. Que el Gobierno de la República reconoce que dentro de Costa Rica y sus instituciones públicas aún existe discriminación hacia la población LGBTI, donde se mantienen prácticas contrarias a sus Derechos Humanos tanto de quienes laboran en el Estado, como de las personas usuarias de los servicios de las instituciones públicas.

X. Que consientes de la realidad expuesta, en la cual se encuentra el país y el Sector Público, se considera prioritario la atención a las prácticas discriminatorias en contra de la población LGBTI, por lo que en el marco del Día Nacional en Contra de la Homofobia, Lesbofobia y Transfobia y en concordancia con el desarrollo nacional e internacional en materia de los Derechos Humanos, se considera de máximo interés nacional y público dictar el presente Decreto Ejecutivo.

XI. Que mediante Decreto N° 38999-MP-RE-JP-SP-MG-H-MAG-MEIC-MINAE-MOPT-MEP-S-MTSSCOMEX-MIDEPLAN-MICITT-MIVAH-MC-TUR-MDHIS-MCM-MIDEPOR denominado *“Declara a la Presidencia de la República y a los Ministerios de Gobierno como instituciones que respetan y promueven los Derechos Humanos, libres de discriminación hacia la población sexualmente diversa”* del 12 de mayo de 2015 se establecen entre otras cosas, procesos de capacitación para personas servidoras del Poder Ejecutivo sobre los Derechos Humanos, velar para que en el desarrollo normativo y

administrativo no se generen disposiciones o acciones discriminatorias contra la población LGBTI, la creación de una Comisión Institucional para la Igualdad y la no Discriminación hacia la Población LGBTI. Asimismo, se instruyó la reforma a las normativas internas de cada órgano del Poder Ejecutivo para incluir, entre otras disposiciones, el establecimiento de un régimen sancionatorio frente a acciones discriminatorias razones de orientación sexual e identidad de género.

XII. Que ante lo anterior, se hace necesario incluir un protocolo de denuncias así como un procedimiento administrativo para tramitarlas ante acciones discriminatorias por razones de orientación sexual o identidad de género, que sea de acatamiento obligatorio por parte de los órganos del Poder Ejecutivo.

X.- Que consientes de la realidad expuesta, en la cual se encuentra el país y el Sector Público, se considera prioritario la atención a las prácticas discriminatorias en contra de la población sexualmente diversa, por lo que en el marco del Día Nacional en Contra de la Homofobia, Lesbofobia y Transfobia y en concordancia con el desarrollo nacional e internacional en materia de los Derechos Humanos, se considera de máximo interés nacional y público dictar la presente Directriz, dirigida al sector público descentralizado.

Por tanto, emite la siguiente,

DIRECTRIZ

DIRIGIDA AL SECTOR PÚBLICO DESCENTRALIZADO

“REFORMA A LA POLÍTICA PARA ERRADICAR DE LAS INSTITUCIONES PÚBLICAS LA DISCRIMINACIÓN HACIA LA POBLACIÓN LGBTI”

Artículo 1º.- Se instruye a los entes descentralizados para que implementen las reformas contempladas en el Decreto N° 40422, a lo interno de sus propias disposiciones reglamentarias.

Artículo 2º.- Rige a partir de su publicación.

Dado en la Presidencia de la República, San José.- A los veinticinco días del mes de mayo de dos mil diecisiete.

LUIS GUILLERMO SOLÍS RIVERA

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RIE-053-2017 a las 15:11 horas del 20 de junio de 2017

APLICACIÓN DE OFICIO DE LA METODOLOGÍA “MODELO PARA LA DETERMINACIÓN DE TARIFAS DE REFERENCIA PARA PLANTAS DE GENERACIÓN PRIVADA EÓLICAS NUEVAS”

ET-020-2017

RESULTANDO:

- I. Que el 30 de noviembre de 2011, mediante la Resolución RJD-163-2011, la Junta Directiva de la Aresep aprobó el “Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas”, el cual fue publicado en La Gaceta N° 245 del 21 de diciembre de 2011, y modificada mediante resolución RJD-027-2014 publicada en el Alcance No. 10 de La Gaceta No. 65 del 02 de abril de 2014.
- II. Que el 13 de marzo de 2015, mediante la resolución RIE-027-2015, el Intendente de Energía fijó la banda tarifaria vigente para todos los generadores privados eólicos nuevos, la cual fue publicada en La Gaceta No. 55 del 19 de marzo del 2015.
- III. Que el 8 de febrero de 2016, mediante resolución RJD-017-2016 publicada en el Alcance No. 17 a La Gaceta No. 31 del 15 de febrero de 2016, la Junta Directiva aprobó la “Modificación de las Metodologías de Fijación de Tarifas para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables”.
- IV. Que el 12 de mayo de 2016 mediante acuerdo 06-27-2016 de la Junta Directiva, se dispuso: “Suspender la aplicación de la “Modificación de las Metodologías de Fijación de Tarifas para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables (...) hasta tanto se lleve a cabo un estudio integral de la citada metodología.”, dicho acuerdo fue comunicado a esta Intendencia el 24 de mayo de 2016, mediante oficio 399-SJD-2016.
- V. Que el 23 de agosto de 2016, mediante el oficio 700-RG-2016, el Regulador General nombró al señor Mario Mora Quirós, Director de Energía con recargo de funciones de la Intendencia de Energía, a partir

del 24 de agosto del 2016 hasta el 30 de noviembre de 2016, y el 15 de noviembre de 2016, mediante el oficio 1035-RG-2016, prorrogó dicho nombramiento del 1 de diciembre del 2016 hasta que se nombre al nuevo Intendente.

- VI.** Que el 21 de diciembre de 2016, mediante oficio 1825-IE-2015 [sic] /146231, la IE solicitó al Departamento de Gestión Documental la apertura del expediente, y (en el mismo oficio), a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) la respectiva nota explicativa y convocatoria a audiencia pública para la aplicación de oficio del “Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas”.
- VII.** Que el 16 de enero de 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en la Gaceta No. 11, y dos días después en los diarios de circulación nacional La Extra y La Teja, siendo el 13 de febrero de 2017 la fecha programada para llevar a cabo dicha audiencia.
- VIII.** Que el 7 de febrero de 2017, en cumplimiento al acuerdo 07-27-2016 de la sesión 07-2016 celebrada el 12 de mayo de 2016, la Junta Directiva de la Aresep conoció el “Informe de Cumplimiento al Acuerdo de Junta Directiva 07-27-2016 del 12 de mayo de 2016: Modificación a Metodología de Generación Privada con Recursos Renovables (Plantas Existentes)” elaborado por la Fuerza de Trabajo.
- IX.** Que el 7 de febrero de 2017, mediante la resolución RJD-045-2017, la Junta Directiva resolvió, entre otras cosas, levantar la suspensión de la aplicación de la resolución RJD-017-2016 (que se dio el 12 de mayo de 2016, por medio del acuerdo 06-27-2016 de la sesión ordinaria 27-2016 celebrada el 12 de mayo de 2016).
- X.** Que el 13 de febrero de 2017, se llevó a cabo la audiencia pública para la aplicación anual de la metodología “*Modelo para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Eólicas Nuevas*”.
- XI.** Que el 16 de febrero de 2017, mediante oficio 132-SJD-2017/4950, se comunicó a la IE el acuerdo 05-06-2017 de Junta Directiva del acta de la sesión ordinaria 06-2017, en donde se resolvió, entre otras cosas, levantar la suspensión de la aplicación de la resolución RJD-017-2016 (que se dio el 12 de mayo de 2016, por medio del acuerdo 06-27-2016 de la sesión ordinaria 27-2016 celebrada el 12 de mayo de 2016).
- XII.** Que el 21 de febrero de 2017, mediante resolución RIE-007-2017, la IE resolvió entre otras cosas: “I. Ordenar el archivo de la presente gestión

tarifaria tramitada bajo el expediente ET-086-2016, por carecer de interés actual. II. Instruir al Proceso de Tarifas Eléctricas de la Intendencia de Energía, realizar un nuevo estudio de técnico tarifario aplicando la metodología vigente (...).”

- XIII.** Que el 31 de marzo de 2017, mediante oficio 381-IE-2017, la IE solicitó al Departamento de Gestión Documental la apertura del expediente, y (en el mismo oficio), a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) la respectiva nota explicativa y convocatoria a audiencia pública para la aplicación de oficio del “Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas”.
- XIV.** Que el 19 de abril de 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en el Alcance No. 82 a la Gaceta No. 73, y 5 días después en los diarios de circulación nacional La Extra y La Teja, siendo el 31 de mayo de 2017 la fecha programada para llevar a cabo dicha audiencia.
- XV.** Que el 31 de mayo de 2017, se llevó a cabo la audiencia pública para la aplicación anual de la metodología, “Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas”, durante la cual se presentaron 3 posiciones, de conformidad con el informe de posiciones 1756-DGAU-2017/15972.
- XVI.** **Que** el 20 de junio de 2017, mediante el informe técnico 0831-IE-2017, la IE, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, entre otros asuntos, fijar las tarifas para las plantas de generación privada eólicas nuevas.

CONSIDERANDO:

- I.** Que del oficio 0831-IE-2017, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Aplicación de la metodología

En este apartado se presenta el detalle de la aplicación del “Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas” según la resolución RJD-163-2011, sus modificaciones

aprobadas RJD-027-2014 y RJD-017-2016 y la información más reciente obtenida de las fuentes establecidas en dicha metodología.

Según esta metodología tarifaria, la respectiva tarifa se calculó a partir de la siguiente ecuación:

$$p = \frac{(CE + CFC + fa)}{E}$$

A continuación, se detalla la forma en que se calculó cada una de las variables del modelo.

2. Expectativas de venta (E)

Para estimar la cantidad de energía a utilizar para determinar las tarifas aplicables se considera la siguiente ecuación:

$$E = C * 8760 * fp$$

Donde:

<i>E</i>	= Expectativa de ventas anuales (cantidad de energía)
8760	= Cantidad de horas de un año (24 horas * 365 días)
<i>fp</i>	= Factor de planta aplicable según fuente
<i>C</i>	= 1 (capacidad unitaria, simplificación de cálculo del modelo)

a. Factor de planta (fp)

El valor del factor de planta (carga) utilizado en este modelo se obtiene de la información de las plantas nacionales que generan con fuente eólica para las cuales la Autoridad Reguladora tiene información disponible. Se utilizó la información de los últimos cinco años disponibles y los datos de aquellas plantas que generaron energía durante 10 o más meses del respectivo año. Para cada año, se consideró el promedio ponderado por capacidad instalada de cada planta, y para el total de los cinco años, se consideró el promedio ponderado por capacidad instalada de cada año.

Por lo tanto, para obtener el factor de planta a utilizar en la aplicación, se siguen los siguientes pasos:

- i. Para los años 2012 y 2013 se utilizó los valores establecidos en el informe técnico 472-IE-2015 que aparecen en el Anexo No. 1. Se incluyó los valores de factor de carga de la Convocatoria I-2012 para el año 2012, según la resolución RJD-017-2016.

- ii. Para el año 2014, se utilizó los datos correspondientes con las siguientes plantas: Aeroenergía, Movasa, Tejona, PESA (Tilarán), Eólico Guanacaste, Valle Central y Los Santos. También se incluyen los valores de factor de carga de la Convocatoria II-2014 para el año 2014, según la resolución RJD-017-2016. Para estas plantas, se calculó el factor de planta utilizando los datos de capacidad instalada según documento “Potencia Jun 2015” del Cence y la energía anual según base de datos de Aresep.*
- iii. Para el año 2015, se utilizó los datos correspondientes con las siguientes plantas: Aeroenergía, Movasa, Tejona, PESA (Tilarán), Eólico Guanacaste, Valle Central, Tilawind, Chiripa y Los Santos. Para estas plantas, se calcula el factor de planta utilizando los datos de capacidad instalada según documento “kW feb2016” del Cence y la energía anual según base de datos de Aresep.*
- iii. Para el año 2016, se utilizó los datos correspondientes con las siguientes plantas: Aeroenergía, Vientos del Este, Movasa, Tejona, PESA (Tilarán), Eólico Guanacaste, Valle Central, Tilawind, Orosí, Chiripa y Los Santos. Para estas plantas, se calculó el factor de planta utilizando los datos de capacidad instalada según documento “kW feb2016” del Cence y la energía anual según base de datos de Aresep.*
- iv. Una vez que se obtiene el factor de planta de la muestra de plantas eólicas nacionales de cada año, se calcula para cada año el promedio ponderado utilizando la capacidad instalada de cada planta como ponderador.*
- v. Por último, se calcula para el total de los cinco años, el promedio ponderado utilizando la capacidad instalada total de cada año como ponderador.*

El factor de planta resultante del procedimiento descrito anteriormente para una planta eólica es de 45,86% (ver anexo No. 1).

3. Costos de explotación (CE)

Entre los costos de explotación se consideran los costos que son necesarios para mantener y operar una planta en condiciones normales, sin incluir gastos de depreciación, gastos financieros e impuestos asociados a las utilidades o a las ganancias. Se contemplan tanto los costos variables de operación como los fijos.

La metodología y su modificación indican que el cálculo se obtendrá mediante la determinación de una muestra de los costos de explotación de plantas similares a las que se pretende tarifar. Dentro de las fuentes de información permitidas se encuentran: documentos de trabajo, informes técnicos, estudios tarifarios y

planes de expansión de generación, entre otras; siempre que se trate de fuentes confiables.

Para la presente aplicación, las fuentes de información son:

- i. WEC: *World Energy Perspective. Cost of Energy Technologies.*
- ii. IRENA: *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series Wind Power.*
- iii. ICFI-IRENA: *The cost and performance of distributed Wind Turbines, 2010-2035.*
- iv. NREL: *The Cost of Wind Energy 2013.*
- v. EWEA: *The Economics of Wind Energy.*
- vi. USE: *2014 Wind Technologies market report.*
- vii. USE: *2015 Wind Technologies market report.*
- viii. Blanco, M. I. (2009) *The economics of wind energy.* Elsevier.

Para cada una de ellas, el costo de explotación se calculó y actualizó de la siguiente manera:

- i. Del informe técnico “*World Energy Perspective: Cost of Energy Technologies*” (tabla No. 2, página 15), se obtiene que el costo de operación y mantenimiento para plantas con factores de planta entre 20% y 46% que oscilan entre US\$24 000 por MW y US\$24 400 por MW, por lo que se tomó el promedio de ellos, a saber, US\$24 200 por MW, o lo que es lo mismo que US\$24,2 por kW. Considerando que el informe técnico fue publicado en octubre 2013, este valor se indexa a enero del 2017 con el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos a la industria manufacturera (PCUOMFG) obtenido del Bureau of labor Statistics, que da como resultado US\$ 23,20 por kW.
- ii. Del informe técnico de “*Renewable Energy Techonologies: Cost Analysis Series. Wind Power*” (tabla No. 4.3, página No 28), se obtiene un costo de explotación promedio de US\$116,25 por kW para el 2011 de diferentes países. Asumiendo el factor de planta de la sección anterior, el valor obtenido se indexa a enero de 2017 con el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos a la industria manufacturera (PCUOMFG) obtenido del Bureau of Labor Statistics, que da como resultado US\$103,14 por kW.
- iii. Del informe técnico “*The Cost and Performance of Distributed Wind Turbines, 2010-2035*” (tabla No 7, página No. 16), se obtiene un desglose de los costos de operación de una planta eólica representativa, que arroja un valor de US\$73,30 por kW para el 2010 (tomando en cuenta el factor de planta de la sección anterior). Este valor se indexa a enero de 2017 con el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos a la industria manufacturera (PCUOMFG) obtenido del Bureau of Labor Statistics, que da como resultado US\$78,24 por kW.

- iv. *Del informe técnico “The Cost of Wind Energy 2013” (figura No. 10, página No. 47), se obtienen costos de explotación de entre US\$4 por MWh y US\$30 por MWh. Considerando el factor de planta de la sección anterior, se calcula un valor US\$67,48 por kW. Además, en la tabla 18 se obtiene un valor de US\$50 por kW. Estos valores se actualizan a enero de 2017 con el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos a la industria manufacturera (PCUOMFG) obtenido del Bureau of Labor Statistics, que da como resultado US\$63,80 por kW y US\$47,27 por kW respectivamente, los cuales se promedian para un valor final de US\$56,65 por kW.*
- v. *Del informe técnico “The Economics of Wind Energy” (página No. 9), se obtienen que los costos de explotación se encuentran entre 1,2 y 1,5 centavos de euros por kWh, de los cuales se obtiene un promedio de 1,35 centavos de euros kWh. Este dato se convierte a dólares utilizando el tipo de cambio anual que, según información de la Reserva Federal, fue de 1,3935 dólares por euro, lo que resulta en US\$ 1,88 por MWh del 2009. Considerando el factor de planta de la sección anterior, este valor se actualiza a enero de 2017 con el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos a la industria manufacturera (PCUOMFG) obtenido del Bureau of Labor Statistics, que da como resultado un valor de US\$ 83,98 por kW.*
- vi. *Del informe técnico “Wind Technologies Market Report 2014¹”, se obtienen los siguientes costos de explotación: US\$ 9 por MWh (2010), US\$ 29,0 por kW (2014), US\$ 25,1 por MWh (2014) y US\$ 21,4 por MWh (2014). Considerando el factor de planta de la sección anterior, los anteriores valores en US\$ por MWh se recalculan como US\$ 35,97 por kW, US\$ 100,32 por kW y US\$ 85,53 por kW. Estos cuatro datos (en US\$ por kW) se indexan a enero de 2017 con el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos a la industria manufacturera (PCUOMFG) obtenido del Bureau of Labor Statistics, y luego se promedian para dar como resultado US\$ 60,82 por kW.*
- vii. *Del informe técnico “Wind Technologies Market Report 2015” (página No. 58 y primer párrafo de la página No 54), se obtienen los siguientes costos de explotación: US\$ 9 por MWh (2010), US\$ 24,0 por kW (2015) y US\$ 25,5 por MWh (2015). Considerando el factor de planta de la sección anterior, los anteriores valores en US\$ por MWh se recalculan como US\$ 35,73 por kW y US\$ 101,23 por kW. Estos tres datos (en US\$ por kW) se indexan a enero de 2017 con el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos a la industria manufacturera (PCUOMFG) obtenido del Bureau of Labor Statistics, y luego se promedian para dar como resultado US\$ 52,79 por kW.*

¹ Nota al pie de la página 51, de la página 52 y del párrafo primero de la página 54

viii. *Del artículo “The Economics of wind Power” del 2009 (página No. 1376), los costos de explotación se encuentran entre 1 y 1,5 centavos de €/kWh durante la vida útil de las turbinas, en euros del 2008. Para este informe, se utilizó el monto promedio que es de 1,25 centavos de €/kWh. Se calcula cuántos dólares del 2008 equivale a 1,25 centavos de €/kWh, para lo cual se utilizó el tipo de cambio de dólares por euro del año 2008, el cual según información de la Reserva Federal fue de 1,4726 dólares por euro. Lo que resulta en 1,84 centavos de US\$ por kWh. El costo de explotación por kW en el año 2008 es de \$73,1 por kW. Este valor se actualiza a enero de 2017 con el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos a la industria manufacturera (PCUOMFG) obtenido del Bureau of Labor Statistics, que da como resultado US\$ 78,1 por kW.*

Al promediar todos los anteriores costos de explotación asociados a plantas eólicas, se obtiene un valor de US\$ 67,12 por kW (ver Anexo 2).

4. Costo fijo por capital (CFC)

Mediante el costo fijo por capital (CFC), se pretende garantizar tanto a los inversionistas retornos comparables con los que podrían obtener en otras inversiones con el riesgo similar a efectos de hacer atractiva la alternativa de participar en el desarrollo de la planta. El CFC depende del monto y las condiciones de inversión, entre las cuales están la relación deuda y aporte de capital, las condiciones de financiamiento, la edad de la planta y su vida útil, entre otros.

El factor FC (explicado abajo) se calculó mediante la ecuación que permite determinar la cuantía de la cuota uniforme, aplicable durante toda la vida económica, que requiere el dueño de la planta para recuperar su inversión y obtener una rentabilidad razonable, la cual se encuentra en la metodología RJD-163-2011 en el apartado viii.

A. Factor de Inversiones (FC)

i. Apalancamiento (ψ)

El apalancamiento se utilizó para estimar la relación entre deuda y capital propio. El cálculo se hará mediante la determinación de una muestra de apalancamiento de plantas eléctricas en la medida de lo posible similares a las plantas que se pretende tarifar.

Para esa muestra, se calculó el promedio ponderado por capacidad instalada de cada planta. Así las cosas, se cuenta con información de 28 proyectos hidroeléctricos provenientes de la 1era y 2da convocatorias del ICE.

El valor promedio ponderado del apalancamiento financiero de los proyectos de generación eólica es del 70,15% (ver Anexo 3).

ii. Rentabilidad sobre aportes al capital (ρ)

El nivel de rentabilidad estará determinado por la aplicación del Modelo de valoración de Activos de Capital (CAPM), de acuerdo con las fuentes de información indicadas en la resolución RJD-027-2014.

Según lo indica la resolución RJD-027-2014, la fuente de información elegida para las variables descritas anteriormente, será utilizada de manera consistente, en cuanto a extensión de la serie histórica (5 años), la frecuencia de las observaciones (una observación por año, correspondiente al promedio publicado) y el cálculo del promedio (promedio aritmético de las 5 observaciones correspondientes a los 5 años más recientes para los que se disponga de información).

- *La Tasa libre de riesgo (KL): Es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utiliza la tasa con el mismo período de maduración al que se calculó la prima por riesgo, la cual está disponible en la página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos, en la dirección de internet: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.*

Por lo tanto, el promedio de la tasa libre de riesgo de los últimos 5 años (de 2012 a 2016) es de 2,13% (ver anexo No. 4).

- *Prima por riesgo (PR): se emplea la variable denominada “Implied Premium (FCFE)” de la siguiente dirección: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/implpr.html*

La información para los últimos 5 años disponibles a la fecha de la fijación comprende el periodo 2012 al 2016, siendo el promedio de 5,67% (ver anexo No. 5).

- *Riesgo país (RP): Se considera el valor publicado para Costa Rica de los datos denominados Risk Premiums for the other markets y donde el riesgo país se denomina Country Risk Premium, de la siguiente dirección: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/ctrypre.html.*

El valor del riesgo país utilizado es de 3,42%, que corresponde al promedio de los últimos 5 años del riesgo específico para Costa Rica (ver anexo No. 6).

- *Beta desapalancada (β_d): El valor de la beta desapalancada se obtiene de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html. No es posible utilizar un promedio de los últimos 60 meses debido a que la fuente de información no tiene datos mensuales, ya que sólo calcula un beta dado. Por esta razón, el beta desapalancado se obtiene como el dato publicado en la página de referencia del beta desapalancado del servicio de electricidad de la industria "Utility General" en los Estados Unidos de América disponible. Este valor debe ser apalancado según la metodología RJD-027-2014 (β_a).*

El beta desapalancado obtenido es de 0,2496 y el apalancado es de 0,6602 (ver anexo No. 7 y No. 8).

- *Relación entre deuda y capital propio (D/K_p): Se estima con la fórmula $D/K_p = Y/(1-Y)$, donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará lo indicado en la sección 5.1.b.4 de la resolución RJD-027-2014.*

En este caso se utiliza el apalancamiento calculado en el punto i. anterior, que da como resultado 70,15% (ver anexo No. 3).

- *Tasa de impuesto sobre la renta (t): se define con base en la legislación vigente. La tasa de impuesto sobre la renta vigente es de 30% según la Ley del Impuesto sobre la Renta, Ley No. 7092.*

Aplicando la fórmula descrita en la resolución RJD-163-2011, la cual es,

$$p = KL + \beta a * PR + Rp$$

De acuerdo con lo anterior, el nivel de rentabilidad obtenido es de 9,29% (ver anexo No. 9).

iii. Tasa de interés

Se utilizó el promedio mensual de los valores de los últimos sesenta meses de la tasa publicada por el Banco Central de Costa Rica para préstamos al sector industrial en dólares, de los bancos privados.

El promedio aritmético de los últimos sesenta meses, es decir, de febrero 2012 a enero 2017, la tasa de interés mencionada anteriormente obtenida es de 9,00% (ver Anexo No. 10).

iv. Vida económica del proyecto (v)

Según lo establecido en la resolución RJD-163-2011, para los efectos de este modelo, la vida económica del proyecto es de 20 años, lapso igual al del contrato considerado en el modelo para definir la tarifa. Se supone que la vida económica es la mitad de la vida útil del proyecto, siendo esta de 20 años.

v. Plazo de la deuda (d) y plazo del contrato

Según lo establecido en la resolución RJD-163-2011, el plazo de la deuda es de 20 años. Se le ha asignado esa duración, para que sea igual al plazo máximo del contrato de compra-venta de energía, que es el máximo permitido por la ley.

vi. Edad de la planta

Dado que se trata de plantas nuevas, la edad de la planta se le asigna un valor de cero (0).

Por lo tanto, aplicando la fórmula del Factor de Inversiones (FC), se obtiene un valor de 0,1176 (ver Anexo no. 11).

B. Monto de la Inversión (M)

i. Monto de la inversión unitaria (M)

El costo de inversión representa los costos totales necesarios para construir una planta de generación en condiciones normales para nuestro país.

En esta aplicación de la metodología se utilizó la primera opción de cálculo incluida en la resolución RJD-163-2011, ya que existen datos para ello, lo cual indica la conformación de una muestra de al menos 20 plantas eólicas con capacidades iguales o menores a 20 MW, que provengan de fuentes confiables.

El monto de inversión se calcula de la siguiente manera:

- i. De la información disponible en la Autoridad Reguladora sobre las plantas eólicas en la fijación actual se incluyen los proyectos eólicos participantes de las convocatorias del ICE No. 01-2012 y 02-2014. Luego, se obtiene el costo de inversión de Los Santos y de Valle Central. Del Servicio de Evaluación Ambiental de Chile se obtienen costos de inversión para 9 plantas eólicas con capacidades igual o menor a 20 MW, con la información de Mecanismos de Desarrollo Limpio de las Naciones Unidas se actualiza la información de tres proyectos de la muestra (Canela, Cabo Negro y Chome) y de la Corporación Interamericana de Inversiones se obtiene el costo de inversión de un proyecto eólico en Argentina de menos de 20 MW.*

Con la información anterior se tiene una muestra de 40 plantas eólicas de capacidades iguales o menores a 20 MW.

- ii. Para cada una de las plantas eólicas de la muestra se tiene el año en el cual se estimó el costo de inversión, razón por la cual cada uno de los valores se indexan al mes de noviembre de 2016 con el Índice de Precios de la Industria de Turbinas y Equipo de Transmisión (PCU33361-33361).*
- iii. Posteriormente, para esta muestra de datos de costos de inversión unitarios indexados a enero de 2017, se calcula el promedio ponderado por capacidad instalada para obtener el valor del costo de inversión promedio de la muestra, el cual es de US\$ 2 067,72 por kW.*
- iv. Finalmente, se calcula la desviación estándar de los costos de inversión de la muestra y se obtiene un valor de US\$ 501,72 por kW. Con la información anterior, se calcula el límite superior e inferior del rango de tarifas, según se detalla más adelante.*

Por lo tanto, se obtiene un valor promedio ponderado de US\$ 2 157,96 (ver Anexo No. 12).

*Por último, una vez calculados el factor de inversiones (FC) y el monto de la inversión (M), se procede a calcular el Costo Fijo del Capital (CFC), el cual es US\$ 2 157,96 por kW * 11,76%, cuyo resultado es US\$ 243,12 por kW.*

5. Definición de la banda

Según la metodología vigente (RJD-163-2011) y sus modificaciones, para establecer la banda tarifaria se realizan los siguientes pasos:

- i. Se calculó la desviación estándar correspondiente a todos los datos utilizados para estimar el costo de inversión promedio, lo que da como resultado US\$ 583,72 por kW.*
- ii. El límite superior se establece como el costo de inversión promedio actualizado más la desviación estándar: US\$ US\$ 2 741,68 por kW.*
- iii. El límite inferior se establece como el costo de inversión promedio actualizado menos 3 desviaciones estándar: US\$ US\$ 406,79 por kW.*

6. Cálculo de la tarifa

Una vez calculadas todas las variables, se introducen a la fórmula de cálculo de la tarifa y el resultado es el siguiente:

*Cuadro No. 1
Cálculo de la banda tarifaria*

Variables	Mínimo	Promedio	Máximo
Costos de explotación (\$/kW)	67,12	67,12	67,12
Inversión (\$/kW)	406,79	2157,96	2741,68
Factor de Inversiones	11,76%	11,76%	11,76%
Factor de Planta	45,86%	45,86%	45,86%
Horas Año (horas)	8.760,0	8.760,0	8.760,0
Rentabilidad	9,29%	9,29%	9,29%
Costo Fijo del Capital (\$/kW)	47,83	253,73	322,37
Expectativas de Energía (horas)	4.017,3	4.017,3	4.017,3
Precio \$/kWh	0,0286	0,0799	0,0970

Fuente: Intendencia de Energía

7. Estructura tarifaria:

La estructura tarifaria de referencia para una planta de generación de electricidad eólica según los parámetros adimensionales aprobados en la resolución RJD-163-2011, es:

*Cuadro No. 2
Estructura tarifaria para plantas eólicas
(US\$ / kWh)*

Estación	Horario	Tarifa
	Mínimo	0,0379
Alta	Promedio	0,1059
	Máximo	0,1286
	Mínimo	0,0152
Baja	Promedio	0,0424
	Máximo	0,0515

Fuente: Intendencia de Energía

8. Moneda en que se expresará la tarifa

Según lo establece la resolución RJD-163-2011, las tarifas resultantes de la metodología detallada serán expresadas y facturadas en dólares de los Estados Unidos de América (US\$ o \$).

Las condiciones en que se realicen los pagos se definirán de conformidad con lo que las partes establezcan vía contractual, y con base en la normativa aplicable.

9. Obligación de presentar información

Como se establece mediante la RJD-163-2011, los generadores privados eólicos nuevos a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria, están en la obligación de presentar anualmente a la ARESEP la información financiera auditada (incluyendo gastos operativos y de mantenimiento, administrativos y gastos de inversión individual) así como su debida justificación. Para estos efectos se deberá presentar, al menos anualmente, los estados financieros auditados de la empresa [...]

[...]

IV. CONCLUSIONES

1. Aplicando la metodología tarifaria aprobada para los generadores privados eólicos, se obtiene que el factor de planta es de 45,86%; el costo de explotación es de US\$ 67,12 por kW; el valor promedio del apalancamiento financiero es de 70,15%; la rentabilidad es del 9,29% y el costo de inversión promedio ponderado es de US\$ 2.157,96 por kW.
2. Con la actualización de las variables que integran la metodología tarifaria para plantas de generación privada nuevas eólicas, da como resultado una banda inferior (límite inferior) de US \$ 0,0286 por kWh, una tarifa promedio en US\$ 0,0799 por kWh y una banda superior (límite superior) de US\$ 0,0970 por kWh.
3. La estructura tarifaria para la generación eólica es:

Cuadro No. 3
Estructura tarifaria para plantas eólicas
(dólares / kWh)

Estación	Horario	Tarifa
	Mínimo	0,0379
Alta	Promedio	0,1059
	Máximo	0,1286
	Mínimo	0,0152
Baja	Promedio	0,0424
	Máximo	0,0515

Fuente: Intendencia de Energía

- II. Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio 0831-IE-2017 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

1. **Inversiones Eólicas Guanacaste S.A.**, cédula de persona jurídica 3-101-512403, representada por el señor Allan Broide Wohlstein, cédula de identidad número 1-1110-0069, en su condición de apoderado generalísimo sin límite de suma. (folios 56 al 79):

- a) Aclaración sobre la aplicabilidad de la metodología. Solicita el petente que la Aresep aclare si, la metodología a aplicar para las plantas nuevas que se busca regular en el expediente ET-020-2017, es aplicable a la planta eólica Altamira, desarrollado por Inversiones Eólicas Guanacaste S.A. (IEGSA). El petente indica que “somos del entendimiento que los proyectos adjudicados por el ICE bajo una metodología específica vigente en ese momento, adquieren el derecho a que su tarifa se mantenga calculada bajo los parámetros establecidos en dicha metodología, de lo contrario el plan de negocios que indujo a los inversionistas a entrar en el negocio respectivo se vería injustamente desbalanceado (...)”.
- b) Costos de Explotación. WEC: World Energy Perspective. Cost of Energy Technologies. El petente solicita que se utilice todos los datos de la Tabla 2, así como, los datos que aparecen mencionados en el párrafo indicado por el petente, que forman parte del documento del WEC citado. Luego, que, con dichos datos se calcule el promedio de costos O&M para cada país, el factor de planta promedio por país, el costo por MWh generado y el costo por MWh por año en Costa Rica (dado el factor de planta promedio observado en el país). Así las cosas, el petente indica que se debe de promediar todas las observaciones de la muestra y se actualiza a enero de 2017. Por último, el petente adjunta una tabla de datos cuyo resultado muestra que el Costo de Explotación final debe ser US\$ 35,9 por kW al año.
- c) Costos de Explotación. NREL: The Cost Of Wind Energy 2013. El petente solicita que se utilice los datos de O&M presentes en la tabla 18, y luego, calcular los MWh generados según el factor de planta observado en dicha tabla. Luego, con la generación según el factor de planta de Costa Rica, calcular el O&M en dólares por MW por año. Este dato se lleva como parte de la tabla de la propuesta de Aresep, cuyo valor final debe ser US\$ 64 por kW.
- d) Costos de Explotación. US Department of Energy 2014: Wind Technologies Report, y, US Department of Energy 2015: Wind

Technologies Report. El petente solicita que se elimine los dos datos correspondientes con la fuente de Bloomberg, los cuales son utilizados como parte del cálculo del Costo de Explotación propuesto por Aresep, ya que es probable que dichos datos no representen correctamente la realidad de las plantas que aquí se pretenden tarifar. Además de que no se cuenta con el estudio que respalda dicho dato. Así las cosas, el petente indica que los costos de explotación deben ser US\$ 71,91 por kW y US\$ 67,79 por kW para los años 2014 y 2015, respectivamente. Por último, según todos los cambios solicitados, el petente indica que el valor final de Costo de explotación debe ser de US\$ 74,43 por kW.

- e) Costos de Inversión. El petente solicita que se ajuste el valor de Costo de Inversión por kW de la planta Valle Central de Costa Rica a US\$ 3.485,7 por kW y el de la planta Punta Colorada de Chile US\$ 3.500,0 por Kw. Adjunta un informe de la Contraloría General de la República de Costa Rica y una página web como respaldo de las solicitudes planteadas, respectivamente.*
- f) Costos de Inversión. Adición de datos. El petente solicita que se agreguen los datos de las plantas Chiripa y Orosí con US\$ 2.525 por kW y US\$ 2.909 por Kw, respectivamente, considerando para ello las fuentes de información aportadas, ya que los datos no difieren significativamente de los observados en el resto de la muestra. Por lo anterior, solicita que el Costo de la Inversión Unitaria sea de US\$ 2.225,98 por kW con una desviación de US\$ 580,93 por kW.*
- g) Apalancamiento. El petente solicita que se elimine el dato de 0% del apalancamiento financiero de la planta Eólico Arenal, ya que el dato no representa la realidad de las estructuras de apalancamiento de la industria, y tampoco se ha construido y ni siquiera se le ha adjudicado algún contrato de compraventa de energía.*

A continuación, la respuesta a la posición planteada en el proceso de audiencia pública:

- a) Ante la consulta del petente, se le remite a lo establecido en el contrato para compra de energía eléctrica entre el Instituto Costarricense de Electricidad y la Planta Eólica Altamira, específicamente a la cláusula Vigésimo Séptima, la cual dice: “Este contrato se regirá con las tarifas y estructura tarifaria que se establezcan de acuerdo con lo que determine la Aresep con base en la “Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas”, aprobada mediante RJD-163-2011 del 30 de noviembre de 2011 y sus modificaciones.”*

Seguidamente, la cláusula Vigésimo Octava establece: “La energía que reciba el ICE al amparo de este Contrato se cancelará al precio ofrecido por el Vendedor en el proceso de selección de proyectos mediante al Convocatoria 01-2012 (...).”

Asimismo, se le recuerda el artículo 21 del Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200, el cual dice: “El ICE comprará la energía al precio ofrecido por el Productor en el proceso en que resultó seleccionado. Dicho precio será ofrecido por el Productor respetando los rangos establecidos en la tarifa fijada por la ARESEP y que se encuentre vigente en el momento de presentar su propuesta.

(...)

El reconocimiento de cualquier ajuste resultante de la aplicación de la fórmula señalada quedará sujeto a que el precio de compra de energía, en todo momento, se encuentre dentro de los límites establecidos por la tarifa que tenga vigente la ARESEP.”

Por lo tanto, se da por atendida la consulta realizada.

- b)** *Se le indica al petente que debido a que no es posible garantizar la trazabilidad en el cálculo de las columnas tituladas “Generación por MWh por año por MW instalado (Factor de Planta muestra, Factor de planta CR)” de la tabla adjuntada, esta Intendencia se encuentra imposibilitada en acoger dicha posición. Específicamente, no se muestra cómo se calcula los valores de dichas columnas.*

Por lo tanto, se recomienda no acoger esta posición.

- c)** *Se le indica al petente que debido a que no es posible garantizar la trazabilidad en el cálculo de las columnas tituladas “Generación por MWh por (Factor de Planta muestra, Factor de planta CR)” de la tabla incluida en el documento, esta Intendencia se encuentra imposibilitada en acoger dicha posición. Específicamente, no se muestra cómo se calculan los valores de dichas columnas.*

Por lo tanto, se recomienda no acoger esta posición.

- d)** *Según la metodología RJD-163-2011, en el apartado vi. Costos de Explotación, se establece: “(...) Para esto se recopilarán datos nacionales e internacionales de distintas fuentes: dentro de ellas se encuentran documentos de trabajo, informes técnicos, estudios tarifarios y planes de expansión de generación, entre otras; siempre*

que se trate de fuentes confiables”. Al respecto se le indica al petente que, los datos observados dentro del documento titulado “US Department of Energy 2014: Wind Technologies Report”, y, “US Department of Energy 2015: Wind Technologies Report” forman parte de un informe técnico de la Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable de Estados Unidos, la cual forma parte del Departamento Estadounidense de Energía de Estados Unidos². Al respecto, se considera que los datos contenidos en dicho informe provienen de una fuente confiable, razón por la cual la IE se encuentra incapacitada en omitir algún valor contenido en él. Por lo tanto, se recomienda no acoger esta posición.

- e) Con respecto a la primera fuente adjuntada por el petente, la misma corresponde a un boletín de prensa acerca del informe técnico DFOE-AE-IF-07-2015 del 20 de julio de 2015 emitido por el Área de Ambiente y Energía de Contraloría General de la República de Costa Rica. Dentro del mismo, se menciona que: “(...) el costo total en términos nominales se incrementó de \$21.116.715 a \$53.331.021 (...)”. Siendo que la capacidad instalada del proyecto es de 15,3 MW, da como resultado US\$ 3.485,7 por kW. Por lo que se recomienda actualizar este valor en la base de datos de la propuesta de Aresep.

Con respecto a la segunda fuente adjuntada por el petente, la misma corresponde a la página web de la compañía que construyó el proyecto. Asimismo, según 472-IE-2015, la información de la planta Punta Colorada fue recopilada de la página web <http://www.sea.gob.cl/>, y una vez consultada de nuevo, también se encontró información que indica una inversión de US\$ 70 millones como costo de inversión³. Siendo que la capacidad instalada del proyecto es de 20 MW, da como resultado US\$ 3.485,7 por kW. Por lo tanto, se recomienda actualizar este valor en la base de datos de la propuesta de Aresep.

En atención a lo expuesto, se recomienda acoger esta posición.

- f) La metodología RJD-163-2011, establece en su apartado de Monto de la Inversión Unitaria, lo siguiente: “En este caso, se trata de información que se ajuste, en la medida de lo posible, a la realidad de las plantas que se trata de tarifar. (..) Siempre que la información lo permita, se harán los ajustes que técnicamente se determinen para hacer que ésta sea comparable, en aspectos tales como la

² Información recuperada de: <https://energy.gov/eere/about-office-energy-efficiency-and-renewable-energy>

³ Información recuperada de:

http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2982429 y
<http://seia.sea.gob.cl/mapa/visualizacion/PuntoRepresentativo/index.php?idExpediente=2982429>

consideración de impuestos, tamaño de turbinas, tamaño de la planta, tipo de cambio, inflación, y los aspectos particulares de la economía costarricense y de su sector eléctrico”. Así las cosas, al ingresar a las páginas web indicadas por el petente, no es posible desagregar o validar los datos de 125 y 109,1 millones de dólares para calcular, respectivamente, el costo de inversión unitaria del proyecto Chiripa y Orosí. Por lo tanto, se recomienda no acoger esta posición.

- g) La modificación, RJD-027-2014, a la metodología RJD-163-2011, establece en su apartado de Apalancamiento, lo siguiente: “(...) Para este cálculo se utilizará un promedio ponderado por capacidad instalada de la información más reciente referente al nivel de financiamiento de cada tipo de planta privada de generación eléctrica que esté disponible en la Autoridad Reguladora”. Así las cosas, los datos de la Convocatoria 1 de 2012 y 2 de 2014, ambos del ICE, constan de 13 y 15 proyectos ofertados respectivamente, para un total de 28 proyectos ofertados, los cuales presentaron en su momento procesal oportuno todos los requerimientos de información incluyendo la estructura de aportes y crédito. Por lo tanto, a pesar de que el proyecto Arenal muestre un dato atípico a los demás, particularmente 0% de financiamiento, la metodología no menciona algún procedimiento de exclusión de datos atípicos o extremos previo al cálculo del apalancamiento. Por lo tanto, se recomienda no acoger esta posición.*

- 2. Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE)**, cédula de persona jurídica número 3-002-115819, representada por el señor Mario Alvarado Mora, cédula de identidad número 4-129-640, en su condición de apoderado generalísimo con límite de suma. (folios 93 al 123):

Considerando que todos los argumentos presentados por la Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE) son idénticos a la posición presentada por el Sr. Allan Broide Wohlstein, los cuales fueron atendidos y respondidos en el punto anterior), se remite al petente a lo resuelto en cada caso.

- 3. Instituto Costarricense de Electricidad.** cédula jurídica 4-000-042139, representada por el señor Guillermo Alan Alvarado, portador de la cédula de identidad número 6-0172-0455, en su condición de apoderado especial. (folios 44 al 55):

- a) Costos de Explotación.** IRENA: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series Wind Power. El petente solicita que se utilice un promedio simple para los datos de costo de los países Holanda,

Noruega y Suecia, ya que, a ausencia de información adicional, no se puede calcular algún promedio ponderado, además de que la IE no justificó por qué utiliza el dato máximo de costo de esos países.

- b) Costos de Explotación.** *IRENA: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series Wind Power. El petente indica que “no es recomendable técnicamente transformar los costos de explotación por unidad de energía, cambiando las condiciones propias de cada ubicación geográfica, como el factor de planta, debido a que dentro de O&M hay componentes fijos y otros que dependen de la energía producida (...).”*

Continúa indicando que “el factor de planta de un proyecto eólico no depende únicamente de las características físicas de las turbinas, sino que es el resultado de la interacción de múltiples variables, tales como el diseño de la turbina eólica (si la turbina es más eficiente, produce más energía, incrementando el factor de planta), potenciales restricciones de operación (si debido a estas restricciones hay corte de energía, por ejemplo, se reduce la producción, reduciendo el factor de planta), pero más importante aún, de la naturaleza y calidad del recurso de viento (si éstas mejoran, hay una mayor producción incrementando el factor de planta).”

Por tanto, el petente indica que no es correcto calcular el costo de operación por kW para una planta eólica en Costa Rica a partir de un costo de explotación unitario por kWh europeo, que responde a características y factores de planta propias de ese continente y multiplicarlo por la energía calculada a partir de factores de plantas de granjas ubicadas en Costa Rica.

A manera de ejemplo, el petente indica que, así como el costo de explotación [de una planta eólica de] de Austria se relaciona con el factor de planta de Austria encontrando fundamento en que el costo de operar y mantener una planta se asocia a la energía generada por ésta; entonces el costo de explotación de una planta eólica de Costa Rica se relaciona con el factor de planta de Costa Rica, el cual determina la energía generada en una planta local.

Así las cosas, el petente desarrolla una fórmula de ajuste para solucionar la situación descrita. De esta manera, los costos de explotación de una zona diferente a la de Costa Rica pueden relacionarse con los de otra zona, siempre que se considere la relación entre sus factores de planta.

La fórmula de ajuste es la siguiente:

$$CET_{CR} = \frac{CE_i * FP_{CR}}{FP_i} * Energía_{CR} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde,

CET_{CR} = Costo de Explotación Total de Costa Rica (US\$ / kW)

CE_i = Costo de Explotación Internacional (US\$ / kW)

CE_{CR} = Costo de Explotación de Costa Rica (US\$ / kW)

FP_i = Factor de Planta Internacional (US\$ / kW)

FP_{CR} = Factor de Planta de Costa Rica (US\$ / kW)

$Energía_{CR}$ = Energía promedio de las plantas eólicas de Costa Rica que se obtiene al multiplicar el factor de planta promedio de las plantas eólicas de Costa Rica por las horas del año (8.760)

El petente adjunta una tabla con los valores ajustados de los costos de explotación internacionales recopilados del informe técnico de "IRENA: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series Wind Power", en donde el valor final para el costo de explotación debe ser de US\$ 64,08 por kW.

A continuación, la respuesta a la posición planteada en el proceso de audiencia pública:

- a) Se le indica al petente que, a ausencia de información adicional dentro de dicho documento para los valores utilizados en el cálculo de explotación de la fuente mencionada, se procederá a utilizar el promedio simple del costo de los países citados, en vez del máximo.

Por lo tanto, se recomienda acoger esta posición.

- b) Una vez valorada el fondo de la posición, incluyendo el desarrollo y análisis de la fórmula de ajuste enumerada en este informe con (Ecuación 1) así como la tabla de datos adjuntada, la IE procedió a determinar las unidades resultantes que dicta dicha ecuación. Por lo tanto, según la ecuación presentada, se tiene lo siguiente:

$$CET_{CR} = \frac{CE_i * FP_{CR}}{FP_i} * Energía_{CR}$$

Sustituyendo por las unidades respectivas que indica el petente en el desarrollo de la ecuación mencionada, se tiene lo siguiente:

$$(US\$ / kW) ? \frac{(US\$/kW) * (\%_{CR})}{(\%_i)} * (\%_{CR} * Hrs)$$

Por lo tanto, el desarrollo del lado derecho de la ecuación debería de dar como resultado las mismas unidades en que está expresado el lado izquierdo; sin embargo, eso no sucede, lo cual se demuestra a continuación:

$$(US\$ / kW) ? \frac{(US\$/kW) * (\%_{CR})}{(\%_i)} * (\%_{CR} * Hrs)$$

$$(US\$ / kW) ? (US\$/kW) * (\%_{CR}) / (\%_i) * (\%_{CR} * Hrs)$$

Por lo tanto:

$$(US\$ / kW) \neq (US\$/kW) * (\%_{CR}^2) / (\%_i) * (Hrs) \quad (2)$$

La anterior desigualdad demuestra que existe una inconsistencia entre el fundamento en prosa de la fórmula de ajuste explicada extensamente y el desarrollo propiamente de la fórmula de ajuste.

Adicionalmente, al analizar la tabla de datos adjuntada por el petente como aplicación de dicha fórmula de ajuste a los valores de costo de explotación de las plantas extranjeras presentes en la tabla que proviene del informe técnico mencionado, se tiene que se ha utilizado una fórmula de ajuste distinta a la propuesta.

Particularmente, en dicha tabla de datos adjuntada, el petente indica que la aplicación de la fórmula de ajuste corresponde con “((1 * 3) / 4) * 6)”. Por lo que siguiendo un procedimiento similar al anterior de verificar las unidades resultantes producto de la operación realizada por el petente “((1 * 3) / 4) * 6)” utilizando los valores consignados en el Cuadro N° 3 elaborado por el petente, se tiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} & ((1 * 3) / 4) * 6) = \\ & = CE_i * \frac{FP_i}{FP_{CR}} * Energía_{CR} \\ & = \frac{US\$}{kWh} * \frac{\%_i}{\%_{CR}} * (\%_{CR} * Hrs) \end{aligned}$$

Se cancela el factor de planta y las horas, resultando en:

$$((1 * 3) / 4) * 6) = \frac{US\$}{kW} * \%_i \quad (3)$$

Por lo tanto, se puede ver cómo el desarrollo analítico de la fórmula de ajuste no coincide con la aplicación de dicha fórmula. Es decir, (2) no coincide con (3). Por lo tanto, existe una inconsistencia como parte de la posición del petente, ante la cual, la IE se encuentra imposibilitada en acoger.

Por lo tanto, se recomienda no acoger esta posición [...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar tarifas para plantas de generación privada nuevas eólicas, tal y como se dispone;

**POR TANTO
EL DIRECTOR CON RECARGO DE FUNCIONES
DE LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados eólicos nuevos que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley 7200 u otros compradores debidamente autorizados por la Ley, compuesta por la tarifa inferior (límite inferior) de \$0,0286 por kWh, la tarifa promedio en \$0,0799 por kWh y una tarifa superior (límite superior) de \$0,0970 por kWh; con la siguiente estructura para la tarifa (\$/kWh):

Cuadro No. 4
Estructura tarifaria para plantas eólicas
(dólares / kWh)

Estación	Horario	Tarifa
	Mínimo	0,0379
Alta	Promedio	0,1059
	Máximo	0,1286
	Mínimo	0,0152
Baja	Promedio	0,0424
	Máximo	0,0515

Fuente: Intendencia de Energía

- II. De conformidad con la resolución RJD-163-2011, los generadores privados eólicos nuevos a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria, están en la obligación de presentar anualmente a la ARESEP la información financiera auditada (incluyendo gastos operativos y de mantenimiento, administrativos y gastos de inversión individual), así

como su debida justificación. De esta forma, la Aresep podrá disponer de mejor información para el ajuste del modelo a las condiciones operativas reales. Para estos efectos se deberá presentar, al menos anualmente, los estados financieros auditados de la empresa. Para lo cual, se les otorga un plazo máximo de 15 días hábiles a partir del día de la notificación para entregar dicha información.

- III. Indicar a los generadores privados que le vendan energía eléctrica al ICE al amparo de la Ley 7200, que de no cumplir con lo establecido en la resolución RJD-163-2011, se gestionará con la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) lo que corresponda, con el propósito de que se valore la posibilidad de iniciar los procedimientos administrativos correspondientes.
- IV. Tener como respuesta a las oposiciones, lo señalado en el “Considerando II” de la presente resolución.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (*LGAP*) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la *LGAP*, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE

Mario Mora Quirós
Director Intendencia de Energía

1 vez.—Solicitud N° 17647.—O. C. N° 8926-2017.—(IN2017145925).

INTENDENCIA DE ENERGÍA
RIE-054-2017 a las 15:24 horas del 20 de junio de 2017

APLICACIÓN PARA EL III TRIMESTRE DE 2017 DE LA “METODOLOGÍA PARA EL AJUSTE EXTRAORDINARIO DE LAS TARIFAS DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD, PRODUCTO DE VARIACIONES EN EL COSTO DE LOS COMBUSTIBLES (CVC) UTILIZADOS EN LA GENERACIÓN TÉRMICA PARA CONSUMO NACIONAL” PARA EL SERVICIO DE GENERACIÓN DEL ICE Y EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE TODAS LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.

ET-029-2017

RESULTANDO:

- I. Que el 19 de marzo del 2012, mediante resolución RJD-017-2012, la Junta Directiva aprobó la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para el consumo nacional”, tramitada en el expediente OT-111-2011 y publicada en La Gaceta Nº 74 del 17 de abril del 2012; la cual fue modificada mediante resolución RJD-128-2012 del 1 de noviembre del 2012, publicada en el Alcance Digital Nº 197 a La Gaceta Nº 235 del 5 de diciembre del 2012.**
- II. Que el 23 de agosto de 2016, mediante el oficio 700-RG-2016, el Regulador General nombró al señor Mario Mora Quirós, Director de Energía con recargo de funciones de la Intendencia de Energía, a partir del 24 de agosto del 2016 hasta el 30 de noviembre de 2016, y el 15 de noviembre de 2016, mediante el oficio 1035-RG-2016, prorrogó dicho nombramiento del 1 de diciembre del 2016 hasta que se nombre al nuevo Intendente.**
- III. Que el 17 de marzo de 2017, mediante la resolución RIE-019-2017 la IE resolvió el ajuste tarifario por concepto de aplicación de la metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional, para el servicio de generación del ICE y el servicio de distribución de todas las empresas distribuidoras para el II trimestre de 2017.**
- IV. Que el 22 de marzo de 2017, se publicó en el Alcance Nº64 a La Gaceta Nº58, la resolución RIE-019-2017, citada.**

- V.** Que el 30 de marzo de 2017, se recibe en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, la notificación del auto de las 12:47 horas del 17 de marzo de 2017, dictado por la Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, dentro del expediente judicial 17-004191-0007-CO, mediante el cual da curso al Recurso de Amparo contra la resolución RIE-019-2017, interpuesto por el señor Mario Gerardo Redondo Poveda, para que se declare con lugar dicho recurso.
- VI.** Que el 31 de marzo de 2017, la IE dictó la resolución RIE-022-2017 por medio de la cual se suspende la aplicación de la RIE-019-2017 en acatamiento de lo instruido por la Sala Constitucional.
- VII.** Que el 5 de abril de 2017, se publicó en el Alcance N°76 a La Gaceta N°68, la resolución RIE-022-2017, citada.
- VIII.** Que el 1 de junio de 2017, mediante oficio 0728-IE-2017, la Intendencia de Energía solicitó la apertura del expediente tarifario respectivo (folio 01).
- IX.** Que el 2 de junio de 2017, mediante el oficio 0739-IE-2017, la Intendencia de Energía emitió el informe de la aplicación para el III trimestre de 2017 de la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional” (folios 359 al 438).
- X.** Que el 2 de junio de 2017, mediante el oficio 0740-IE-2017, sobre la base del informe técnico 0739-IE-2017 citado, el Intendente de Energía a.i., solicitó la convocatoria a participación ciudadana (folios 357 al 358).
- XI.** Que el 7 de junio de 2017 se publicó en el Alcance N°128 a La Gaceta N° 107 la convocatoria a participación ciudadana y el 09 de junio de 2017 en los diarios de circulación nacional La Teja, La Extra y La Nación. El 15 de junio de 2017, a las dieciséis horas venció el plazo para presentar posiciones (folios 439 al 443).
- XII.** Que el 15 de junio de 2017, mediante el oficio 1865-DGAU-2017, la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) aportó el informe de oposiciones y coadyuvancias, en el cual se indica que, vencido el plazo establecido, no se presentaron oposiciones.

- XIII. Que** el 19 de junio de 2017, mediante el informe técnico 0826-IE-2017, la IE, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, **establecer los cargos trimestrales por empresa para el III Trimestre de 2017 aplicables a la estructura de costos sin combustibles** y fijar los precios de las tarifas que presta el Instituto Costarricense de Electricidad **y de las empresas distribuidoras de electricidad.**

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 0826-IE-2017, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANALISIS DEL ASUNTO

1. Aplicación de la metodología

La aplicación de la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para el consumo nacional” permite que se realicen ajustes trimestrales en las tarifas del sistema de generación del ICE por concepto de la generación térmica, los cuales provocan variaciones directas, positivas o negativas, en los gastos por compras de energía que realizan las empresas distribuidoras del país, razón por la cual la metodología también prevé un procedimiento extraordinario, que se calcula de forma simultánea con los ajustes del sistema de generación para evitar desequilibrios financieros en los sistemas de distribución.

Esta metodología, por tanto, tiene por objetivos complementarios, evitar el desequilibrio financiero del ICE por consumo de combustibles para generación térmica y enviar señales de precio correctas y oportunas a los usuarios.

A continuación, se procede a realizar el análisis de las variables que se requieren para obtener el cálculo del Costo Variable de Combustibles para el III trimestre 2017.

a. Análisis del mercado

A continuación, se procede a presentar los resultados del mercado para cada uno de los sistemas y de las empresas.

i. Sistema de generación

Las ventas de energía estimadas por la Intendencia, del ICE a las empresas distribuidoras, se obtienen como la diferencia entre la disponibilidad de energía del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y la generación propia de cada empresa. La disponibilidad se estimó con la proyección de ventas más un porcentaje de pérdidas de energía.

La energía disponible se calcula con base en las proyecciones de generación de cada una de las plantas del SEN más las proyecciones de importaciones. Las proyecciones de generación de cada una de las plantas se calculan de acuerdo con los datos históricos desde el año 2000 en las que se disponga, empleando el paquete estadístico especializado en series de datos ForCastPro.

Las ventas se obtienen a partir del estudio de mercado realizado para cada una de las empresas distribuidoras, con la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basó en un mercado tendencial, en el cual se efectuó las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de los abonados por sectores hasta abril del 2017.

Para ello se empleó el paquete estadístico Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo. En las distintas estimaciones por empresa, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) y de suavizamiento exponencial. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen de la multiplicación de los abonados proyectados y del consumo promedio estimado por abonado.

La obtención del porcentaje de pérdida propio de su sistema de generación se obtuvo como resultado de la diferencia entre la generación total del SEN y la demanda de energía del mismo, dando como resultado un 11,4%¹. Con esta información, se determinan las necesidades de energía para atender la demanda de sus consumidores directos.

Las compras de energía al ICE se determinan al disminuir de las necesidades de energía la generación propia y compras a terceros, que en el caso de las cooperativas, compran energía a Coneléctricas, R.L. entre otros.

Para las estimaciones de las industrias de alta tensión, se utilizaron las series de tiempo disponibles desde enero 2010 a abril de 2017.

Los ingresos sin combustibles del sistema de generación se calcularon tomando en cuenta las tarifas según la RIE-014-2017, expediente ET-058-2016, publicada en la Gaceta 56, Alcance 63 del 20 de marzo de 2017. En el siguiente cuadro se muestran los ingresos sin combustibles para el sistema de generación del ICE, los ingresos con combustibles y las ventas en unidades físicas.

¹ Correspondientes a 2015.

CUADRO N° 1
SISTEMA DE GENERACIÓN, ICE
ESTIMACIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS,
INGRESOS(*) SIN COMBUSTIBLES Y CON COMBUSTIBLES POR MES
III TRIMESTRE 2017

Mes	Ventas (GWh)	Ingresos sin combustible (Millones de colones)	Ingresos con combustible (Millones de colones)
Julio	752,96	39 883,91	40 430,86
Agosto	761,06	40 084,72	40 631,67
Septiembre	756,09	40 009,78	40 556,73
TOTAL	2 270,11	119 978,40	121 619,25

(*) Se incluye los ingresos de los usuarios directos

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP.

Generación térmica e importaciones

Es importante tener presente la importante disminución que se registró en la generación térmica y, consecuentemente, el bajo consumo de combustibles estimado para 2017, lo cual impacta las tarifas finales, esto debido a una mayor generación eléctrica con fuentes renovables y un aumento en las importaciones de energía provenientes del Mercado Eléctrico Regional (MER). La primera se debe a mejores condiciones en el clima y a nuevos proyectos que han empezado a inyectar energía al sistema y la segunda se relaciona con el esfuerzo que ha venido realizando la Autoridad Reguladora, promoviendo acciones para que el Mercado Eléctrico Nacional se beneficie de las oportunidades que brinda el Mercado Eléctrico Regional.

ii. Sistema de distribución del ICE y otras empresas

La Intendencia actualizó las cifras de ventas a los abonados directos y las empresas distribuidoras a abril de 2017. Asimismo, se actualizó a ese mes, los datos por concepto de compras de energía al sistema de generación y transmisión del ICE.

Al realizar las estimaciones del sistema de distribución de ICE y las restantes empresas distribuidoras, la Intendencia ha empleado la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a partir de los datos históricos

mensuales de abonados por sectores y que representen en mejor ajuste en relación con el comportamiento actual.

Para ello, se empleó el paquete estadístico denominado Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo; en este caso, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) y de suavizamiento exponencial. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen de los abonados proyectados y del consumo promedio estimado por abonado.

Para el cálculo de los ingresos vigentes sin combustibles, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada con la información disponible para el año 2013 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó el pliego tarifario aprobado tal y como se detalla:

- La resolución RIE-035-2016, expediente ET-009-2016 para COOPELESCA publicados en la Gaceta 61, Alcance 46 del 30 de marzo de 2016.
- La resolución RIE-035-2016, expediente ET-009-2016 para COOPEGUANACASTE publicados en la Gaceta 61, Alcance 46 del 30 de marzo de 2016.
- La resolución RIE-035-2016, expediente ET-009-2016 para COOPESANTOS publicados en la Gaceta 61, Alcance 46 del 30 de marzo de 2016.
- La resolución RIE-035-2016, expediente ET-009-2016 para COOPEALFARORUIZ publicados en la Gaceta 61, Alcance 46 del 30 de marzo de 2016.
- La resolución RIE-035-2016, expediente ET-009-2016 para CNFL publicados en la Gaceta 61, Alcance 46 del 30 de marzo de 2016.
- La resolución RIE-087-2016, expediente ET-042-2016 para JASEC publicados en la Gaceta 186, Alcance 201 del 28 de septiembre de 2016.
- La resolución RIE-016-2017, expediente ET-057-2016 para ICE publicados en la Gaceta 55, Alcance 61 del 17 de marzo de 2017.
- La resolución RIE-018-2017, expediente ET-076-2016 para ESPH publicados en la Gaceta 58, Alcance 64 del 22 de marzo de 2017.

De acuerdo con las tarifas anuales, se pueden estimar los ingresos de las empresas distribuidoras de energía sin el efecto de los combustibles, tal y como se detalla:

CUADRO N° 2
ESTIMACIÓN DE COMPRAS DE ENERGÍA AL ICE GENERACION,
INGRESOS SIN Y CON COMBUSTIBLES POR VENTA DE ENERGÍA A SUS
ABONADOS POR EMPRESA
MILLONES DE COLONES
III TRIMESTRE 2017.

Empresa	Costo de la energía comprada sin combustible	Costo CVC por compra de energía	Ingresos sin combustibles	Ingresos con combustibles
ICE	53 974,58	739,45	86 598,77	87 338,22
CNFL	47 708,53	653,61	73 294,42	73 948,02
JASEC	6 067,78	83,13	11 482,54	11 565,67
ESPH	5 020,66	68,78	10 962,76	11 031,55
COOPELESCA	1 383,19	18,95	9 365,84	9 384,79
COOPEGUANACASTE	2 879,63	39,45	8 647,18	8 686,64
COOPESANTOS	723,74	9,92	2 653,34	2 663,26
COOPEALFARO	276,19	3,78	573,47	577,25
TOTAL	118 034,29	1 617,07	203 578,32	205 195,38

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP.

La columna: "Ingreso con combustible" incluye el costo variable por combustibles actualizado para el año 2017 en cada una de las tarifas, utilizando el cargo trimestral indicado en el cuadro No. 11 del presente informe.

b. Análisis de los combustibles

Para estimar en unidades físicas la generación térmica para el III trimestre 2017, se tomaron las proyecciones obtenidas por ARESEP de la forma que anteriormente se detalló, esto por cuanto para este momento se han actualizado todos los mercados de las distribuidoras, y se cuenta con información real para todas las empresas al mes de abril 2017; de manera que la generación térmica estimada por ARESEP para el III trimestre 2017 es de 0,00 GWh. Por su parte, el ICE estimó una generación térmica de 0,00 GWh. A continuación ambas estimaciones por mes:

CUADRO N° 3
SISTEMA DE GENERACIÓN, ICE
ESTIMACIÓN DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON PLANTAS
TÉRMICAS POR MES
EN GWh
III TRIMESTRE 2017.

Mes	Estimación ARESEP GWh	Estimación ICE GWh
Julio	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,00
Septiembre	0,00	0,00
TOTAL	0,00	0,00

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP.

Es importante indicar que el balance de energía asumido por ARESEP considera las importaciones estimadas por el ICE para el periodo, de forma que las mismas sustituyen generación térmica, cuando su costo es menor. Siendo así, las compras en el Mercado Eléctrico Regional (MER) incluidas en el cuarto trimestre son de 0,5 GWh.

El gasto calculado por ARESEP en consumo de combustibles se presenta a continuación, según el trimestre que corresponda, al tiempo que se realiza la comparación con la información suministrada por el ICE.

CUADRO Nº 4
ESTIMACIÓN DEL GASTO EN COMBUSTIBLES POR GENERACIÓN
TÉRMICA POR TRIMESTRE
MILLONES DE COLONES
III TRIMESTRE 2017.

Ente	III Trimestre	TOTAL
ARESEP	0,00	0,00
ICE	0,00	0,00

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP.

Los precios de los combustibles (diésel térmico, búnker y búnker de bajo azufre) utilizados para los cálculos son los aprobados mediante la resolución RIE-052-2017 del expediente ET-021-2017, publicada en Gaceta 101, Alcance 116 del 30 de mayo de 2017, correspondientes a los precios vigentes. Se utiliza el precio plantel con impuesto, más el flete de transporte de combustible que le corresponde pagar al ICE. Estos precios son ajustados de acuerdo con el tipo de cambio vigente.

Para obtener el flete que le corresponde pagar al ICE por concepto de transporte de diésel térmico se utilizó la fórmula establecida en la RIE-029-2014 del expediente ET-014-2014, publicada en La Gaceta 112 del 12 de junio de 2014 y por concepto de transporte de búnker se utilizó la fórmula establecida en la resolución RIE-079-2014, expediente ET-107-2014, publicada en la Gaceta 208, Alcance 61 del 29 de octubre de 2014. La tarifa de zona básica contempla distancias menores a 30 kilómetros para diésel y 39,34 kilómetros para búnker bajo azufre; considerando que el ICE se abastece del plantel más cercano que en este caso sería el de "Barranca" con una distancia promedio de 7 Km a planta de Garabito, o incluso si tuvieran que movilizarse desde Caldera, se debe aplicar la misma tarifa de zona básica ya que la distancia de Garabito a Caldera es de aproximadamente 26 kilómetros.

Los precios utilizados para valorar el diésel térmico y el búnker de bajo azufre para generación se presentan en el cuadro siguiente:

**CUADRO N° 5
PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN TÉRMICA
COLONES POR LITRO
III TRIMESTRE 2017.**

Componente	Búnker de bajo azufre	Búnker	Diésel para generación termoeléctrica
Precio Plantel	209,06	176,47	231,48
Impuesto único	23,00	23,00	139,75
Flete	4,96	4,96	4,96
TOTAL	237,01	204,42	376,19

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP.

Para realizar los cálculos y las proyecciones, el precio del combustible total, se convierte a dólares utilizando el tipo de cambio de venta para las operaciones con el sector público no bancario de la misma fecha que la publicación de la resolución de los combustibles utilizada, en este caso, de ¢573,9 del martes, 30 de mayo de 2017. Pero para calcular el gasto de combustible se utiliza el tipo de cambio promedio anual proyectado para el 2016 de ¢570,72.

Dados estos precios de los combustibles y la cantidad de litros que se prevé consumir en el periodo de análisis, el gasto estimado para el III trimestre 2017, por mes, se detalla en el siguiente cuadro:

CUADRO N° 6
CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN TÉRMICA
MILLONES DE COLONES
III TRIMESTRE 2017.

Mes	Gasto en combustible para Generación
Julio	0,00
Agosto	0,00
Septiembre	0,00
TOTAL	0,00

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP.

c. Ajuste en el sistema de generación del ICE

El cálculo del ajuste necesario para las tarifas del sistema de generación del ICE suma los siguientes rubros:

i. Gasto de combustibles para el III trimestre 2017:

De acuerdo a la estimación de ingresos sin combustibles, se obtiene el cargo por estimación de combustibles para el periodo. Este porcentaje surge de dividir el gasto estimado por concepto de combustibles en este trimestre entre los ingresos por ventas de energía sin combustibles de este mismo periodo, según las fórmulas aprobadas por medio de la resolución RJD-017-2012.

El cargo por combustibles para el tercer trimestre es de 1,37%.

ii. Ajuste trimestral:

De acuerdo con lo descrito en las resoluciones RJD-017-2012 y RJD-128-2012, a partir del segundo trimestre de aplicación de la metodología se realizará el ajuste trimestral, es decir el ajuste derivado de las diferencias que se han dado en meses anteriores y que corresponde saldar en el trimestre siguiente. Por esta razón, se procede a calcular el monto de ajuste trimestral correspondiente.

Para el presente estudio, se liquidaron los meses de febrero, marzo y abril del 2017, para realizar las presentes liquidaciones se tomaron los costos e ingresos por CVC de la información remitida por el ICE mediante el oficio 5407-077-2017

y validados contra la información periódica suministrada por las diferentes empresas reguladas.

Además, para los meses en estudio se tenía un rezago que debía recuperarse procedente de las liquidaciones homólogas a las calculadas en este apartado, de la fijación anterior y tras anterior de CVC. Mediante el estudio ET-078-2016 se determinó una liquidación de ¢49,96 millones por mes, que tenía que devolverse a los usuarios en los meses de febrero y marzo, de igual modo en el estudio ET-015-2017 se obtuvo una liquidación por mes de ¢-48,02 millones que tenía que devolverse al ICE en abril.

Así, las liquidaciones que deben devolverse al ICE constituyen un ingreso adicional que se debía recuperar vía tarifa. De modo inverso una liquidación que debe devolverse a los usuarios constituye un egreso para el ICE, pues se trata de un saldo positivo, correspondiente a un periodo anterior, que debe devolverse a los usuarios en los siguientes meses.

A continuación se presenta la liquidación de los meses de febrero, marzo y abril del 2017:

**CUADRO Nº 7
AJUSTE TRIMESTRAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN
FEBRERO, MARZO Y ABRIL 2017
MILLONES DE COLONES**

Mes	Ingresos por CVC	Gastos por CVC	Liquidación de anteriores CVC a recuperar	Saldo del mes
Febrero	52,87	1 053,72	49,96	-950,88
Marzo	59,67	293,13	49,96	-183,50
Abril	63,88	522,32	-48,02	-506,47
TOTAL	176,42	1 869,18	51,90	-1 640,85

Fuente: Intendencia de Energía con información del ICE y ARESEP.

Como se observa en el cuadro anterior, durante este periodo se obtuvo una liquidación negativa. Lo anterior implica que se le debe devolver recursos al ICE, considerando que con la tarifa otorgada no se cubrió la totalidad de los costos en que incurrió en dichos meses. Consecuentemente en los próximos tres meses se le debe reconocer al ICE ¢546,95 millones por mes.

La metodología establece en este momento que la liquidación se realiza en el sistema de generación, con lo cual no se realiza ningún ajuste por liquidación en el sistema de distribución.

Sin embargo, se realiza una revisión para los meses de febrero, marzo y abril del 2017, de los ingresos que las empresas distribuidoras percibieron por el cobro del factor de CVC del sistema de distribución de su respectiva empresa, así como el gasto incurrido por el pago del factor de CVC del sistema de generación otorgado tarifariamente al ICE en los meses respectivos.

Esta información constituye una referencia a fin de que los usuarios y empresas estén al tanto de los resultados observados mes a mes en el sistema de distribución, pero los saldos de esta revisión no se incorporan en la presente fijación tarifaria, sino que se saldarían en futuras fijaciones tarifarias desarrolladas para tal fin.

En la resolución RIE-035-2016 se realizó la liquidación del sistema de distribución a diciembre de 2015, este es el último mes liquidado y como se mencionó anteriormente los demás meses posteriores a esta fecha se saldarían en un estudio específico para tal fin o en una fijación ordinaria.

El saldo observado en el cuadro N°8 indica el resultado global por ingresos y gastos de CVC en cada empresa desde enero de 2016 y hasta abril de 2017. Los saldos positivos indican que se reconoció a las empresas un monto de CVC mayor al incurrido; y un monto negativo indicaría lo contrario.

A continuación, se presenta el detalle del saldo global por empresa para los meses antes citados.

CUADRO Nº 8
LIQUIDACIÓN POR INGRESOS Y GASTOS DE CVC
ENERO 2016 – ABRIL 2017. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
MILLONES DE COLONES

Empresa	Ingresos por CVC	Gastos por CVC	Liquidación de anteriores CVC a recuperar	Saldo acumulado
CNFL	6 284,84	6 744,60	0,00	-459,76
COOPEALFARORUIZ	48,88	34,90	0,00	13,98
COOPEGUANACASTE	446,62	567,06	0,00	-120,45
COOPELESCA	71,89	235,25	0,00	-163,35
COOPESANTOS	94,00	87,82	0,00	6,18
ESPH	861,06	1 000,96	0,00	-139,90
ICE	6 876,28	7 447,15	0,00	-570,87
JASEC	719,72	861,02	0,00	-141,30
TOTAL	15 403,28	16 978,76	0,00	-1 575,48

Fuente: Intendencia de Energía con información del ICE y ARESEP.

iii. Ajuste total al sistema de generación

De los cálculos anteriores, para el tercer trimestre del 2017 el monto total a reconocer por concepto de combustibles para generación térmica, ajuste trimestral y traslado de gastos indicado en el cuadro 7 del presente informe es de: **¢1 640,85 millones**; los cuales deben ser reflejados en las tarifas finales del sistema de generación y las compras en el sistema de distribución para el periodo de interés. El resumen del monto reconocido en el tercer trimestre del 2016 es el siguiente, según cada uno de sus componentes:

CUADRO Nº 9
CÁLCULO DEL FACTOR POR CVC PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN
POR TRIMESTRE.
MILLONES DE COLONES
III TRIMESTRE 2017.

Mes	III Trimestre
Ingresos sin CVC	119 978,40
Costo CVC	1 640,85
Liquidación de CVC a recuperar	0,00
Factor de combustible	1,37%

Fuente: Intendencia de Energía con información del ICE y ARESEP.

El cargo se obtiene de dividir el monto total a reconocer en cada trimestre entre el total de ingresos estimados (sin combustibles) de este mismo trimestre (con usuarios directos); dicho factor indica cuanto deberán aumentar las tarifas por encima de la estructura sin combustible vigente en dicho periodo, con el fin de cubrir los costos asociados al combustible utilizado en la generación térmica. Hay que tener presente que la liquidación es negativa, lo cual implica que el ICE tuvo un faltante de recursos que debe recuperar en el próximo trimestre, este monto aumenta el factor de combustible pues se considera como un costo adicional en el periodo.

d. Ajuste en el sistema de distribución

Los ajustes en las tarifas del sistema generación por el cargo propuesto, tiene repercusiones en los sistemas de distribución de las diferentes empresas, tal y como lo define la metodología, pues ahora las tarifas de generación son mayores.

De acuerdo con lo anterior, los sistemas de distribución del ICE y de las otras empresas, deben pagar de manera adicional por las compras de energía generada con hidrocarburos al sistema de generación del ICE, los siguientes montos:

CUADRO Nº 10
MONTOS POR COMPRAS DE ENERGÍA, GASTO CVC E INGRESOS SIN
CVC
POR EMPRESA DISTRIBUIDORA
MILLONES DE COLONES
III TRIMESTRE 2017.

Empresa	Costo de la energía comprada sin combustible	Costo CVC por compra de energía	Ingresos sin combustibles
ICE	53 974,58	739,45	86 598,77
CNFL	47 708,53	653,61	73 294,42
JASEC	6 067,78	83,13	11 482,54
ESPH	5 020,66	68,78	10 962,76
COOPELESCA	1 383,19	18,95	9 365,84
COOPEGUANACASTE	2 879,63	39,45	8 647,18
COOPESANTOS	723,74	9,92	2 653,34
COOPEALFARO	276,19	3,78	573,47
TOTAL	118 034,29	1 617,07	203 578,32

Fuente: Intendencia Energía, ARESEP.

Con la información de compras de energía por concepto de generación térmica y de los ingresos sin combustibles del sistema de distribución según la metodología, se procede a calcular los factores CD1, CD2, CD3 y CD4 según corresponda para cada una de las distribuidoras, tal y como se detalla:

**CUADRO Nº 11
CARGO TRIMESTRAL POR EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA
III TRIMESTRE 2017.**

SISTEMA	EMPRESA	III Trimestre
GENERACIÓN	ICE T-CB y T-SD	1,37%
	ICE T-UD	1,37%
DISTRIBUCIÓN	ICE	0,85%
	CNFL	0,89%
	JASEC	0,72%
	ESPH	0,63%
	COOPELESCA	0,20%
	COOPEGUANACASTE	0,46%
	COOPESANTOS	0,37%
	COOPEALFARORUIZ	0,66%

Fuente: Intendencia Energía, ARESEP.

Los porcentajes anteriores son los que se utilizan para calcular las tarifas finales de cada empresa.

2. Estructura tarifaria

En este informe se incluyen las descripciones de las aplicaciones de cada una de las tarifas de los pliegos tarifarios, derogando así las establecidas en la resolución RIE-108-2016.

III. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN

Se recomienda instruir a las empresas distribuidoras de electricidad y al Instituto Costarricense de Electricidad -para el servicio de generación-, que para el siguiente ajuste por costo variable de combustible, se cumpla con la entrega de información requerida mediante las resoluciones RJD-017-2012 y RIE-089-2016, así mismo con lo establecido en la resolución RIE-035-2016, en relación con la “Estrategia de colocación de excedentes en el Mercado Eléctrico Regional”.

IV. CONSULTA PÚBLICA

La convocatoria a consulta pública se realizó de acuerdo con lo establecido en la Ley 7593, artículo 36, y en el Decreto 29732-MP, artículos 50 a 56.

Se publicó el 07 de junio de 2017 en el Alcance N°128 a La Gaceta N° 107. Asimismo, fue publicada el 09 de junio de 2017, en tres periódicos de circulación nacional: La Teja, La Extra y La Nación.

En el informe de oposiciones y coadyuvancias, elaborado por la Dirección General de Atención al Usuario (oficio 1865-DGAU-2017), se indica que vencido el plazo establecido, no se presentaron oposiciones.

V. CONCLUSIONES

1. Los ingresos sin combustibles del ICE generación para el III trimestre 2017 son de ¢119 978,40 millones.
2. Las unidades físicas de generación térmica estimadas por ARESEP para el III trimestre 2017 son de 0,00 GWh.
3. El gasto estimado por ARESEP en consumo de combustibles para generación térmica para el tercer trimestre es de ¢0,00 millones.
4. El monto del ajuste correspondiente a los meses de febrero, marzo y abril del 2017, que se traslada al III trimestre del 2017, incluidos los combustibles del periodo se calculó en ¢-1 640,85 millones (que implica una devolución al ICE de ¢546,95 millones por mes).
5. De acuerdo con el análisis que precede, los cargos del ICE generación por combustibles para el cuarto trimestre es de 1,37% para las tarifas T-CB, T-SD y T-UD. Además, para el servicio de distribución del ICE y de las otras empresas distribuidoras para el III trimestre 2017 los porcentajes que corresponde aplicar son los indicados en el cuadro N° 11.

[...]

- II. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es **establecer los cargos trimestrales por empresa para para el III Trimestre de 2017 aplicables a la estructura de costos sin combustibles y fijar los precios de las tarifas que presta el Instituto Costarricense de Electricidad y de las empresas distribuidoras de electricidad, tal y como se dispone;**

POR TANTO

**EL DIRECTOR CON RECARGO DE FUNCIONES
DE LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. **Establecer los siguientes cargos trimestrales por empresa para el III trimestre 2017 aplicables a la estructura de costos sin combustibles de cada una de ellas:**

SISTEMA	EMPRESA	III Trimestre
GENERACIÓN	ICE T-CB y T-SD	1,37%
	ICE T-UD	1,37%
DISTRIBUCIÓN	ICE	0,85%
	CNFL	0,89%
	JASEC	0,72%
	ESPH	0,63%
	COOPELESCA	0,20%
	COOPEGUANACASTE	0,46%
	COOPESANTOS	0,37%
	COOPEALFARORUIZ	0,66%

- II. **Fijar los precios de las tarifas para el servicio de generación que presta el Instituto Costarricense de Electricidad, tal y como se detalla (¢/kWh, ¢/kW y %, según corresponda):**

ICE Sistema de generación		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/04/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/07/2017 al 30/09/2017
Tarifa T-CB para ventas a ICE y CNFL			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	52,65	53,37
b. Energía Valle	cada kWh	43,13	43,72
c. Energía Noche	cada kWh	36,62	37,12
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	2 792,54	2 830,80
e. Potencia Valle	cada kW	2 792,54	2 830,80
f. Potencia Noche	cada kW	0,00	0,00
Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	51,98	52,69
b. Energía Valle	cada kWh	42,57	43,15
c. Energía Noche	cada kWh	36,41	36,91
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	2 792,54	2 830,80
e. Potencia Valle	cada kW	2 792,54	2 830,80
f. Potencia Noche	cada kW	0,00	0,00
Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	0,061	0,062
b. Energía Valle	cada kWh	0,050	0,051
c. Energía Noche	cada kWh	0,044	0,045
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	3,249	3,294
e. Potencia Valle	cada kW	3,249	3,294
f. Potencia Noche	cada kW	0,000	0,000

Tarifa T-CB Ventas a ICE distribución y CNFL, S.A.

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en media tensión a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. y al servicio de distribución del Instituto Costarricense de Electricidad.

B. Características del servicio:

Medición: Un sistema integral compuesto por los sistemas de medición, a media tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicados en los puntos de

entrega (barras de media tensión de subestaciones de transmisión del ICE) a la CNFL, S.A. y al servicio de distribución del ICE.

Disponibilidad: En barras de media tensión de subestaciones de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad.

Tarifa T-SD Ventas a empresa de distribución.

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en media tensión a la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, Empresa de Servicios Públicos de Heredia y Cooperativas de Electrificación Rural.

B. Características del servicio:

Medición: Un sistema integral compuesto por los sistemas de medición, a media tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicados en los puntos de entrega (barras de media tensión de subestaciones de transmisión del ICE) a la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, Empresa de Servicios Públicos de Heredia y Cooperativas de Electrificación Rural.

Disponibilidad: En barras de media tensión de subestaciones de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad.

Tarifa T-UD: Abonados directos del servicio de generación del ICE.

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en alta tensión a clientes directos del servicio de generación del ICE.

B. Características del servicio:

Medición: Un sistema de medición, a alta tensión, trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega (barras de alta tensión de subestaciones de transmisión del ICE).

Disponibilidad: En las barras de alta tensión de subestaciones de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad.

DISPOSICIONES GENERALES:

1. **Demanda de potencia a facturar:**

La demanda de potencia a facturar a las empresas distribuidoras con generación propia, será la diferencia algebraica, entre la suma de las potencias demandadas por la empresa distribuidora en los puntos en que sus redes retiran la energía de

la red de transmisión del ICE y la suma de las potencias suplidas a la red del ICE, por los generadores propiedad de la empresa distribuidora, registradas en idénticos períodos de integración.

Para efectos de lo anterior, los equipos de medición deberán de operarse en forma sincronizada y con las características señaladas en el Capítulo XII y artículo 47 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica”.

En caso de falla del medidor oficial, se utilizarán las lecturas del medidor de respaldo. En caso de falla del medidor de respaldo, se podrá utilizar las lecturas del medidor de verificación de la empresa Distribuidora siempre y cuando se demuestre que está debidamente calibrado.

Para efectos de facturación no se tomarán en cuenta única y exclusivamente, aquellas demandas máximas registradas donde la(s) planta(s) de generación de la empresa distribuidora está(n) fuera de línea por causas atribuibles a eventos del Sistema Eléctrico Nacional o el Sistema Eléctrico Regional y donde es comprobable técnicamente que la empresa distribuidora no es responsable.

2. Definición de periodos horarios.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente.

3. Operación en paralelo

Los abonados de alta tensión, que operan en paralelo con la red del ICE, con generadores síncronos de su propiedad ubicados en sus instalaciones, con el propósito de alimentar cargas propias en el mismo sitio, deben disponer en el punto de interconexión del cliente con el ICE, de las protecciones correspondientes que aseguren, tanto la no afectación de la gestión de la empresa eléctrica, como la integridad del equipo y bienes del cliente, de conformidad con lo establecido en los Capítulos VI, VII y VIII de la norma técnica regulatoria AR-NT-POASEN “Planeación, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional”.

4. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por transmisión ni el impuesto de ventas.

- III. Fijar los precios de las tarifas para los sistemas de distribución del ICE y de las empresas distribuidoras de electricidad, tal y como se detalla (¢/kWh, ¢/kW y %, según corresponda):

ICE	Sistema de distribución	Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)	
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/04/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/07/2017 al 30/09/2017	
Tarifa T-RE tarifa residencial				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	a. Bloque 0-40 kWh	Cargo fijo	3 080,80	3 106,80
	b. Bloque 41-200 kWh	cada kWh	77,02	77,67
	c. Bloque mayor a 200 kWh	cada kWh	138,82	140,00
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios				
Clientes consumo exclusivo de energía				
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	116,00	116,99
Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	b. Consumo de Energía cada kWh	cada kWh	69,41	70,00
	c. Consumo de Potencia cada kW	cada kW	11 473,73	11 571,26
Tarifa T-IN tarifa industrial				
Clientes consumo exclusivo de energía				
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	116,00	116,99
Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	b. Consumo de Energía cada kWh	cada kWh	69,41	70,00
	c. Consumo de Potencia cada kW	cada kW	11 473,73	11 571,26
Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social				
Clientes consumo exclusivo de energía				
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	77,97	78,63
Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	b. Consumo de Energía cada kWh	cada kWh	46,59	46,99
	c. Consumo de Potencia cada kW	cada kW	7 514,46	7 578,33
Tarifa T-MT tarifa media tensión				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	a. Energía Punta	cada kWh	66,56	67,13
	b. Energía Valle	cada kWh	24,72	24,93
	c. Energía Noche	cada kWh	15,21	15,34
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	d. Potencia Punta	cada kW	10 800,54	10 892,34
	e. Potencia Valle	cada kW	7 541,09	7 605,19
	f. Potencia Noche	cada kW	4 830,24	4 871,30
Tarifa T-MTb tarifa media tensión en dólares				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	a. Energía Punta	cada kWh	0,120	0,121
	b. Energía Valle	cada kWh	0,042	0,042
	c. Energía Noche	cada kWh	0,026	0,026
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	d. Potencia Punta	cada kW	19,130	19,293
	e. Potencia Valle	cada kW	13,350	13,463
	f. Potencia Noche	cada kW	8,558	8,631

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios eléctricos servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o a servicios eléctricos servidos en media tensión y clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 o M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión, clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-CS Preferencial de carácter social

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en baja y media tensión a abonados que ejerzan alguna de las siguientes actividades:

Bombeo de agua potable: Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto público, con la debida concesión del Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE).

Educación: Exclusivamente para centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: centros de enseñanza preescolar, escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa pública. Los restaurantes, sodas, residencias estudiantiles, centro de fotocopiado y otros, aun cuando se hallen a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa, debiendo ubicarse dentro de la que les corresponda.

Religión: Exclusivamente para templos de iglesias legalmente consitutuidas y cuyo servicio electrico este a nombre de la razon social que ejerce la actividad religiosa; cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.

Protección a la niñez y a la vejez: Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías infantiles promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro, legalmente consitutuidas y cuyo servicio electrico este a nombre de la razon social que ejerce la actividad.

Atención de indingentes y drogadictos; establecimiento para la atención de personas indingentes o drogadictas, que operen sin fines de lucro legalmente consitutuidas y cuyo servicio electrico este a nombre de la razon social que ejerce la actividad.

Instituciones de asistencia y socorro: **Aquellas cuyo fin sea la asistencia social para grupos de escasos recursos económicos o de protección de personas en caso de desastres o situaciones de crisis. Todos de carácter benéfico y sin fines de lucro. En estos casos la tarifa se aplicará exclusivamente en los edificios y demás propiedades utilizados expresamente para los fines citados.**

Salud: **Exclusivamente para la Cruz Roja y Centros de Salud Rural, de carácter estatal.**

Personas con soporte ventilatorio domiciliario por discapacidad respiratoria transitoria o permanente: **Abonados o usuarios que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otra unidad médica equivalente.**

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o servicios servidos a media tensión clasificados como M1, M2, M5, M6, M7 y M8 conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MT Media tensión

A. Aplicación: **Tarifa opcional para el suministro de energía y potencia, para abonados servidos en media tensión y cualquier uso de la energía, bajo contrato con una vigencia mínima de un año calendario, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse el abonado a consumir como mínimo 120 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha alcanzado al momento de emitir la facturación del mes de diciembre, se agregará a esta facturación, la energía necesaria (kWh) para completar el consumo anual acordado en el contrato, a la que se le aplicará el precio de la energía en período punta. En el caso de servicios eléctricos a los que se le aplique esta tarifa por primera vez, el consumo mínimo de ese año calendario, será el proporcional a la cantidad de facturaciones emitidas, durante ese año.**

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MTb Media tensión b.

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media tensión, bajo contrato, con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse el abonado a consumir como mínimo 120 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta. Además esta tarifa es aplicable solamente a aquellos abonados que cumplan con la condición de que muestren sostenidamente al menos durante tres meses un factor de carga de 0,9, comportamiento por medio del cual tendrán derecho a ingresar en esta tarifa (b). Una vez que ingresen a esta tarifa, si durante los últimos doce meses no alcanzan al menos diez veces ese factor de carga, pierden la categoría y al tercer mes de incumplimiento regresan a la tarifa original de procedencia.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa aplicable sobre la inyección y retiro diferido de energía en la red de distribución por parte de abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo con medición neta sencilla.

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en el artículo 26 y el Capítulo IV de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Medición: Un sistema de medición con registro bidireccional, a media o baja tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Categoría y bloques de consumo:

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (cargo por energía), de las tarifas T-IN, T-CO y T-CS, será reclasificado al bloque de consumo binómico (cargo por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en seis o más facturas consecutivas en los últimos doce meses.

2. Cargo por demanda

La demanda a facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

3. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual equivalente a los primeros 40 kWh, en los casos que el cliente consuma los 40 kWh o menos.

En el caso de las tarifas MT y MTb, al cargo mínimo se le aplicará el precio del periodo punta

4. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes.

5. Facturación de energía y potencia a abonados productores de energía eléctrica.

Para los abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el total de energía retirada en el periodo de medición o bloque horario, calculando la energía retirada como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para

autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá de la energía total retirada o del periodo horario según corresponda.

La potencia a facturar será la máxima demanda registrada sobre el retiro total de energía, por su parte la energía a facturar será la vendida por la empresa a la tarifa del bloque que corresponda según lo indicado en el párrafo anterior.

La tarifa (TA) será aplicable a la energía (kWh) retirada de la red de distribución por el productor-consumidor, proveniente de su generación propia, que han sido previamente depositados en dicha red, es decir los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados.

Para la energía (kWh) consumida proveniente de la red de distribución de la empresa, pero que no corresponden a la energía (kWh) previamente inyecta, se aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor establecidos en los mismos (por ejemplo residencial, general, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía, y potencia que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según la categoría de consumidor y al precio establecido en el pliego tarifario vigente para la correspondiente categoría tarifaria del consumidor.

6. Condiciones para la tarifación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

7. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

8. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas, ni el importe de bomberos.

CNFL	Sistema de distribución	Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)	
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/07/2017 al 30/09/2017	
Tarifa T-RE	tarifa residencial			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
	a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	1 866,60	1 883,10
	b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	62,22	62,77
	c. Bloque 201-300 kWh	cada kWh	95,48	96,33
	d. Bloque mayor a 300 kWh	kWh adicional	98,70	99,58
Tarifa T-REH	tarifa residencial horaria			
Cientes consumo de 0 a 300 kWh				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
	a. Bloque 0-300 kWh Punta	cada kWh	131,96	133,13
	b. Bloque 0-300 kWh Valle	cada kWh	54,71	55,20
	c. Bloque 0-300 kWh Noche	cada kWh	22,53	22,73
Cientes consumo de 301 a 500 kWh				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
	d. Bloque 301-500 kWh Punta	cada kWh	150,20	151,54
	e. Bloque 301-500 kWh Valle	cada kWh	61,15	61,69
	f. Bloque 301-500 kWh Noche	cada kWh	25,75	25,98
Cientes consumo más de 501 kWh				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
	g. Bloque mayor a 500 kWh Punta	cada kWh	178,09	179,68
	h. Bloque mayor a 500 kWh Valle	cada kWh	71,88	72,52
	i. Bloque mayor a 500 kWh Noche	cada kWh	33,26	33,56
Tarifa T-CO	tarifa comercios y servicios			
Cientes consumo exclusivo de energía				
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	105,14	106,08
Cientes consumo energía y potencia				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
	b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	189 900,00	191 580,00
	c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	63,30	63,86
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
	d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	79 268,96	79 974,48
	e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	9 908,62	9 996,81
Tarifa T-IN	tarifa industrial			
Cientes consumo exclusivo de energía				
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	105,14	106,08
Cientes consumo energía y potencia				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
	b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	189 900,00	191 580,00
	c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	63,30	63,86
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
	d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	79 268,96	79 974,48
	e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	9 908,62	9 996,81

Continua...

CNFL Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/07/2017 al 30/09/2017
Tarifa T-PR tarifa promocional			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	105,14	106,08
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	189 900,00	191 580,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	63,30	63,86
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	79 268,96	79 974,48
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	9 908,62	9 996,81
Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	70,81	71,44
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	122 310,00	123 390,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	40,77	41,13
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	52 808,80	53 278,80
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	6 601,10	6 659,85
Tarifa T-MT tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	53,64	54,12
b. Energía Valle	cada kWh	26,82	27,06
c. Energía Noche	cada kWh	19,31	19,48
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	9 405,47	9 489,18
e. Potencia Valle	cada kW	6 692,29	6 751,85
f. Potencia Noche	cada kW	4 248,39	4 286,20

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, B3 y B4 o servicios servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

T-REH: Residencial horaria

A. Aplicación: **Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.**

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, B3 y B4 o servicios servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

C. Sistema de medición: **Un único sistema cuyo medidor es multitarifario.**

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: **Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión y clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).**

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o servicios eléctricos servidos en media tensión y clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8

conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios servidos en media o baja tensión clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, M1, M2, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-CS: Preferencial de carácter social

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en baja y media tensión a abonados que ejerzan alguna de las siguientes actividades:

Bombeo de agua potable: Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto público, con la debida concesión del Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE).

Educación: Exclusivamente para los siguientes centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: jardines de niños, escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa estatal, por lo cual restaurantes, sodas, residencias estudiantiles, centro de fotocopiado etc. a pesar de estar a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa.

Religión: Exclusivamente para templos de iglesias, legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad religiosa; cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.

Instituciones de asistencia y socorro: Aquellas cuyo fin sea la asistencia social para grupos de escasos recursos económicos o de protección de personas en caso de desastres o situaciones de crisis. Todos de carácter benéfico y sin

finés de lucro. En estos casos la tarifa se aplicará exclusivamente en los edificios y demás propiedades utilizados expresamente para los fines citados

Protección a la niñez y a la vejez: Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías infantiles promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro, legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Atención de indigentes y drogadictos; establecimiento para la atención de personas indigentes o drogadictas, que operen sin fines de lucro legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Personas con soporte ventilatorio domiciliario por discapacidad respiratoria transitoria o permanente: Abonados que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otro centro hospitalario equivalente.

Salud: Exclusivamente para la Cruz Roja y Centros de Salud Rural, de carácter estatal.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o servicios servidos a media tensión clasificados como M1, M2, M5, M6, M7 y M8 conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-PR: Promocional

A.-Aplicación: **Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos con consumos mensuales mayores que 3 000 kWh, bajo contrato con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales y al que se considera renovado a su vencimiento si ambas partes no hacen indicación de lo contrario tres meses antes de su vencimiento.**

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, M1, M2, M3, M4, M5,

M6, M7 y M8., conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

C.-Cargo por demanda: La demanda a facturar será la máxima demanda de potencia en kW, para cualquier intervalo de quince minutos durante el mes, que se registre entre las 10:00 y las 12:30 horas o entre las 17:30 y las 20:00 horas (horas punta), siempre y cuando la potencia registrada en las horas pico sea al menos un 80% menor que la potencia máxima del período. De no cumplirse con las condiciones antes mencionadas, la demanda a facturar será la demanda de potencia más alta registrada en el período de facturación, independientemente de la hora en que se registre.

Para la determinación de la demanda a facturar, no se tomarán en cuenta para, las demandas registradas los días sábados, domingos y los días feriados; estos últimos de conformidad con lo que establece el artículo 148 del Código de Trabajo y su reforma, según la ley 8442, lo anterior aplica solamente a los feriados de pago obligatorio.

Tarifa T-MT: Media tensión.

A. Aplicación: Tarifa opcional para el de suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media tensión y cualquier uso de la energía, bajo contrato con una vigencia mínima de un año calendario, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse el abonado a consumir como mínimo 120 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha alcanzado al momento de emitir la facturación del mes de diciembre, se agregará a esta facturación, la energía necesaria(kWh) para completar el consumo anual acordado en el contrato, a la que se le aplicará el precio de la energía en período punta. En el caso de servicios eléctricos a los que se le aplique esta tarifa por primera vez, el consumo mínimo de ese año calendario, será el proporcional a la cantidad de facturaciones emitidas, durante ese año.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa aplicable sobre la inyección y retiro diferido de energía en la red de distribución por parte de abonados productores de energía eléctrica en

la modalidad de generación distribuida para autoconsumo con medición neta sencilla.

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en el artículo 26 y el Capítulo IV de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Medición: Un sistema de medición con registro bidireccional, a media o baja tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Categorías y bloques de consumo:

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (carga por energía), de las tarifas T-IN, T-CO y T-CS, será reclasificado al bloque de consumo binómico (carga por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en seis o más facturas consecutivas en los últimos doce meses.

2. Cargo por demanda

La demanda a facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

3. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos.

4. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, en kW, registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, en kW, registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda a facturar será la máxima potencia, en kW, registrada durante el mes.

5. Facturación de energía y potencia a abonados productores de energía eléctrica.

Para los abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el total de energía retirada en el periodo de medición o bloque horario, calculando la energía retirada como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá de la energía total retirada o del periodo horario según corresponda.

La potencia a facturar será la máxima demanda registrada sobre el retiro total de energía, por su parte la energía a facturar será la vendida por la empresa a la tarifa del bloque que corresponda según lo indicado en el párrafo anterior.

La tarifa (TA) será aplicable a la energía (kWh) retirada de la red de distribución por el productor-consumidor, proveniente de su generación propia, que han sido previamente depositados en dicha red, es decir los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados.

Para la energía (kWh) consumida proveniente de la red de distribución de la empresa, pero que no corresponden a la energía (kWh) previamente inyecta, se aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor establecidos en los mismos (por ejemplo residencial, general, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía, y potencia que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según la categoría de consumidor y al precio establecido en el pliego tarifario vigente para la correspondiente categoría tarifaria del consumidor.

6. Condiciones para la tarificación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

7. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

8. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas, ni el importe de bomberos.

JASEC Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/07/2017 al 30/09/2017
Tarifa T-RE tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	2 046,00	2 060,70
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	68,20	68,69
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	83,48	84,08
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	96,41	97,10
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	172 860,00	174 090,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	57,62	58,03
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	72 109,68	72 628,88
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	9 013,71	9 078,61
Tarifa T-IN tarifa industrial			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	96,41	97,10
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	172 860,00	174 090,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	57,62	58,03
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	72 109,68	72 628,88
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	9 013,71	9 078,61
Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	69,37	69,87
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	119 940,00	120 810,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	39,98	40,27
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	48 461,84	48 810,80
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	6 057,73	6 101,35

Continua...

JASEC Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/07/2017 al 30/09/2017
Tarifa T-MT tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	52,91	53,29
b. Energía Valle	cada kWh	25,86	26,05
c. Energía Noche	cada kWh	17,64	17,77
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	9 312,36	9 379,41
e. Potencia Valle	cada kW	6 677,39	6 725,47
f. Potencia Noche	cada kW	4 568,00	4 600,89

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios servidos a baja tensión y clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-CS: Preferencial de carácter social

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en baja y media tensión a abonados que ejerzan alguna de los siguientes actividades:

Bombeo de agua potable: Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto público, con la debida concesión del Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE).

Educación: Exclusivamente para los siguientes centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa estatal, por lo cual restaurantes, sodas, residencias estudiantiles, Centros de fotocopiado, etc. a pesar de estar a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa.

Religión: Exclusivamente para templos de iglesias, legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad religiosa, cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.

Instituciones de asistencia y socorro: **Aquellas cuyo fin sea la asistencia social para grupos de escasos recursos económicos o de protección de personas en caso de desastres o situaciones de crisis. Todos de carácter benéfico y sin fines de lucro. En estos casos la tarifa se aplicará exclusivamente en los edificios y demás propiedades utilizados expresamente para los fines citados**

Protección a la niñez y a la vejez: **Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías infantiles promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.**

Atención de indigentes y drogadictos; **establecimiento para la atención de personas indigentes o drogadictas, que operen sin fines de lucro legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.**

Salud: **Exclusivamente para la Cruz Roja y Centros de Salud Rural, de carácter estatal.**

Personas con soporte ventilatorio domiciliario por discapacidad respiratoria transitoria o permanente: **Abonados que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otro centro hospitalario equivalente.**

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o servicios servidos a media tensión clasificados como M1, M2, M5, M6, M7 y M8 conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MT: Media tensión.

A. Aplicación: Tarifa opcional para el de suministro de energía y potencia, para abonados servidos en media tensión y cualquier uso de la energía, bajo contrato con una vigencia mínima de un año calendario, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse el abonado a consumir como mínimo 240 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha alcanzado al momento de emitir la facturación del mes de diciembre, se agregará a esta facturación, la energía necesaria(kWh) para completar el consumo anual acordado en el

contrato, a la que se le aplicará el precio de la energía en período punta. En el caso de servicios eléctricos a los que se le aplique esta tarifa por primera vez, el consumo mínimo de ese año calendario, será el proporcional a la cantidad de facturaciones emitidas, durante ese año.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa aplicable sobre la inyección y retiro diferido de energía en la red de distribución por parte de abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo con medición neta sencilla.

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en el artículo 26 y el Capítulo IV de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Medición: Un sistema de medición con registro bidireccional, a media o baja tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Categorías y bloques de consumo:

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (carga por energía), de las tarifas T-IN, T-CO y T-CS, será reclasificado al bloque de consumo binómico (carga por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en seis o más facturas consecutivas en los últimos doce meses.

2. Cargo por demanda

La demanda a facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

3. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos.

4. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda a facturar será la máxima potencia registrada durante el mes.

5. Facturación de energía y potencia a abonados productores de energía eléctrica.

Para los abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el total de energía retirada en el periodo de medición o bloque horario, calculando la energía retirada como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá de la energía total retirada o del periodo horario según corresponda.

La potencia a facturar será la máxima demanda registrada sobre el retiro total de energía, por su parte la energía a facturar será la vendida por la empresa a la tarifa del bloque que corresponda según lo indicado en el párrafo anterior.

La tarifa (TA) será aplicable a la energía (kWh) retirada de la red de distribución por el productor-consumidor, proveniente de su generación propia, que han sido

previamente depositados en dicha red, es decir los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados.

Para la energía (kWh) consumida proveniente de la red de distribución de la empresa, pero que no corresponden a la energía (kWh) previamente inyecta, se aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor establecidos en los mismos (por ejemplo residencial, general, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía, y potencia que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según la categoría de consumidor y al precio establecido en el pliego tarifario vigente para la correspondiente categoría tarifaria del consumidor.

6. Condiciones para la tarificación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

7. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

8. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas, ni el importe de bomberos.

ESPH	Sistema de distribución	Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/04/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/07/2017 al 30/09/2017
Tarifa T-RE	tarifa residencial		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	1 933,20	1 945,50
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	64,44	64,85
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	83,33	83,85
Tarifa T-CO	tarifa comercios y servicios		
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	88,88	89,44
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	150 000,00	150 960,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	50,00	50,32
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	81 181,40	81 692,80
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	8 118,14	8 169,28
Tarifa T-IN	tarifa industrial		
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	88,88	89,44
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	150 000,00	150 960,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	50,00	50,32
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	81 181,40	81 692,80
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	8 118,14	8 169,28
Tarifa T-CS	tarifa preferencial de carácter social		
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	64,44	64,85
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	133 320,00	134 160,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	44,44	44,72
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	69 360,30	69 797,30
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	6 936,03	6 979,73

Continua...

ESPH	Sistema de distribución	Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/04/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/07/2017 al 30/09/2017
Tarifa T-MT	tarifa media tensión		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	a. Energía Punta cada kWh	58,88	59,25
	b. Energía Valle cada kWh	30,00	30,19
	c. Energía Noche cada kWh	24,43	24,58
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	d. Potencia Punta cada kW	9 865,76	9 927,91
	e. Potencia Valle cada kW	6 854,93	6 898,12
	f. Potencia Noche cada kW	4 568,46	4 597,24

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios servidos a baja tensión y clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-CS: Preferencial de carácter social

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en baja y media tensión a abonados que ejerzan alguna de los siguientes actividades:

Bombeo de agua potable: Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto público, con la debida concesión del Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE).

Educación: Exclusivamente para los siguientes centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: jardines de niños, escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa estatal, por lo cual restaurantes, sodas, residencias estudiantiles, centros de fotocopiado, etc. a pesar de estar a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa.

Religión: Exclusivamente para templos de iglesias legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad religiosa;, cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.

Instituciones de asistencia y socorro: **Aquellas cuyo fin sea la asistencia social para grupos de escasos recursos económicos o de protección de personas en caso de desastres o situaciones de crisis. Todos de carácter benéfico y sin fines de lucro. En estos casos la tarifa se aplicará exclusivamente en los edificios y demás propiedades utilizados expresamente para los fines citados.**

Protección a la niñez y a la vejez: **Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías infantiles promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro, legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.**

Atención de indigentes y drogadictos; **establecimiento para la atención de personas indigentes o drogadictas, que operen sin fines de lucro legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.**

Salud: **Exclusivamente para la Cruz Roja y Centros de Salud Rural, de carácter estatal.**

Personas con soporte ventilatorio domiciliario por discapacidad respiratoria transitoria o permanente: **Abonados que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otro centro hospitalario equivalente.**

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o servicios servidos a media tensión clasificados como M1, M2, M5, M6, M7 y M8 conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MT: Media tensión

A. Aplicación: Para el de suministro de energía y potencia, para abonados servidos en media tensión y con consumos mensuales mayores de 20 000 kWh.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa aplicable sobre la inyección y retiro diferido de energía en la red de distribución por parte de abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo con medición neta sencilla.

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en el artículo 26 y el Capítulo IV de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Medición: Un sistema de medición con registro bidireccional, a media o baja tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega

DISPOSICIONES GENERALES:

1. **Categorías y bloques de consumo:**

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (carga por energía), de las tarifas T-IN, T-CO y T-CS, será reclasificado al bloque de consumo binómico (carga por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en seis o más facturas en los últimos doce meses.

2. **Cargo por demanda**

La demanda a facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

3. **Cargo mínimo a facturar.**

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual el equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos.

4. **Definición de horario.**

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, en kW, registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, en kW, registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda a facturar será la máxima potencia, en kW, registrada durante el mes.

5. Facturación de energía y potencia a abonados productores de energía eléctrica.

Para los abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el total de energía retirada en el periodo de medición o bloque horario, calculando la energía retirada como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá de la energía total retirada o del periodo horario según corresponda.

La potencia a facturar será la máxima demanda registrada sobre el retiro total de energía, por su parte la energía a facturar será la vendida por la empresa a la tarifa del bloque que corresponda según lo indicado en el párrafo anterior.

La tarifa (TA) será aplicable a la energía (kWh) retirada de la red de distribución por el productor-consumidor, proveniente de su generación propia, que han sido previamente depositados en dicha red, es decir los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados.

Para la energía (kWh) consumida proveniente de la red de distribución de la empresa, pero que no corresponden a la energía (kWh) previamente inyecta, se aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor establecidos en los mismos (por ejemplo residencial, general, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía, y potencia que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según la categoría de consumidor y al precio establecido en el pliego tarifario vigente para la correspondiente categoría tarifaria del consumidor.

6. Condiciones para la tarificación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

7. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

8. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas, ni el importe de bomberos.

COOPELESCA Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/07/2017 al 30/09/2017
Tarifa T-RE tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	2 100,00	2 104,20
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	70,00	70,14
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	88,00	88,18
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	91,00	91,18
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	222 000,00	222 450,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	74,00	74,15
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	44 820,00	44 909,60
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	4 482,00	4 490,96
Tarifa T-IN tarifa industrial			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	91,00	91,18
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	222 000,00	222 450,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	74,00	74,15
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	44 820,00	44 909,60
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	4 482,00	4 490,96
Tarifa T-MT tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	73,00	73,15
b. Energía Valle	cada kWh	62,00	62,12
c. Energía Noche	cada kWh	56,00	56,11
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	4 200,00	4 208,40
e. Potencia Valle	cada kW	4 200,00	4 208,40

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No

incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios eléctricos servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o a servicios eléctricos servidos en media tensión y clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 o M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión, clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-MT: Media tensión

A. Aplicación: Para el de suministro de energía y potencia, para servicios eléctricos servidos en media tensión y cualquier uso de la energía, bajo contrato con una vigencia mínima de un año calendario, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse el abonado a consumir como mínimo 180 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha alcanzado al momento de emitir la facturación del mes de diciembre, se agregará a esta facturación, la energía necesaria(kWh) para completar el consumo anual acordado en el contrato, a la que se le aplicará el precio de la energía en periodo punta. En el caso de servicios eléctricos a los que se le aplique esta tarifa por primera vez, el consumo mínimo de ese año calendario, será el proporcional a la cantidad de facturaciones emitidas, durante ese año.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa aplicable sobre la inyección y retiro diferido de energía en la red de distribución por parte de abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo con medición neta sencilla.

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en el artículo 26 y el Capítulo IV de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Medición: Un sistema de medición con registro bidireccional, a media o baja tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Cargo por demanda

La demanda a facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

2. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual el equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos.

3. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes.

4. Facturación de energía y potencia a abonados productores.

Para los abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el total de energía retirada en el periodo de medición o bloque horario, calculando la energía retirada como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá de la energía total retirada o del periodo horario según corresponda.

La potencia a facturar será la máxima demanda registrada sobre el retiro total de energía, por su parte la energía a facturar será la vendida por la empresa a la tarifa del bloque que corresponda según lo indicado en el párrafo anterior.

La tarifa (TA) será aplicable a la energía (kWh) retirada de la red de distribución por el productor-consumidor, proveniente de su generación propia, que han sido previamente depositados en dicha red, es decir los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados.

Para la energía (kWh) consumida proveniente de la red de distribución de la empresa, pero que no corresponden a la energía (kWh) previamente inyecta, se aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor establecidos en los mismos (por ejemplo residencial, general, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía, y potencia que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según la categoría de consumidor y al precio establecido en el pliego tarifario vigente para la correspondiente categoría tarifaria del consumidor.

5. Condiciones para la tarifación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

6. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

7. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas, ni el importe de bomberos.

COOPEGUANACASTE Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/07/2017 al 30/09/2017
Tarifa T-RE tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	1 952,70	1 961,70
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	65,09	65,39
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	91,76	92,18
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	96,03	96,47
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	182 460,00	183 300,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	60,82	61,10
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	89 820,10	90 233,30
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	8 982,01	9 023,33
Tarifa T-IN tarifa industrial			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	96,03	96,47
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	182 460,00	183 300,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	60,82	61,10
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	89 820,10	90 233,30
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	8 982,01	9 023,33
Tarifa T-MT tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	80,03	80,40
b. Energía Valle	cada kWh	69,36	69,68
c. Energía Noche	cada kWh	61,89	62,17
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	3 625,67	3 642,35
e. Potencia Valle	cada kW	3 625,67	3 642,35

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente,

incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios eléctricos servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o a servicios eléctricos servidos en media tensión y clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 o M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión, clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica

regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-MT: Media tensión

A. Aplicación: Para el de suministro de energía y potencia, para servicios eléctricos servidos en media tensión y cualquier uso de la energía, bajo contrato con una vigencia mínima de un año calendario, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse el abonado a consumir como mínimo 180 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha alcanzado al momento de emitir la facturación del mes de diciembre, se agregará a esta facturación, la energía necesaria(kWh) para completar el consumo anual acordado en el contrato, a la que se le aplicará el precio de la energía en período punta. En el caso de servicios eléctricos a los que se le aplique esta tarifa por primera vez, el consumo mínimo de ese año calendario, será el proporcional a la cantidad de facturaciones emitidas, durante ese año .

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa aplicable sobre la inyección y retiro diferido de energía en la red de distribución por parte de abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo con medición neta sencilla.

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en el artículo 26 y el Capítulo IV de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Medición: Un sistema de medición con registro bidireccional, a media o baja tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Cargo por demanda

La demanda a facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

2. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos.

3. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes.

4. Facturación de energía y potencia a abonados productores.

Para los abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el total de energía retirada en el periodo de medición o bloque horario, calculando la energía retirada como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá de la energía total retirada o del periodo horario según corresponda.

La potencia a facturar será la máxima demanda registrada sobre el retiro total de energía, por su parte la energía a facturar será la vendida por la empresa a la tarifa del bloque que corresponda según lo indicado en el párrafo anterior.

La tarifa (TA) será aplicable a la energía (kWh) retirada de la red de distribución por el productor-consumidor, proveniente de su generación propia, que han sido previamente depositados en dicha red, es decir los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados.

Para la energía (kWh) consumida proveniente de la red de distribución de la empresa, pero que no corresponden a la energía (kWh) previamente inyecta, se aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor establecidos en los mismos (por ejemplo residencial, general, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía, y potencia que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según la categoría de consumidor y al precio establecido en el pliego tarifario vigente para la correspondiente categoría tarifaria del consumidor.

5. Condiciones para la tarifación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

6. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

7. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas, ni el importe de bomberos.

COOPESANTOS Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/07/2017 al 30/09/2017
Tarifa T-RE tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-40 kWh	Cargo fijo	3 228,40	3 240,40
b. Bloque 41-200 kWh	cada kWh	80,71	81,01
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	130,62	131,10
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	156,11	156,69
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	283 530,00	284 580,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	94,51	94,86
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	232 195,50	233 054,55
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	15 479,70	15 536,97
Tarifa T-IN tarifa industrial			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	156,11	156,69
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	283 530,00	284 580,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	94,51	94,86
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	232 195,50	233 054,55
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	15 479,70	15 536,97
Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social			
Clientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-250 kWh	cada kWh	111,51	111,92
b. Bloque mayor a 250 kWh	cada kWh	156,11	156,69
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
c. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	283 530,00	284 580,00
d. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	94,51	94,86
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
e. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	232 195,50	233 054,55
f. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	15 479,70	15 536,97

Continua...

COOPESANTOS Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/07/2017 al 30/09/2017
Tarifa T-MT	tarifa media tensión		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	a. Energía Punta cada kWh	74,34	74,62
	b. Energía Valle cada kWh	29,74	29,85
	c. Energía Noche cada kWh	19,12	19,19
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	d. Potencia Punta cada kW	11 358,08	11 400,10
	e. Potencia Valle cada kW	8 250,67	8 281,20
	f. Potencia Noche cada kW	5 194,24	5 213,46

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios eléctricos servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o a servicios eléctricos servidos en media tensión y clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 o M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: **Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión, clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).**

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-CS Preferencial de carácter social

A. Aplicación: **Para el suministro de energía y potencia en baja y media tensión a abonados que ejerzan alguna de las siguientes actividades:**

Bombeo de agua potable: Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto público, con la debida concesión del Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE).

Educación: Exclusivamente para centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: centros de enseñanza preescolar, escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa pública. Los restaurantes, sodas, residencias estudiantiles, centro de fotocopiado y otros, aun cuando se hallen a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa, debiendo ubicarse dentro de la que les corresponda.

Religión: Exclusivamente para templos de iglesias legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad religiosa; cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.

Protección a la niñez y a la vejez: Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías infantiles promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro, legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Atención de indigentes y drogadictos; establecimiento para la atención de personas indigentes o drogadictas, que operen sin fines de lucro legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Instituciones de asistencia y socorro: Aquellas cuyo fin sea la asistencia social para grupos de escasos recursos económicos o de protección de personas en caso de desastres o situaciones de crisis. Todos de carácter benéfico y sin fines de lucro. En estos casos la tarifa se aplicará exclusivamente en los edificios y demás propiedades utilizados expresamente para los fines citados.

Salud: Exclusivamente para la Cruz Roja y Centros de Salud Rural, de carácter estatal.

Personas con soporte ventilatorio domiciliario por discapacidad respiratoria transitoria o permanente: Abonados o usuarios que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otra unidad médica equivalente.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o servicios servidos a media tensión clasificados como M1, M2, M5, M6, M7 y M8 conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MT: Media tensión

A. Aplicación: Para el de suministro de energía y potencia, en servicios eléctricos servidos en media tensión y cualquier uso de la energía, bajo contrato con una vigencia mínima de un año calendario, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse el abonado a consumir como mínimo 240 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha alcanzado al momento de emitir la facturación del mes de diciembre, se agregará a esta facturación, la energía necesaria(kWh) para completar el consumo anual acordado en el contrato, a la que se le aplicará el precio de la energía en período punta. En el caso de servicios eléctricos a los que se le aplique esta tarifa por primera vez, el consumo mínimo de ese año calendario, será el proporcional a la cantidad de facturaciones emitidas, durante ese año.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa aplicable sobre la inyección y retiro diferido de energía en la red de distribución por parte de abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo con medición neta sencilla.

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en el artículo 26 y el Capítulo IV de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Medición: Un sistema de medición con registro bidireccional, a media o baja tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Cargo por demanda

La demanda a facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

2. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual el equivalente a los primeros 40 kWh, en los casos que el cliente consuma los 40 kWh o menos.

3. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda a facturar será la máxima potencia registrada durante el mes.

4. Facturación de energía y potencia a abonados productores.

Para los abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el total de energía retirada en el periodo de medición o bloque horario, calculando la energía retirada como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM). De este modo el bloque tarifario dependerá de la energía total retirada o del periodo horario según corresponda.

La potencia a facturar será la máxima demanda registrada sobre el retiro total de energía, por su parte la energía a facturar será la vendida por la empresa a la tarifa del bloque que corresponda según lo indicado en el párrafo anterior.

La tarifa (TA) será aplicable a la energía (kWh) retirada de la red de distribución por el productor-consumidor, proveniente de su generación propia, que han sido previamente depositados en dicha red, es decir los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados.

Para la energía (kWh) consumida proveniente de la red de distribución de la empresa, pero que no corresponden a la energía (kWh) previamente inyecta, se aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor establecidos en los mismos (por ejemplo residencial, general, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía, y potencia que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según la categoría de consumidor y al precio establecido en el pliego tarifario vigente para la correspondiente categoría tarifaria del consumidor.

5. Condiciones para la tarifación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

6. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

7. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas, ni el importe de bomberos.

COOPEALFARO RUIZ Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/07/2017 al 30/09/2017
Tarifa T-RE tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	2 137,20	2 151,30
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	71,24	71,71
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	92,61	93,22
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios			
Cientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kW	cada kWh	99,73	100,39
Cientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	181 650,00	182 850,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	60,55	60,95
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	141 977,40	142 914,45
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	9 465,16	9 527,63
Tarifa T-IN tarifa industrial			
Cientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kW	cada kWh	99,73	100,39
Cientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	181 650,00	182 850,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	60,55	60,95
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	141 977,40	142 914,45
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	9 465,16	9 527,63

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios eléctricos servidos a media tensión

clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o a servicios eléctricos servidos en media tensión y clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 o M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión, clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media o baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6, B7, M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa aplicable sobre la inyección y retiro diferido de energía en la red de distribución por parte de abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo con medición neta sencilla.

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en el artículo 26 y el Capítulo IV de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Medición: Un sistema de medición con registro bidireccional, a media o baja tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Cargo por demanda

La demanda a facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

2. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos.

3. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda a facturar será la máxima potencia, registrada durante el mes.

4. Facturación de energía y potencia a abonados productores.

Para los abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el total de energía retirada en el periodo de medición o bloque horario, calculando la energía retirada como la sumatoria de

la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá de la energía total retirada o del periodo horario según corresponda.

La potencia a facturar será la máxima demanda registrada sobre el retiro total de energía, por su parte la energía a facturar será la vendida por la empresa a la tarifa del bloque que corresponda según lo indicado en el párrafo anterior.

La tarifa (TA) será aplicable a la energía (kWh) retirada de la red de distribución por el productor-consumidor, proveniente de su generación propia, que han sido previamente depositados en dicha red, es decir los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados.

Para la energía (kWh) consumida proveniente de la red de distribución de la empresa, pero que no corresponden a la energía (kWh) previamente inyecta, se aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor establecidos en los mismos (por ejemplo residencial, general, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía, y potencia que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según la categoría de consumidor y al precio establecido en el pliego tarifario vigente para la correspondiente categoría tarifaria del consumidor.

5. Condiciones para la tarifación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

6. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCOM, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

7. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas, ni el importe de bomberos.

- IV. Instruir a las empresas distribuidoras de electricidad y al Instituto Costarricense de Electricidad -para el servicio de generación-, que para el siguiente ajuste por costo variable de combustible, se cumpla con la entrega de información requerida mediante las resoluciones RJD-017-2012, RIE-044-2015, RIE-100-2015, así mismo con lo establecido en la resolución RIE-035-2016, en relación con la “Estrategia de colocación de excedentes en el Mercado Eléctrico Regional”.**

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (*LGAP*) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la *LGAP*, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE

Mario Mora Quirós
Director Intendencia de Energía

1 vez.—Solicitud N° 17647.—O. C. N° 8926-2017.—(IN2017145944).

CONVOCA A

Audiencia Pública

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos convoca a audiencia pública, de conformidad con lo indicado en el oficio 936-IT-2017, artículos 30 y 36 de la Ley 7593 y según lo dispuesto en la "Metodología para Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas", aprobada por la Junta Directiva mediante resolución RJD-035-2016, para exponer la propuesta de fijación tarifaria de oficio para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús, en la ruta 1239 descrita como: **Naranjo-San José-Concepción de Naranjo-Bajo Corrales Naranjo-San José y viceversa**, operada por la empresa Transportes Naranjo San José S.A., propuesta que se detalla de la siguiente manera:

Ruta	Descripción	Tarifa Regular (¢)				Tarifa Adulto Mayor (¢)			
		Vigente	Resultante	Variación Absoluta	Variación Relativa	Vigente	Resultante	Variación Absoluta	Variación Relativa
1239	San José-Naranjo y viceversa.	¢995	¢975	¢20	-2%	¢500	¢490	¢10	-2%
	San José-Naranjo-Ext. Concepción y viceversa.	¢1220	¢1.195	¢25	-2%	¢915	¢895	¢20	-2%

La Audiencia Pública se llevará a cabo el día **miércoles 26 de julio del 2017** a las **17:00 horas (5:00 p.m.)** en el Gimnasio de Escuela República de Colombia, ubicado al costado sur del parque central de Naranjo, Naranjo, Alajuela.

Quien tenga interés legítimo podrá presentar su posición (*oposición o coadyuvancia*) ► **en forma oral** en la audiencia pública, (*para lo cual debe presentar su documento de identidad vigente*) ► **o por escrito firmado** (*en este caso se debe adjuntar copia de su documento de identidad vigente*): en las oficinas de la Autoridad Reguladora en horario regular, hasta el día de realización de la audiencia, por medio del fax 2215-6002 o del correo electrónico^(*): consejero@aresep.go.cr hasta la hora programada de inicio de la respectiva audiencia pública.

Las oposiciones o coadyuvancias deben estar sustentadas con las razones de hecho y derecho que se consideren pertinentes e indicar un medio para recibir notificaciones (*correo electrónico, número de fax, apartado postal o dirección exacta*).

En el caso de personas jurídicas, las posiciones (*oposición o coadyuvancia*) deben ser interpuestas por medio del representante legal de dicha entidad y aportar certificación de personería jurídica vigente donde se haga constar su representación.

Se informa que la presente propuesta se tramita en el expediente **ET-031-2017** y se puede consultar en las instalaciones de la ARESEP y en la siguiente dirección electrónica: www.aresep.go.cr (*Consulta de expedientes*).

Adicionalmente, se invita a participar en una exposición explicativa y sesión de evacuación de dudas y consultas sobre la propuesta, que se llevará a cabo el día **miércoles 5 de julio de 2017, a las 17:00 horas (5:00 p.m.)** en el Gimnasio de Escuela República de Colombia.

Esta exposición será transmitida, en vivo, en el perfil de Facebook de la institución, y a partir del **jueves 6 de julio del 2017** la grabación de la exposición estará disponible en la página web www.aresep.go.cr. Además de las dudas o consultas que se formulen durante la exposición, también se recibirán **hasta el miércoles 12 de julio del 2017**, dudas por escrito remitidas vía correo electrónico al correo electrónico consejero@aresep.go.cr, mismas que serán evacuadas a más tardar el día **viernes 21 de julio del 2017** por el mismo medio.

Asesorías e información adicional: comunicarse con el Consejero del Usuario al correo electrónico consejero@aresep.go.cr o a la línea gratuita número 8000 273737.

(*) *En el caso de que la oposición o coadyuvancia sea enviada por medio de correo electrónico, esta debe estar suscrita mediante firma digital, o en su defecto, el documento con la firma debe ser escaneado y cumplir con todos los requisitos arriba señalados, además el tamaño de dicho correo electrónico no puede exceder a 10,5 megabytes.*

El día de la audiencia, a partir de las 16:30 horas, en el Gimnasio de Escuela República de Colombia, se dispondrá de un espacio de atención de consultas, asesoría y recepción de quejas y denuncias relativas a la prestación del servicio.

Marta Monge Marín
Dirección General de Atención al Usuario