



Diario Oficial

LA GACETA

Costa Rica
145 años

JORGE EMILIO
CASTRO
FONSECA
(FIRMA)

Firmado digitalmente
por JORGE EMILIO
CASTRO FONSECA
(FIRMA)
Fecha: 2023.09.13
15:38:53 -06'00'



Benemérita
Imprenta Nacional
Costa Rica

ALCANCE N° 174 A LA GACETA N° 169

Año CXLV

San José, Costa Rica, jueves 14 de setiembre del 2023

871 páginas

PODER LEGISLATIVO

PROYECTOS

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

NOTIFICACIONES

MINISTERIO DE CIENCIA, INNOVACIÓN, TECNOLOGÍA Y TELECOMUNICACIONES

PODER JUDICIAL

AVISOS

Imprenta Nacional
La Uruca, San José, C. R.

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RE-0105-IE-2023

SAN JOSÉ, A LAS 13:47 HORAS DEL 7 DE SETIEMBRE DE 2023

ESTUDIO ORDINARIO DE OFICIO PARA LA APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA DEL “CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA LA COMPRA- VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023.

ET-049-2023

RESULTANDO:

- I.** Que el 2 de diciembre del 2019, a través de la resolución RE-0094-IE-2019, la Intendencia de Energía resolvió el estudio ordinario para el periodo 2020 y 2021, presentado por la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L., publicado el 09 de diciembre de 2019 en La Gaceta N°234, Alcance N°274.
- II.** Que el 20 de marzo de 2020, a través de la resolución RE-0041-IE-2020, la Intendencia de Energía resolvió el estudio ordinario para el periodo 2020 y 2021, presentado por la Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos R.L., publicado el 26 de marzo de 2020 en La Gaceta N°61, Alcance N°61.
- III.** Que el 24 de marzo de 2021, a través de la resolución RE-0018-IE-2021, la Intendencia de Energía resolvió el estudio tarifario ordinario presentado por la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) para el servicio de generación eléctrica que presta, publicado el 26 de marzo de 2021 en La Gaceta N°60, Alcance N°65.
- IV.** Que el 17 de setiembre de 2021, a través de la resolución RE-0058-IE-2021, la Intendencia de Energía resolvió el estudio ordinario para el periodo 2021, presentado por la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., publicado el 21 de setiembre de 2021 en La Gaceta N°181, Alcance N°190. El cual fue recurrido mediante la resolución RE-0071-IE-2021 del 22 de noviembre de 2021, publicado el 25 de noviembre de 2021 en La Gaceta N°228, Alcance N°240.

- V. Que el 10 de diciembre de 2021, a través de la resolución RE-0076-IE-2021, la Intendencia de Energía resolvió el estudio ordinario para el período 2022, 2023 y 2024, así como liquidación tarifaria para el período 2019 y 2020, presentada por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) para el servicio de generación de energía eléctrica, de conformidad con la metodología tarifaria ordinaria RJD-141-2015, publicado el 15 de diciembre de 2021 en La Gaceta N°241, Alcance N°255.
- VI. Que el 15 de diciembre de 2021, la Intendencia de Energía, a través de la resolución RE-0079-IE-2021 resolvió el estudio tarifario ordinario para el período 2022, así como la liquidación tarifaria para el período 2019-2020, presentada por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz para el servicio de generación eléctrica, de conformidad con la metodología tarifaria ordinaria RJD-141-2015, publicada el 17 de diciembre de 2021 en La Gaceta N°243, Alcance N°258.
- VII. Que el 7 de enero de 2022, fue publicada en el Alcance 3 a la Gaceta 3 la Ley 10086 *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”*.
- VIII. Que el 24 de noviembre de 2022, mediante el acuerdo de Junta Directiva 03-87-2022, la Junta solicitó al CDR y la Administración la integración en una única metodología general con las propuestas tarifarias referentes a Costos de interconexión, Tarifa de acceso, Venta de excedentes y Costos, inversiones y canon, siguiendo un esquema de contenido específico.
- IX. Que el 15 de diciembre de 2022, mediante el acuerdo de Junta Directiva 02-93-2022, dispuso someter al proceso de audiencia pública la propuesta metodológica derivada de la implementación de la Ley 10086.
- X. Que el 25 de enero de 2023, se realizó la audiencia pública de la propuesta metodológica derivada de la implementación de la Ley 10086.
- XI. Que el 15 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0270-IE-2023, la Intendencia de Energía (IE) les solicitó a las empresas distribuidoras eléctricas designar un enlace técnico, para el levantamiento y envío de toda la información referente requerida para la fijación por primera vez de la metodología derivada de la Ley 10086.

- XII.** Que el 24 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0316-IE-2023, la IE convocó a reunión a los enlaces técnicos designados por las empresas distribuidoras, para la socialización de los formularios de solicitud de información requeridos para la aplicación por primera vez de la metodología derivada de la Ley 10086.
- XIII.** Que el 31 de marzo de 2023, se realizó la reunión virtual por medio del cual se explicó los requerimientos para la aplicación de la metodología tarifaria derivada de la implementación de la Ley 10086. Explicando como debían llenarse los formularios que se solicitaron a las empresas distribuidoras.
- XIV.** Que el 12 de abril de 2023, mediante correo electrónico, la IE envió a las empresas distribuidoras eléctricas los formularios para la presentación de la información requerida para aplicación por primera vez de la metodología derivada la ley 10086.
- XV.** Que el 4 de mayo de 2023, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora emite la resolución RE-0076-JD-2023 *“Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa t-der)”*.
- XVI.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0403-IE-2023, la IE le solicitó al Regulador General (RG) la autorización para que los miembros de la fuerza de tarea, que son funcionarios de otras dependencias, específicamente del Centro del Desarrollo de la Regulación (CDR) y de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), puedan brindar apoyo técnico a la Intendencia, según sea requerido, en la aplicación por primera vez de la metodología derivada de la implementación de la Ley 10086.
- XVII.** Que el 10 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0424-IE-2033, la IE les informó a las empresas distribuidoras de electricidad que la Junta Directiva de esta Autoridad Regulatoria dejó en firme la aprobación de la metodología tarifaria derivada de los establecido de la Ley 10086, instrumento regulatorio que entrará en vigor a partir de su publicación.

- XVIII.** Que el 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 *“Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa t-der)”*.
- XIX.** Que el 24 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0653-RG-2023, el RG da respuesta al oficio OF-0403-IE-2023.
- XX.** Que el 28 de junio de 2023, la Intendencia de Energía, a través de la resolución RE-0060-IE-2023 realizó la aplicación para el III trimestre de 2023 de la *“Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad producto de variaciones en el costo de los combustibles utilizados en la generación térmica para el consumo nacional y las importaciones netas de energía eléctrica del mercado eléctrico regional, (CVG)”* relacionada con el servicio de generación del ICE y el servicio de distribución y alumbrado público de todas las empresas distribuidoras, publicada el 29 de junio de 2023 en La Gaceta N°117, Alcance N°124.
- XXI.** Que el 10 de julio de 2023 por medio del informe IN-0127-IE-2023 la Intendencia de Energía emitió el informe técnico sobre el estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria capítulo 3: Método de cálculo de la tarifa para la compra- venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, el cual fue llevado a audiencia pública (folios 3 al 31).
- XXII.** Que el 14 de julio de 2023, en la Gaceta N°128, Alcance 136 se publicó la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 8 de agosto de 2023.
- XXIII.** Que el 18 de julio de 2023, en los diarios nacionales La Teja y La República, se publicó la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 8 de agosto de 2023.
- XXIV.** Que el 25 de julio de 2023, a las 17 horas (5:00 pm) se llevó a cabo la sesión explicativa sobre los expedientes ET-047-2023, ET-048-2023, ET-049-2023 y ET-050-2023, la cual estuvo disponible en el perfil de Facebook de la Aresep y en la página www.aresep.go.cr.

- XXV.** Que el 27 de julio de 2023, mediante el oficio COOPEGTE GG152, Coopeguanacaste remitió consultas relacionadas sobre la tarifa de excedentes y acceso.
- XXVI.** Que el 11 de agosto de 2023, la Intendencia de Energía brindó respuesta al oficio COOPEGTE GG152, por medio del oficio OF-0787-IE-2023.
- XXVII.** Que el 11 de agosto de 2023, a las 17 horas con 15 minutos (5:15 pm) se llevó a cabo la audiencia pública virtual, que fue transmitida por medio de la plataforma Zoom.
- XXVIII.** Que el 17 de agosto de 2023, mediante el informe IN-0504-DGAU-2023 la DGAU emite el informe de oposiciones y coadyuvancias. (folios 97 al 98).
- XXIX.** Que el 17 de agosto de 2023, mediante el documento AC-0211-DGAU-2023 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el acta de la audiencia pública. (folio 96).
- XXX.** Que el 7 de setiembre de 2023, mediante el informe técnico IN-0183-IE-2023, la IE analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó fijar las tarifas para la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora. (Correo agregado en autos).

CONSIDERANDO:

- I. Que del informe técnico IN-0183-IE-2023 mencionado arriba, y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. SUSTENTO JURÍDICO

De conformidad con lo establecido en el artículo 11 de la Constitución Política y en el artículo 11 de la Ley General de la Administración Pública, los actos de esta Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), como ente público, se rigen por el principio de legalidad.

En este sentido, en el artículo 3, inciso a) de la Ley 7593, se entiende por servicio público [...] el que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la asamblea legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley [...].

Entre las funciones primordiales de la Aresep está la de velar por el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad necesarios para la prestación óptima de tales servicios y la de fijar las tarifas de los servicios públicos que establece el numeral 5 de la Ley 7593:

[...]

En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. Los servicios públicos antes mencionados son:

[...]


- a) *Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.*

[...]

De lo anterior, se desprende que la Aresep es el ente competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos, de conformidad con las metodologías que ella misma determine y debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de tales servicios públicos, dentro de los cuales se encuentra el suministro de energía eléctrica en todas sus etapas. En ese sentido, la Procuraduría General de la República ha señalado:

[...] De conformidad con lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, dicha Entidad es la competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos que enumera la Ley. Dicha potestad tiene como objetivo principal lograr precios que reflejen los costos reales del servicio, no falseen la competencia ni sean excesivos o injustos para el usuario; de ahí la importancia de que la fijación tarifaria sea realizada por un organismo independiente, que decida a partir de estudios y criterios técnicos que reflejen los costos reales del servicio, pero que al mismo tiempo sean equitativos.

[...]



[...] *La potestad tarifaria es un poder-deber, "lo que sin duda implica que la institución que tiene una determinada potestad en materia de su competencia no sólo puede, sino que debe ejercerla" (Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, resolución 6326-2000 de las 18 hrs. del 19 de julio de 2000). Y está comprendida dentro de esa potestad el definir, conforme el ordenamiento, cuáles son los elementos que deben ser considerados para dar debido cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 3, 25, 29 y 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. De modo que a partir de la potestad atribuida por el legislador y conforme las metodologías que reglamentariamente se haya establecido, le corresponde fijar las tarifas. Lo cual implica la emisión de los actos administrativos que, ejercitando la potestad reguladora, determinen cuál es la tarifa que los usuarios deben pagar por un servicio público determinado. Una tarifa que debe tomar en consideración los costos necesarios, una retribución competitiva y garantizar la inversión necesaria para que el servicio pueda continuar siendo prestado en condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad y eficiencia. Ergo, el acto tarifario expresará los elementos que, conforme el ordenamiento y la técnica, determinan cuál es la remuneración correspondiente al servicio público de que se trata".[...]* (Dictamen C-329-2011 de 22 de diciembre de 2011).

En la misma línea, el artículo 6 incisos a) y d) de la Ley N 7593 establecen, que le corresponde a la Aresep la obligación de [...] a) regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de los servicios públicos para comprobar el correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio, ya sean inversiones realizadas, el endeudamiento en que han incurrido, los niveles de ingresos percibidos, los costos y gastos efectuados o los ingresos percibidos y la rentabilidad o utilidad obtenida, [...] d) fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos. [...]

Por su parte el artículo 29 de la Ley 7593 y sus reformas establece:

[...] ARTICULO 29.- Trámites de tarifas, precios y tasas

La Autoridad Reguladora formulará las definiciones, los requisitos y las condiciones a que se someterán los trámites de tarifas, precios y tasas de los servicios públicos. [...]

Asimismo, el artículo 30 del mismo cuerpo normativo señala:

[...] Los prestadores de servicios públicos, las organizaciones de consumidores legalmente constituidas y los entes y órganos públicos con atribución legal para ello, podrán presentar solicitudes de fijación o cambios de tarifas. La Autoridad Reguladora estará obligada a : " recibir y tramitar esas peticiones, únicamente cuando, al presentarlas, cumplan los requisitos formales que el Reglamento establezca. Esta Autoridad podrá modificar, aprobar o rechazar esas peticiones. De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones de tarifas serán de carácter ordinario o extraordinario.

(Así reformado el párrafo anterior por el artículo 41 aparte f) de la Ley N° 8660 del 8 de agosto de 2008)

De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones tarifarias serán de carácter ordinario o extraordinario. Serán de carácter ordinario aquellas que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de esta ley. Los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año, un estudio ordinario. La Autoridad Reguladora podrá realizar de oficio, modificaciones ordinarias y deberá otorgarles la respectiva audiencia según lo manda la ley.

Serán fijaciones extraordinarias aquellas que consideren variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste. La Autoridad Reguladora realizará, de oficio, esas fijaciones.

(Así reformado por el artículo 41 aparte a) de la Ley N° 8660 del 8 de agosto de 2008) [...]

Que el artículo 31 de la Ley 7593 establece que para fijar tarifas se deben tomar en cuenta las estructuras productivas modelo o la situación particular de cada empresa.

Bajo esa misma inteligencia, el artículo 15 del Decreto 29732 MP, que es el Reglamento a la Ley 7593, dispone que, para fijar tarifas, la Aresep utilizará modelos, los cuales deben ser aprobados de acuerdo con la ley. Al respecto, el artículo 15 indica lo siguiente:

[...] Artículo 15.-Uso de modelos para fijar precios, tarifas y tasas.

Para fijar los precios, tarifas y tasas, la ARESEP utilizará modelos que consideren, como un todo, a la industria de que se trate. Esos modelos serán aprobados por la ARESEP de acuerdo con la ley. [...]

El artículo 6 inciso 16 del Reglamento Interno de Organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) indica que corresponde a la Junta Directiva de Aresep:

[...] Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia. [...]

Lo anterior es consistente con lo establecido en el RIOF, en cuanto al ejercicio de la competencia de fijación de precios y tarifas de los servicios públicos, que dispone en su artículo 17 inciso 1, que es función de la Intendencia de Energía fijar tarifas aplicando modelos vigentes aprobados por la Junta Directiva.

Finalmente, el artículo 43 del Reglamento a la Ley 7593, citado, establece:

[...] Artículo 43.-Dictado de resoluciones de carácter tarifario.

Las resoluciones relativas a fijaciones ordinarias de precios, tarifas y tasas deberán dictarse dentro del plazo que ordena la ley y las extraordinarias, dentro de los quince () días naturales siguientes a la iniciación del trámite de estas fijaciones. (*) (Así reformado por el artículo 207 del decreto ejecutivo N° 35148 del 24 de febrero de 2009)*

En el caso de las fijaciones ordinarias, dichas resoluciones deberán referirse a todas las cuestiones atinentes al objeto de la audiencia correspondiente, a lo debatido en ella y a los elementos de juicio tomados en cuenta para dictarlas. [...]

Por otra parte, la Ley 10086 “Ley para la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”, tiene como objetivo establecer las condiciones necesarias para promover y regular, bajo un régimen especial de integración eficiente, segura y sostenible, las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables. (Ley 10086, Artículo 1).

En cuanto a su alcance, la Ley 10086 es aplicable a todo abonado, generador distribuidor, persona física o jurídica que posee u opera DER, empresas distribuidoras y demás participantes del SEN, el MINAE, la ARESEP y operador del sistema. (Ley N° 10086, Artículo 3).

En concordancia con lo anterior, mediante el decreto ejecutivo N.º 43879-MINAE publicado en el Alcance N.º 17 a La Gaceta N.º 18 del 1 de febrero 2023, se aprobó el Reglamento a la Ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables (Decreto N° 43879-MINAE).

Así pues, de conformidad con el artículo 1 del Decreto 43879 MINAE, se establece el objetivo de esta norma, en el cual se indica lo siguiente:

[...] Artículo 1. Objetivo. El objetivo del presente reglamento, es regular en complemento con la ley 10086 la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos que interactúen con el Sistema Eléctrico Nacional en las modalidades que indica la Ley, bajo los criterios de eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sostenibilidad que se encuentran en la reglamentaciones dictadas por el MINAE y ARESEP [...]

En el artículo 3 de dicho decreto ejecutivo, se dispone es de aplicación obligatoria para todos los abonados, generadores distribuidos, personas físicas o jurídicas que posean, operen, diseñen, ensamblen, instalen, conecten, integren, controlen un recurso de energía renovable, ya sea para uso en las instalaciones de los usuarios finales o para ser interconectados al sistema nacional eléctrico así como a las empresas eléctricas cuando sus DER o dispositivos de energía renovable sean interconectados al SEN, en sus diferentes modalidades y servicios auxiliares asociados a ser definidos por la Aresep.

Es de suma importancia el decreto por cuanto no solo regula a los abonados eléctricos y a las empresas distribuidoras, sino que también a las personas físicas o jurídicas involucradas con el ensamble, integración e instalación de los dispositivos o equipos conocidos de ahora en adelante como DERs.

Con respecto a la Ley 10086, se establece en lo conducente en su artículo 6 que, son funciones de la ARESEP:

[...]

a) Dictar, aprobar, y fiscalizar el cumplimiento de todos los instrumentos regulatorios requeridos para asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad, así como para la integración eficiente,

segura y sostenible de los recursos energéticos distribuidos y los servicios auxiliares que estos puedan prestar, según lo dispuesto en la presente ley, en estricto apego a los principios regulatorios que orientan el proceso de regulación económica y de la calidad de servicio público relacionado con el suministro de energía eléctrica, en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

b) Fijar las tarifas que sean necesarias para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos que se interconecten a las redes del SEN, según lo dispuesto en la presente ley, para el óptimo desarrollo de la energía eléctrica en Costa Rica y el mayor interés público la fijación tarifaria debe garantizar que no se creen subsidios o cargas económicas en favor de aquellos usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos y en detrimento de abonados y participantes del SEN, atendiendo las buenas prácticas de la contabilidad regulatoria, debiendo separarse los cargos de los recursos energéticos distribuidos de las empresas distribuidoras por costos fijos y costos variables del SEN.

Las tarifas para la integración y operación de los recursos energéticos distribuidos deben considerar el costo de los servicios auxiliares y respaldo que brinda el SEN, la disponibilidad de la red, los costos de interconexión y acceso, los peajes de distribución y transmisión, los costos e inversiones en la red, así como cualquier otro que la ARESEP establezca mediante el instrumento regulatorio aplicable al efecto.

c) Dictar el instrumento regulatorio aplicable que fije el precio de compra de excedentes entre las empresas distribuidoras; así como entre las empresas distribuidoras y el generador distribuido, así como de prestación de servicios auxiliares, definidos en el artículo 12 de la presente ley.

[...]

f) Definir y formalizar el instrumento regulatorio requerido para la elaboración de estudios que deberán aplicar:

i) Las empresas distribuidoras para determinar la capacidad de penetración de los distintos recursos energéticos distribuidos por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN.

ii) El OS para determinar la capacidad de penetración segura de generación que utiliza fuentes renovables en el SEN.

g) Dictar el instrumento regulatorio para habilitar la integración de los recursos energéticos distribuidos al SEN.

[...]

m) Dictar y aplicar los instrumentos regulatorios necesarios para regular los servicios de interés general vinculante; al servicio público establecidos en la presente ley, así como definir los requisitos y las condiciones para otorgar la habilitación de estos; los cuales estarán sujetos a las obligaciones de servicio público tales como (i) calidad, (ii) cantidad, (iii) confiabilidad, (iv) continuidad, (v) oportunidad, (vi) seguridad, (vii) tarifas, (viii) garantías de acceso al servicio, (ix) prestación óptima, (x) suministro de información.

[...]

Como se puede observar la Ley 10086, dispone que la Aresep ejerza al amparo de sus competencias, la regulación de los servicios de interés general (que así corresponda, ver artículo 6 inciso b), aunque no se traten de servicios públicos en el sentido estricto, tomando en consideración que conforme al artículo 6 de dicha ley, la Aresep debe ejercer dichas funciones.

Ahora bien, sobre los servicios de interés general, de conformidad con el artículo 2 inciso s) de la Ley 10086, se indica lo siguiente:

[...] servicios o actividades económicas accesorias o complementarias vinculados al servicio público de suministro de energía en todas sus etapas, para satisfacer necesidades de interés general sujetas a obligaciones específicas de servicio público técnico, financiero y contable que establezca la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en el marco de la presente ley. [...]

Se desprende de lo anterior, que los servicios de interés general, -como lo son: a) la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores

distribuidos a la empresa distribuidora y d) reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa T-DER)-, no son servicios públicos en sí mismos, pero pueden estar directamente vinculados a un servicio público, el de suministro de la energía eléctrica en todas sus etapas, lo que implica que podrían coadyuvar en la satisfacción del interés general.

Tal y como lo analizó la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria de la ARESEP (DGAJR) mediante el oficio OF-0045-DGAJR-2022 -el cual analizó las implicaciones sobre el pago del canon de regulación a favor de la Aresep-, y de lo cual esta Intendencia coincide, la Ley 10086, estableció que los servicios de interés general, son servicios o actividades económicas accesorias o complementarias vinculadas a un servicio público expresamente regulado por la Aresep, de forma que, se podrían encontrar íntimamente asociadas a dicha regulación, lo que implica que, a fin de prever una prestación adecuada de dicho servicio público, su regulación se debe extender a los servicios vinculados a éste, de manera que se verifique que efectivamente se interrelacionan a la red eléctrica, colaborando y permitiendo una prestación conforme a la Ley 7593.

Si bien los servicios de interés general no necesariamente se encuentran automáticamente regulados por la Aresep, pasan a formar parte de dicho ámbito de regulación (en aplicación de la Ley 10086 y 7593), en el tanto, efectivamente se encuentren interactuando con la red eléctrica. Es decir, debe considerarse que los servicios de interés general se asocian al servicio de suministro de energía eléctrica y por ende, al ámbito de la regulación, en el momento en que se interconectan con el Sistema Eléctrico Nacional, sea entregando o no excedentes a la red (incisos k) y m) del artículo 2 de la Ley 10086), pues dicha interconexión, implica que se es parte de la red eléctrica, lo que claramente, puede tener implicaciones sobre la operación y funcionamiento de ésta.

De lo anterior, se puede concluir que, los servicios de interés general, dispuestos en el artículo 11 de la Ley 10086 dispone en su artículo 6, las funciones que le corresponde efectuar a la Aresep. Dichas funciones reflejan en conjunto el ejercicio de todas las potestades que se le han asignado a la Aresep mediante la Ley 7593, fiscalización, normativa, tarifaria y sancionadora, de modo que, el legislador está disponiendo que este Ente Regulator, le debe dar a dichos servicios un trato regulatorio con la misma amplitud que a los servicios públicos definidos en el artículo 5 de la Ley N° 7593. Lo anterior, en el entendido de que, dichos servicios de interés general efectivamente tengan una operación que interactúa con la red eléctrica.

En este contexto y tomando en cuenta la vasta normativa regulatoria sobre las fijaciones tarifarias, 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 “Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa T-DER)”. Dicha metodología dispone lo siguiente:

[...]

La Intendencia de Energía deberá iniciar de oficio el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N.º. 7593 y realizar la solicitud de convocatoria a audiencia pública a la Dirección General de Atención al Usuario a más tardar sesenta días naturales a partir de la fecha de publicación y entrada en vigor de esta metodología tarifaria.”

[...]

En contexto con lo anterior, el día 10 de julio del 2023 se apertura el expediente ET-049-2023 para la aplicación por primera vez del “Capítulo 3: Método de cálculo de la tarifa para la compra- venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023 y se solicita someter este informe al proceso de audiencia pública.

III. METODOLOGÍA TARIFARIA

El 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 “Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los

costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (tarifa T-DER)”, en lo que interesa se establece lo siguiente:

IV. ANÁLISIS TARIFARIO

1. Análisis de la información remitida por las empresas

La metodología propone en su capítulo 3, la homologación de las estructuras tarifarias de las empresas distribuidoras, tomando en cuenta los periodos horarios, estacionalidad, moneda y tipo de bloque. Al respecto, en el inciso 2.1 Homologación requerida para obtener el costo de oportunidad, se señala:

“[...]

Tal y como se indicó en la justificación, las empresas eléctricas disponen de estructuras tarifarias distintas que responden, entre otros aspectos, a la definición de periodos horarios o estacionales, moneda y tipo de bloque (en algunos casos), estas diferencias dificultan la estricta comparación de los precios asignados a cada kWh. Por ejemplo, en algunas empresas se cuenta con tres periodos horarios: punta, valle y nocturno; mientras que en otras se define dos periodos horarios: punta y no punta; adicionalmente las horas que abarcan cada periodo pueden variar por empresa.

[...]

También en ese mismo inciso se indica que para el cálculo de la tarifa resultante se contempla los precios de los sistemas de generación de las distintas empresas eléctricas, según muestra:

“[...]

*la Intendencia de Energía deberá aplicar el procedimiento de homologación entre periodos horarios o estacionales, moneda y tipo de bloque para las empresas eléctricas, **a fin de lograr una adecuada comparabilidad entre estructuras tarifarias de generación.***

[...]. (lo resaltado es propio).

Así las cosas, para la aplicación de este método de cálculo no fue necesario solicitar insumos adicionales a las distribuidoras, considerando que esta aplicación se fundamenta con las tarifas vigentes de los sistemas de generación propia y los reportes periódicos de información de mercado a través de la resolución RIE-089-2016.

2. Procedimiento de homologación

Las estructuras tarifarias vigentes del sistema de generación son heterogéneas, esto hace necesario establecer un proceso de homologación para que sean comparables entre sí.

El método propuesto señala una serie de pasos a seguir para llevar a cabo esta homologación, los cuales se detallan a continuación:

- 1. En primera instancia, es necesario determinar si existen periodos horarios que estén contemplados en un período más amplio de otra estructura tarifaria, en dado caso se deben unificar estos períodos y se utilizará el período horario más amplio, siendo necesario la utilización de un promedio ponderado por la cantidad de energía y potencia estimada en cada período.*
- 2. En caso de que la estructura tarifaria presente estacionalidad, es decir, si los precios presentan un patrón trimestral, semestral o por temporadas altas o bajas se debe realizar un tratamiento similar al descrito en el párrafo anterior, de modo que se mantenga el periodo estacional más amplio.*
- 3. En caso de que existan tarifas en diferentes monedas se deberá realizar una homologación que permita expresar los precios en colones, para lo cual se utilizará el tipo de cambio estimado para el período respectivo. El cual se obtendrá a partir del dato utilizado para el tipo de cambio en el estudio tarifario que corresponda, o bien, en caso de que no se tenga referencia en dicho estudio se utilizará un promedio del tipo de cambio de venta publicado por el Banco Central de Costa Rica del mes calendario anterior a la apertura del expediente tarifario.*

Asimismo, es importante indicar que, durante el proceso de homologación de las estructuras, aquellas donde se identifiquen la necesidad de realizar 3 o más homologaciones (periodo horario, periodo estacional, moneda y tipo bloque (monómico o binómico), no se consideran dichas opciones para el cálculo de la tarifa máxima.

Por su parte, para identificar la cantidad de homologaciones se utiliza la estructura tarifaria del principal actor del sistema de generación de energía eléctrica, en este caso el ICE. En caso de que esto cambie, se deberá utilizar como punto de comparación para la homologación a la empresa que genere mayor energía eléctrica a nivel nacional.

Finalmente, se aclara que este método calcula una tarifa máxima eficiente para cada empresa distribuidora, es decir, es el resultado de homologar diferentes alternativas y escoger aquella con el precio más competitivo. Esta tarifa será el punto de partida para que los agentes participantes puedan negociar la compra y venta de sus excedentes de energía eléctrica.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

El ICE actualmente es el agente más importante del SEN, por ende, según lo explicado por el método de cálculo se tomará como base para el proceso de selección de los criterios de homologación.

El sistema de generación del ICE vende energía eléctrica a todas las empresas distribuidoras en mayor o menor medida. No obstante, el sistema de distribución del ICE solo le compra a su propio sistema de generación.

Para homologar la estructura tarifaria del ICE se tomó como base su propia estructura. Es decir, se mantiene su estacionalidad trimestral, periodo horario y moneda, exceptuando el bloque tarifario, ya que, este es binómico (energía y potencia), y como indica en el método debe de homologarse a un bloque monómico (energía).

El resultado de aplicar la homologación respectiva se puede resumir en el siguiente cuadro:

Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa
I trimestre	<i>Punta</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>65,41</i>
	<i>Valle</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>49,29</i>
	<i>Noche</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>32,79</i>
II trimestre	<i>Punta</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>69,34</i>
	<i>Valle</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>52,30</i>
	<i>Noche</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>34,87</i>
III trimestre	<i>Punta</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>74,33</i>
	<i>Valle</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>56,09</i>
	<i>Noche</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>37,51</i>
IV trimestre	<i>Punta</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>60,07</i>
	<i>Valle</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>45,36</i>
	<i>Noche</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>30,33</i>

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)

La CNFL comercializa energía eléctrica a través de su propio sistema de generación y del sistema de generación del ICE. La estructura tarifaria de la CNFL contempla bloque binómico, por lo cual fue necesario homologar a un bloque monómico. Asimismo, se consideró la estacionalidad más amplia como base, en este caso, corresponde a la de CNFL cuya estacionalidad es anual en comparación al ICE que es trimestral.

Por su parte, se homologo los precios ICE en cuanto a una estacionalidad (anual) y bloque monómico. Lo anterior, da como resultado las siguientes tarifas:

Empresa eléctrica	Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa
CNFL	<i>Estación única</i>	<i>Punta</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>121,2</i>
CNFL	<i>Estación única</i>	<i>Valle</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>115,6</i>
CNFL	<i>Estación única</i>	<i>Noche</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>52,96</i>
ICE	<i>Estación única</i>	<i>Punta</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	68,61
ICE	<i>Estación única</i>	<i>Valle</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	51,28
ICE	<i>Estación única</i>	<i>Noche</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	33,91

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)

JASEC compra energía eléctrica únicamente a su propio sistema de generación y al sistema de generación del ICE. La estructura tarifaria de JASEC contempla bloque binómico, por lo cual fue necesario homologar a un bloque monómico. Asimismo, se consideró la estacionalidad más amplia como base, en este caso, corresponde a la de JASEC, la cual es anual en comparación al ICE que es trimestral.

Por su parte, se homologó los precios ICE en cuanto a una estacionalidad (anual) y bloque monómico. Lo anterior, da como resultado las siguientes tarifas:

Empresa eléctrica	Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa
JASEC	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	70,88
JASEC	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	61,36
JASEC	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	34,61
ICE	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	69,24
ICE	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	50,87
ICE	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	33,67

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH)

Para el caso de la ESPH, esta empresa compra energía a su propio sistema de generación y al sistema del ICE. Para el proceso de homologación se tomó los precios ICE homologando la estacionalidad, pasando de trimestral a anual, así como, de un bloque binómico a monómico.

Es importante indicar que los precios de la ESPH presentan la estacionalidad mayor y su bloque tarifario es monómico con bandas tarifarias, razón por la cual, se comprobó que la empresa utiliza los precios máximos de dichas bandas, lo que motivó a esta Intendencia a tomar esos precios como base de la comparación resultante. Las tarifas homologadas son las siguientes:

Empresa eléctrica	Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa
ESPH	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	55,55
ESPH	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	41,47
ESPH	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	27,19
ICE	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	72,24
ICE	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	53,40
ICE	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	33,73

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (Coopelesca)

Coopelesca compra energía eléctrica tanto a su propio sistema de generación como al del ICE, Coneléctricas (Sigifredo y San Lorenzo) y Cubujuquí. No obstante, para homologar la estructura de Coneléctricas implicaría realizar más de 2 homologaciones (estacionalidad, bloque, periodo horario y moneda), esto hace que se excluyan del cálculo de la tarifa máxima.

Dicho lo anterior, se realizó la homologación de la estructura tarifaria del ICE en cuanto a una estacionalidad anual y una estructura de bloque monómico.

Para el caso de Cubujuquí no fue necesario realizar ninguna homologación, ya que, su estructura presenta la estacionalidad más amplia (anual) al igual que Coopelesca, el mismo período horario, así como la moneda y un bloque monómico. Las tarifas resultantes se muestran a continuación:

Empresa eléctrica	Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa
Coopelesca	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	60,44
Coopelesca	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	45,20
Coopelesca	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	29,72
ICE	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	167,18
ICE	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	62,29
ICE	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	32,78
Cubujuquí	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	73,00
Cubujuquí	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	60,00
Cubujuquí	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	43,00

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (Coopeguanacaste)

Coopeguanacaste compra energía eléctrica tanto a su propio sistema de generación como al del ICE y Coneléctricas (Sigifredo y San Lorenzo). No obstante, al igual que en el caso de Coopelesca, para homologar la estructura de Coneléctricas implicaría realizar más de 2 homologaciones (estacionalidad, bloque, periodo horario y moneda), esto hace que se excluyan del cálculo de la tarifa máxima.

Bajo el contexto anterior, se homologó la estructura tarifaria del ICE tomando la estacionalidad más amplia (anual, Coopeguanacaste) y pasando el bloque binómico a monómico. Las tarifas resultantes son las siguientes:

Empresa eléctrica	Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa
Coopeguanacaste	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	68,23
Coopeguanacaste	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	55,84
Coopeguanacaste	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	47,74
ICE	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	79,93
ICE	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	77,34
ICE	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	33,89

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

Cooperativa de Electrificación Rural de los Santos (Coopesantos)

Coopesantos, por su parte, compra energía eléctrica tanto a su propio sistema de generación como al del ICE y Coneléctricas (Sigifredo y San Lorenzo). No obstante, al igual que en los casos de Coopelesca y Coopeguanacaste, para homologar la estructura de Coneléctricas implicaría realizar más de 2 homologaciones (estacionalidad, bloque, periodo horario y moneda), esto hace que se excluyan del cálculo de la tarifa máxima.

La estacionalidad más amplia por considerar es la de Coopesantos con una periodicidad semestral en comparación al ICE que es trimestral, por ende, se homologa el ICE a dicha estacionalidad y a un bloque monómico. El resultado se observa a continuación:

Empresa eléctrica	Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa (I Semestre)	Tarifa (II Semestre)
Coopesantos	Semestral	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	113,00	68,00
Coopesantos	Semestral	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	92,00	55,00
Coopesantos	Semestral	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	39,00	39,00
ICE	Semestral	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	74,14	76,08
ICE	Semestral	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	54,32	59,63
ICE	Semestral	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	33,81	34,00

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz (Coopealfaroruz)

Coopealfaroruz es la única empresa de distribuidora que no dispone de un sistema de generación propia, esto quiere decir, que la totalidad de la energía eléctrica es comprada a terceros (ICE, Coneléctricas y Cubujuquí). Sin embargo, se excluye el caso ya mencionado de Coneléctricas por implicar un procedimiento de más de 2 homologaciones, de acuerdo con lo dispuesto por el método de cálculo propuesto.

Así las cosas, es necesario homologar la estructura del ICE a una estacionalidad anual, ya que, esta es la más amplia (presentada por Cubujuquí), a la vez, se requirió pasar de un bloque binómico a uno monómico.

Para el caso de Cubujuquí no fue necesario realizar ninguna homologación, ya que, su estructura presenta la estacionalidad más amplia (anual), el mismo período horario que el ICE, así como la moneda y originalmente se compone de un bloque monómico. Las tarifas resultantes se visualizan a continuación:

Empresa eléctrica	Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa
ICE	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	71,01
ICE	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	54,36
ICE	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	33,63
Cubujuquí	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	73,00
Cubujuquí	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	60,00
Cubujuquí	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	43,00

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

1. Tarifa resultante.

Después de aplicar los procesos de homologaciones de cada una de las empresas distribuidoras, la tarifa máxima resultante para cada una de ellas se resume en el siguiente cuadro:

Tarifas máximas para la compra-venta de excedentes de energía (colones/kWh)			
Empresa	Punta	Valle	Noche
ICE			
<i>I Trimestre</i>	65,41	49,29	32,79
<i>II Trimestre</i>	69,34	52,30	34,87
<i>III Trimestre</i>	74,33	56,09	37,51
<i>IV Trimestre</i>	60,07	45,36	30,33
CNFL			
<i>Anual</i>	68,61	51,28	33,91
JASEC			
<i>Anual</i>	69,24	50,87	33,67
ESPH			
<i>Anual</i>	55,55	41,47	27,19
Coopesca			
<i>Anual</i>	60,44	45,20	29,72
Coopesantos			
<i>I Semestre</i>	74,14	54,32	33,81
<i>II Semestre</i>	68,00	55,00	34,00
Coopeguanacaste			
<i>Anual</i>	68,23	55,84	33,89
Coopealfaroruiz			
<i>Anual</i>	71,01	54,36	33,63

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

[...]

VI. CONCLUSIONES

1. La Junta Directiva de la Aresep, por medio de la resolución RE-0076-JD-2023 aprobó la metodología para el “Cálculo de la Tarifa de Compra-Venta de Excedentes y Reconocimiento Económico entre Empresas Distribuidoras, así como por parte de los Generadores Distribuidos a la Empresa Distribuidora”, en la cual se instruye la aplicación por primera vez de lo dispuesto en este instrumento regulatorio.
2. La tarifa final para cada empresa distribuidora considera precios máximos eficientes, después de un proceso de homologación según los criterios establecidos en el método del capítulo III de la metodología vigente.

3. *La estructura tarifaria base de la empresa para definir la cantidad de criterios de homologación es el ICE, esto por ser el principal actor del sistema de generación de energía eléctrica.*
4. *Estos precios máximos facultan la negociación de la compra-venta de excedentes de energía entre empresas distribuidoras, así como, entre los generadores distribuidos y empresas distribuidoras.*
5. *Estos precios se actualizan con cada estudio extraordinario del sistema eléctrico nacional.*

[...]

- II. Que, en lo que se refiere a la audiencia pública, del informe técnico IN-0183-IE-2023 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

La Audiencia Pública se realizó, de conformidad con lo establecido en el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley N.º 7593) y los artículos 45 y 49 del Reglamento de la citada Ley (Decreto N.º 29732-MP).

Según el informe de oposiciones IN-050-DGAU-2023 (folios 97 al 98) del 17 de agosto de 2023, emitido por la Dirección General de Atención al Usuario, se presentaron 6 posiciones admitidas a la propuesta tarifaria, las cuales se analizan de seguido.

1. **Coadyuvancia:** Adolfo Alpízar López, cédula de identidad N° 1-1158-0800
Observaciones: *Hace uso de la palabra en la audiencia pública. No presenta escrito.*
Notificaciones: Al correo electrónico: a.alpizar@grupodedno.com

El señor Alpízar indica: “Me parece que es una forma en que se fomenta que se puedan aprovechar esos recursos de generación que actualmente no se están aprovechando y que no solo se aproveche en el sitio donde se genera, sino que se aproveche hacia todos los costarricenses. La consulta es la siguiente, es que si cuando se hace un ajuste tarifario se le aplica, si se le aplica a todas las plantas o solo a las que se gestionen nuevas. Porque cuando, porque puede haber algún tipo de contrato con la empresa distribuidora o si el contrato va a quedar abierto a que se va a regir en función a los ajustes tarifarios, esa es la consulta básicamente.”

Respuesta:

Se agradece al señor Adolfo, la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se le indica que la Intendencia de Energía (IE) es consciente de la necesidad que se aprovechen de forma oportuna los recursos naturales y con ello hacer un uso eficiente de la energía; así mismo, la IE está comprometida en actuar según la facultades que le competen para garantizar que las tarifas de electricidad sean competitivas, así mismo velamos por la calidad y confiabilidad de la red eléctrica nacional, el cual tiene un impacto importante en la economía del país.

En materia eléctrica se tramitan a lo interno de la IE diferentes tipos de fijaciones tarifarias, según la naturaleza de la misma, los estudios tarifarios pueden ser de carácter ordinario (aquellos que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de la Ley 7593) los cuales pueden ser de oficio (la Aresep lo apertura) o a petición de parte (los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año) también la ley nos faculta a realizar fijaciones extraordinarias (las cuales consideran variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste) se pueden realizar de oficio o a petición de parte.

A nivel de Aresep, la organización interna establece que hay una Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) que se encarga de desarrollar los instrumentos metodológicos que posteriormente Junta Directiva aprueba y la IE debe aplicarlos tal cual indiqué la metodología tarifaria como es el caso de la metodología RE-0076-JD-2023 de generación distribuida la cual en este informe estamos aplicando; contamos con metodologías tarifarias ordinarias para los servicios de generación, distribución y transmisión para las empresas públicas, municipales y cooperativas, metodologías para generación privada según se indica en la Ley 7200, como lo son las plantas hidroeléctricas nuevas y las existentes, entre otras las cuales se encuentran públicas en la página institucional <https://aresep.go.cr/electricidad/metodologias/>.

Referente a su consulta, se indica que en el caso puntual del capítulo 1, método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023, la fijación tarifaria se realiza por empresa distribuidora de forma individual y para todas

las etapas de interconexión y el dato de la tarifa corresponde al costo del trámite de una solicitud de interconexión, por lo anterior, el ajuste se realiza por empresa y no por plantas de generación, en el caso que se desee gestionar un proyecto nuevo de generación eléctrica de capital privado se debe valorar el ordenamiento jurídico de las plantas de generación privada amparadas en la Ley 7200, así como las metodologías correspondientes, debido a que esta aplicación no sería el medio correcto para dicha valoración.

En caso de que requiera acompañamiento y/o asesoría en cuanto a la Ley 7200 de generación privada no dude en contactarnos vía correo electrónico a la dirección ienergia@aresep.go.cr, estamos en la mayor disposición de colaborar dentro de lo que el marco técnico y legal nos permite.

- 2. Oposición:** Asociación Cámara Costarricense De Empresarios Generación Distribuida, cédula jurídica número 3-002-793035, representada por el señor Jan Christopher Borchgrevink Danielson cédula de residencia: 157800002725, en su condición de presidente con facultades de representante Judicial y Extrajudicial.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio CGD-PE-0019-2023 (visible a folio 409)

Notificaciones: Al correo electrónico: direccionejecutiva@camaracgd.com

El señor Jan Christopher Borchgrevink Danielson, presenta la siguiente posición:

REQUERIMIENTO INDISPENSABLE Y URGENTE DE ACLARACIÓN CONCEPTUAL EN ESTA FIJACIÓN DE TARIFAS EXPEDIENTES ET-047-2023, ET-048-2023, ET-049-2023 Y ET-050-2023.

Se solicita que la Intendencia de Energía aclare a todas las empresas de distribución de energía eléctrica, particularmente el Grupo ICE, no determinen vía contrato de interconexión la tarifa de compra venta de excedentes como un valor fijo y que esta determinación de la tarifa debe responder a los objetivos de la metodología tarifaria, particularmente la de Propiciar una valoración adecuada de la energía excedente que permita a las empresas realizar la optimización de compra-venta de energía de acuerdo con las alternativas existentes en el mercado eléctrico nacional para satisfacer su demanda. Adicionalmente, se solicita a la Intendencia de Energía aclarar qué se entiende por negociación de compra-venta de excedentes de energía de conformidad con la conclusión No. 4 del informe IN-127-IE-2023 y cuáles son los derechos aplicables a un PDER para negociar excedentes de energía eléctrica.

Respuesta:

Al respecto, es necesario tener presente que la metodología tarifaria aprobada por medio de la resolución RE-0076-JD-2023 se fundamenta en la Ley Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes renovables-Ley N°10086. Asimismo, se debe considerar lo dictado en los incisos c) y d) del artículo 12 de dicha ley, según reza:

“[...]

*c) Las compras de excedentes de energía eléctrica y la prestación de servicios auxiliares deberán responder a criterios de oportunidad, necesidad, eficiencia y conveniencia que, en forma motivada y razonada técnica y económicamente, **definan las empresas distribuidoras de energía eléctrica.***

*d) **Las empresas distribuidoras podrán comprar excedentes de energía** y servicios auxiliares a los generadores distribuidos pertenecientes a la zona de competencia territorial de la empresa distribuidora, para la atención de sus necesidades. (el énfasis es propio)*

[...]”

De acuerdo con lo anterior, la compra de excedentes se establece como una posibilidad en función de las necesidades de la empresa distribuidora, facultando también que las empresas eléctricas definan los criterios técnicos para una posible compra.

Por otro lado, la metodología recientemente aprobada, establece una tarifa de compra-venta de energía excedente y reconocimiento económico producto de la generación distribuida para autoconsumo, corresponde a un precio máximo. Esto implica que a partir de dicha tarifa las partes podrían negociar precios menores.

Se aclara que la tarifa máxima se sustenta en el concepto de costo de oportunidad, de modo que, los compradores de estos excedentes tendrían un incentivo a adquirirlos si su precio es menor o igual a la mejor opción que estarían dejando de adquirir por comprar dichos excedentes, en otras palabras, si el precio es menor o igual al costo de oportunidad.

Así las cosas, las empresas distribuidoras podrían negociar, es decir, acordar la compra de los excedentes de energía a un precio menor al precio máximo establecido, siempre y cuando exista interés de parte de la empresa distribuidora de adquirir dichos excedentes y que estos supongan beneficio económico para la empresa distribuidora y el resto de sus abonados, tal y como se señala en el inciso b) del artículo 12 de la N°10086.

No se omite mencionar que, ninguna empresa de distribución eléctrica podrá utilizar un precio de compra-venta mayor al establecido por la ARESEP, considerar también, que la actualización de estos precios máximos están sujetos a los ajustes extraordinarios de las tarifas eléctricas. Por ende, los contratos que se definan para la comercialización de los excedentes de energía deberán de considerar estos elementos.

Finalmente, esta Intendencia es respetuosa del ordenamiento jurídico y competencias que le atañen, siendo que el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) en el artículo 22 determina las responsabilidades que competen a la Dirección General de Atención al Usuario, siendo que en el inciso 11 del citado artículo se indica:

[...]

11. Llevar a cabo la gestión de los procedimientos de resolución de quejas, denuncias, controversias y conflictos de competencia por razón de territorio, así como aquellos procedimientos en los cuales, se conozca sobre presuntas infracciones a los artículos 38, 41 y 44 de la Ley 7593, sean estos promovidos por un tercero o por la propia Autoridad Reguladora, controlando la ejecución de cada una de sus etapas: admisión, investigación preliminar, conciliación (cuando aplique), instrucción del procedimiento, análisis de fondo, recomendaciones y propuesta de resolución dirigidas al órgano decisor (Regulador General o Junta Directiva, según corresponda).

[...]

Así mismo, el artículo 9 inciso 17 del RIOF establece entre las funciones del Regulador General, entre las que se indican:

[...]

17. Ordenar la apertura de quejas, denuncias y controversias; También deberá dictar los actos preparatorios y medidas cautelares que fueren aplicables y dictar la resolución final. Además deberá

conocer de los recursos de su competencia. Se exceptuarán los procedimientos administrativos que corresponden a la Junta Directiva de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6 de este reglamento. [...]

Al respecto, se indica a la Cámara de Generadores Distribuidos que esta Intendencia, considerando la responsabilidad que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos tal y como lo define la Ley 7593, dada la naturaleza e implicaciones de los hechos expuestos por la Asociación Cámara Costarricense De Empresarios Generación Distribuida trasladó mediante el oficio OF-0862-IE-2023 del 05 de septiembre de 2023 la oposición presentada por esta Cámara mediante el oficio CGD-PE-0019-2023, exclusivamente el punto 1 para que la DGAU realice la valoración de la información presentada y determine lo que corresponda de acuerdo con el procedimiento de resolución de denuncias y controversias y considerando lo establecido en la metodología tarifaria en cuestión.

- 3. Coadyuvancia:** *Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, cédula jurídica 3-002-697843, representada por el señor Edgar Allan de Jesús Benavides Vílchez cedula de identidad: 4-0102-1032, en su condición de presidente y representante Judicial y Extrajudicial.*
Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito el señor Rubén Zamora Castro, cédula de identidad 1-1054-0273, en su condición de apoderado general específico para atender ante la Aresep gestiones, exponer en audiencias, presentar escritos. (visible a folio 407)*
Notificaciones: *Al correo electrónico: ruben@zamoracr.com, rzc@aguilarcastillolove.com.*

El señor Zamora indica: “Es una excelente medida de la Intendencia que desde esta primera fijación está considerando las reestructuras tarifarias horarias, pero también estacionales (ICE y Coopesantos)”.

Además,

“Los valores de las tarifas máximas están sumamente altos si los comparamos con las tarifas de generación de otras empresas de generación o distribuidoras que incluso si contemplan costos de inversión y rentabilidad que en este caso no aplican, sin embargo, aunque estén muy por encima de lo esperado, al ser tarifas máximas, a menos entonces las empresas distribuidoras podrán usar referencias mucho menores a esas tarifas máximas”.

Respuesta:

En primer lugar, se agradece la coadyuvancia presentada por CEDET a la propuesta de fijación por primera vez presentada por la ARESEP. No obstante, es importante aclarar que las tarifas máximas establecidas se fundamentan o basan en las tarifas finales vigentes de los sistemas de generación de las distintas empresas distribuidoras, aplicando ciertos criterios de homologación definidos en la resolución RE-0076-JD-2023, esto con el fin de estandarizar las estructuras tarifarias, las cuales, son por demás heterogéneas, con el fin de posibilitar comparaciones.

Adicionalmente, se le recuerda al CEDET que el precio de compra-venta es un precio máximo, es decir, a partir de dicho precio las empresas distribuidoras eventualmente podrían negociar un precio menor.

Finalmente, la coadyuvancia a la fijación de la tarifa de interconexión, esta Intendencia se referirá dentro del informe del expediente ET-047-2023, así como lo relacionado con la tarifa de T-DER se analizará dentro del informe del expediente ET-050-2023.

4. Oposición: *Compañía Nacional de Fuerza y Luz, Sociedad Anónima, cédula jurídica número 3-101-000046, representada por el señor José Mario Jara Castro, cédula de identidad número 1-0994-0273, en su condición de Gerente General, con facultades de representante Judicial y Extrajudicial.*

Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio 2001-1041-2023 (visible a folio 408)*

Notificaciones: *Al correo electrónico: gerenciageneral@cnfl.go.cr*

La CNFL propone:

1. ET-0047-2023/IN-0124-IE-2023/CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS.

Se solicita a la ARESEP, incluir en la aplicación tarifaria de tarifas de interconexión, la siguiente aclaración:

Para sistemas de más de 1 MW de capacidad, la empresa distribuidora debe desarrollar un estudio de interconexión particular, cuyo costo debe ser cubierto por el interesado. El costo, plazo y procedimiento para la aplicación del estudio de interconexión por parte de la empresa distribuidora será establecido por la ARESEP.

Respuesta:

Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.

2. ET-0047-2023/IN-0124-IE-2023/CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS.

Se solicita que se realice una homologación más definida de los componentes en los costos a considerar para cada una de las etapas de interconexión, con el fin de que los costos incorporados en la tarifa no sean tan distantes entre sí para cada empresa distribuidora y se logre una mejor homogeneidad de los elementos a utilizar para su cálculo.

Respuesta:

Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.

3. ET-0048-2023/IN-0126-IE-2023/CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO.

Indicar la (s) tarifa (s) a aplicar a los clientes que mantienen el contrato vigente de neteo sencillo, adicionalmente que quede especificado dentro del alcance de la tarifa o en un transitorio.

Respuesta:

Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-048-2023.

4. ET-0049-2023/IN-0127-IE-2023/CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA COMPRAVENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.

Se solicita a la ARESEP incluir en la aplicación de la tarifa de compra de excedentes, la siguiente excepción para la CNFL:

Para los clientes con tarifa residencial horaria de la CNFL, la energía generada y depositada al sistema de distribución los días sábado y domingo, en el periodo de 10:00 am a 12:30 pm y de 5:30 pm a 8:00 pm, susceptible de ser comprada mediante la tarifa de excedentes, será registrada y reconocido como energía de bloque valle.

Respuesta:

Se le indica a la CNFL que el precio definido o propuesto en este documento, se fundamenta en el concepto de costo de oportunidad, donde el precio resultante es un precio máximo. Es decir, al ser este un precio máximo, la empresa distribuidora puede negociar un precio menor, considerando lo dictado por la Ley N°10086.

Bajo el contexto anterior, no sería indispensable aplicar una excepción específica para contemplar lo indicado por la CNFL, considerando que la empresa tendría la posibilidad de definir esa diferenciación en el precio que eventualmente se negocie.

Finalmente, se le recuerda al regulado que todo precio de compra-venta no puede ser mayor al establecido por la ARESEP, la actualización de dichos precios máximos está en función de los ajustes extraordinarios del sector eléctrico. Asimismo, con el propósito de aclarar, transparentar y comunicar de manera adecuada, la Intendencia de Energía incorporará y/o actualizará las descripciones tarifarias correspondientes en el momento oportuno.

5. ET-0050-2023/IN-0125-IE-2023/CAPÍTULO 4: PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN.

Aclarar la forma en que se garantizará este cargo de los recursos energéticos distribuidos.

Respuesta:

Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-050-2023.

**6. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023.
ASPECTOS GENERALES: CATÁLOGO DE CUENTAS DE
CONTABILIDAD REGULATORIA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA:
INCORPORACIÓN EN LOS FORMULARIOS INDICADOS EN LA RE-
0032-IE-2019 LA INFORMACIÓN DE LAS CUENTAS DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA.**

Adaptar los formularios de contabilidad regulatoria presentados en los estudios tarifarios con la información necesaria de Generación Distribuida con el fin de poder cumplir con la incorporación de estos datos en la próxima petición tarifaria que realice la CNFL, S.A.

Respuesta:

Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023 y ET-050-2023.

**7. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023.
ASPECTOS GENERALES: CATÁLOGO DE CUENTAS DE
CONTABILIDAD REGULATORIA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.**

Enviar por parte de la ARESEP un nuevo catálogo de cuentas regulatorias donde se incorpore todo lo relacionado con Generación Distribuida, ya que sería el insumo esencial para poder incluir en las peticiones tarifarias que realice la CNFL.

Respuesta:

Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023 y ET-050-2023.

**8. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023.
ASPECTOS GENERALES: APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ**

Se solicita que la implementación por primera vez de estas tarifas se realice cuatro meses después de su publicación, con el fin de contar con el tiempo necesario para realizar las modificaciones al sistema comercial y sus respectivas pruebas, con el propósito de confirmar la correcta aplicación de las lógicas que se crearán y lograr la correcta funcionalidad de las tarifas propuestas por la ARESEP.

Petitoria:

Se solicita se tomen en cuenta las peticiones realizadas en todo lo expuesto; en caso de que no sean consideradas las peticiones o modificaciones presentadas, se solicita fundamentar y establecer de forma clara las razones por las que dichas peticiones no son consideradas.

Respuesta:

La metodología RE-0076-JD-2023, en el capítulo 1, apartado 3.2 aplicación por primera vez establece los plazos para la IE de inicio de oficio el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N°. 7593 y realizar la solicitud de convocatoria a audiencia pública a la Dirección General de Atención al Usuario a más tardar sesenta días naturales a partir de la fecha de publicación y entrada en vigor de esta metodología tarifaria. Como se indicó en puntos anteriores, IE debe apegarse al ordenamiento jurídico y en este contexto a la metodología vigente (RE-0076-JD-2023).

En este sentido, está Intendencia es un ente aplicador de los instrumentos regulatorios desarrollados por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y aprobados por la Junta Directiva, razón por la cual no puede apartarse de lo establecido en las metodologías tarifarias, la IE debe limitarse a lo dispuesto en la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023 en los términos aprobados por la Junta Directiva

De lo anterior se deduce la imposibilidad que tiene la Intendencia de Energía de modificar los plazos para la aplicación por primera vez, cualquier cambio a lo estipulado en la metodología vigente debe ser canalizado por medio del CDR, que es la instancia competente para tales efectos.

5. Oposición: *Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L., cédula jurídica número 3-004-045260, representada por el señor Mario Patricio Solís Solís, cédula de identidad número 1-1082-184, en su condición de Gerente General, con facultades de representante Legal Judicial y Extrajudicial.*

Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio CSGG-348-08-2023 (visible a folio 405)*

Notificaciones: *Al correo electrónico: gerencia@coopasantos.com*

Coopasantos R.L propone:

1. CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLES A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

¿Los montos asignados en los cargos de interconexión para cada una de las etapas incluyen el IVA o deben ser aplicados de manera adicional a los montos propuestos en cada etapa? Esto derivado de que en el periodo de remisión de información visibilizamos los impuestos para estas etapas, sin embargo, el informe no menciona si se incluyen o no los impuestos al valor agregado, los cuales se deben cobrar pues estos no corresponden a servicios exentos o exonerados.

Respuesta:

Se le dio respuesta en el expediente ET-047-2023.

2. CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA LA COMPRA VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

- 1. En el caso del establecimiento de la Tarifa de Reconocimiento de Excedentes para los Sistemas de Generación Distribuida que se interconectan al Sistema de Distribución de Coopesantos, R.L., la ARESEP toma en cuenta la tarifa que dicha autoridad había fijado al Parque Eólico Los Santos mediante resolución del RE-0041- IE-2020, sin embargo, en las recientes aplicaciones tarifarias al Sistema de Distribución de Coopesantos, no se le reconoció dicha tarifa, sino que se estableció el precio de la energía generada por el PELS a la tarifa de venta de energía del ICE a Coopesantos, es decir, más baja que la aprobada para el PELS. En virtud de lo anterior, según nuestro criterio, la ARESEP debió utilizar en el cálculo de la tarifa de reconocimiento de excedentes la tarifa que el ICE cobra a la Cooperativa y no la establecida para el PELS, por cuanto en la práctica, de acuerdo con lo establecido por la ARESEP esta no se aplica ni se reconoce.*
- 2. ¿Cuál será el tratamiento para trasladar el monto del reconocimiento económico de los excedentes hacia el generador distribuido?, ¿Se aplicará como un descuento a la factura del servicio eléctrico o la empresa distribuidora debe generar una factura independiente hacia el generador distribuido? En caso de generarse una factura adicional el generador distribuido debe estar debidamente inscrito en el*

Ministerio de Hacienda bajo la actividad comercial correspondiente para su correcta tributación. Es muy importante que la autoridad reguladora pueda definir este tema antes de la aprobación y entrada en vigencia de dicha tarifa.

Respuesta:

Con respecto al primer punto indicado por Coopesantos, se aclara que estos precios máximos están sustentados en las tarifas de los sistemas de generación vigentes de las distintas empresas distribuidoras. Al respecto la resolución RE-0076-JD-2023 señala:

“[...]

En la actualidad, para algunos proveedores de energía y potencia el precio de generación se calcula de forma monómica, es decir se cobra un monto en función de la energía, mientras que para otros proveedores existe un monto diferenciado para cada componente, por tanto, para asegurar la comparabilidad entre los montos, es necesario homologar ambas formas, pasando de la estructura binómica a una monómica. Para ello, se debe emplear el estudio tarifario de la empresa con tarifas de generación binómicas y calcular el precio conjunto de energía y potencia (precio de generación monómico) para cada periodo horario o estacional...

“[...]”

Igualmente se comenta que:

“[...]

Las estructuras tarifarias muy heterogéneas que requieran homologación por todos los criterios antes mencionados imposibilitan generar una estructura tarifaria adecuada que permita realizar una comparación de precios.

“[...]”

También indica:

“[...]”

El precio homologado se debe entender como el que se obtiene de las estructuras de generación comparadas, sea que haya requerido o no el proceso de homologación.

[...]”

Según los extractos anteriores, se puede argumentar que este procedimiento de cálculo considera las tarifas vigentes de los sistemas de generación, las cuales, presentan estructura de precios distintas, es decir, heterogéneas, que deben ser estandarizadas u homologadas bajo ciertos criterios de homologación. Por ende, la Intendencia de Energía utilizó las tarifas de generación vigentes (visuales en los archivos de cálculo adjuntos en el expediente tarifario), para el cálculo del precio máximo de compra-venta de energía.

Unido a lo anterior, también se indica en la metodología que para los efectos que se requiera, se utilizará la información de los pliegos tarifarios vigentes para el periodo tarifario que corresponde.

Sobre el segundo argumento, la Norma Técnica Regulatoria AR-NT-SUCOM, aprobada por Junta Directiva mediante la resolución RJD-072-2015 del 23 de abril de 2015, en su artículo 40, se define la información mínima que debe de contener las facturaciones o recibos por energía eléctrica. Tal como se muestra a continuación:

“[...] Artículo 40. Facturación del servicio

La empresa eléctrica facturará al abonado o usuario lo correspondiente al consumo de energía o energía y potencia según corresponda, así como lo relativo a impuestos de ley y otros afines al servicio, de acuerdo con el pliego tarifario, reglamentos y disposiciones vigentes aprobadas por ARESEP o disposiciones legales. No se deberán incluir en la factura, rubros ajenos a las actividades de distribución y comercialización.

La palabra mes y mensual para los efectos de la facturación significan el intervalo comprendido entre dos lecturas regulares del contador, que serán tomadas en el mismo día de cada mes o días próximos. Todas las facturaciones o recibos por energía eléctrica deben contener como mínimo la siguiente información:

- a) Nombre del abonado.*
- b) Localización geográfica y topológica.*

- c) *Dirección exacta.*
- d) *Número de medidor.*
- e) *Tarifa aplicada.*
- f) *Fecha de lecturas de los registros de energía, potencia y factor de potencia. Estos dos últimos cuando corresponda.*
- g) *Lecturas de los registros de energía y potencia (actual y anterior).*
- h) *Consumo de kWh (indicar si es leído o estimado).*
- i) *Costo del kWh y estructura tarifaria*
- j) *Demanda máxima (lectura, constante).*
- k) *Fecha de vencimiento de la factura.*
- l) *Costo por kWh del alumbrado público.*
- m) *Importes por energía (kWh), demanda (kW), alumbrado público, etc.*
- n) *Total del monto por pagar.*
- o) *Monto del depósito en garantía.*
- p) *Fecha de emisión del recibo.*
- q) *Fecha de puesta al cobro de la facturación.*
- r) *Tipo de servicio.*
- s) *Número de la factura.*
- t) *Histórico de consumo de los últimos seis meses.*
- u) *Otros tales como:*
 1. *Multas por atrasos en el pago, penalización por bajo factor de potencia y cualquier otra multa aplicable.*
 2. *Ajustes o compensaciones tarifarias o por calidad del suministro eléctrico.*
 3. *Impuestos de ley.*
 4. *Justificación o razón para estimar lecturas.*
 5. *Número telefónico de atención de quejas de la empresa.*
 6. *Cualquier otra información a criterio de la empresa o de la ARESEP*

[...].”

Así las cosas, el artículo 40 de la norma antes citada, establece información mínima que debería contener la factura, por ende, cualquier otra información que se considere oportuna para transparentar las transacciones realizadas entre el generador distribuido y la empresa eléctrica debe de presentarse dentro de la facturación.

Por otro lado, la manera de definir el reconocimiento económico de la compra-venta de excedentes de energía es competencia directa de la empresa distribuidora, ya que, forma parte de su proceso de gestión. No obstante, es importante que la empresa distribuidora considere dentro de su facturación lo correspondiente al consumo de energía o energía y potencia según corresponda, así como lo relativo a impuestos de ley y otros afines al servicio, de acuerdo con el pliego tarifario, reglamentos y disposiciones vigentes aprobadas por ARESEP o disposiciones legales.

Finalmente, cualquier inquietud relacionada con tributos y gestión de estos, deberá ser consultada directamente a la instancia competente Ministerio de Hacienda.

6. Oposición: Instituto Costarricense de Electricidad, cédula jurídica número 4-000-042139, representada por el señor Randall Hume Salas, cédula de identidad número 3-0276-0808, en su condición de Representante ante la Aresep.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio 5407-127-2023 (visible a folio 406)

Notificaciones: Al correo electrónico: aalvaradohe@ice.go.cr , rhume@ice.go.cr

El ICE propone:

1. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 1: Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023. Expediente ET-047-2023.

Se solicita al ente regulador que establezca una metodología para el cobro de una tarifa de interconexión para sistemas de gran tamaño.

A modo de aclaración, los costos para interconectar un sistema mayor a los 250 KW conllevan costos adicionales que difieren respecto a los costos contemplados en la metodología vigente. De ahí la importancia de hacer una clasificación adecuada para la asignación de costos, en apego al principio del servicio al costo definido en la Ley 7593.

Respuesta:

Este argumento fue contestado en el expediente ET-047-2023.

- 2. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023. Expediente ET-048-2023).**

No hay objeción a lo propuesto por el ente regulador.

- 3. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 3: Método de cálculo de la tarifa para la compraventa de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023. Expediente ET-049-2023.**

Conforme a la propuesta de ARESEP se visualiza una tarifa por este concepto de forma trimestral, mientras que, en el caso de las demás empresas distribuidoras, esta tarifa se definió de forma anual.

Al considerar una tarifa trimestral, se parte de la premisa que se buscaba incorporar la estacionalidad en las diferentes épocas del año; sin embargo, llama la atención que para el III trimestre la tarifa sea superior al primer y segundo trimestre, periodos donde usualmente disminuye la disponibilidad del recurso hídrico, lo cual a todas luces evidencia que no se está considerando la estacionalidad. Con fundamento en lo expuesto se solicita en el caso de que la tarifa trimestral no considere la estacionalidad, se proceda a definir una tarifa anual.

Petitoria:

Respecto al capítulo 3, se solicita en el caso de que la tarifa trimestral no incorpore la estacionalidad, se proceda a definir una tarifa anual.

Respuesta:

Con respecto a lo indicado por el Instituto Costarricense de Electricidad, según se indica en la RE-0076-JD-2023, en el proceso de homologación se considera que, en caso de que la estructura tarifaria presente estacionalidad (patrón trimestral, semestral o por temporadas altas o bajas), se debe de tomar el período más amplio. Dicho ello, dado que ICE-distribución le compra energía solamente a su propio sistema de generación y este presenta una estacionalidad trimestral, es por lo que, las tarifas resultantes se establecen de forma trimestral.

Por otro lado, es importante considerar que, las tarifas del sistema de generación del ICE se ven influenciadas por los cambios trimestrales en el factor de ajuste por concepto de CVG, de modo que, dado que para el III trimestre el factor por CVG para el sistema de generación del ICE fue de un 14,43%, superior al factor del I trimestre (-1,04%) y II trimestre (5,26%), explica por qué la tarifa de compra-venta de excedentes es mayor para el III trimestre en comparación con los dos anteriores en donde usualmente disminuye la disponibilidad del recurso hídrico.

A la vez, hay que considerar que, para este año, el país ha experimentado las consecuencias del fenómeno climático El Niño, lo que se traduce en una reducción de lluvias, provocando niveles bajos en los embalses utilizados para la generación de energía hidroeléctrica.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos procedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas para la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, en su aplicación por primera vez, tal y como se dispone:

POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:

- I. Fijar las siguientes tarifas para la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, a partir del 1 de octubre de 2023, en su aplicación por primera vez de la siguiente forma:

Tarifas máximas para la compra-venta de excedentes de energía (colones/kWh)

Empresa	Punta	Valle	Noche
1. ICE			
I Trimestre	65,41	49,29	32,79
II Trimestre	69,34	52,30	34,87
III Trimestre	74,33	56,09	37,51
IV Trimestre	60,07	45,36	30,33
2. CNFL			
Anual	68,61	51,28	33,91
3. JASEC			
Anual	69,24	50,87	33,67
4. ESPH			
Anual	55,55	41,47	27,19
5. Coopesca			
Anual	60,44	45,20	29,72
6. Coopesantos			
I Semestre	74,14	54,32	33,81
II Semestre	68,00	55,00	34,00
7. Coopeguanacaste			
Anual	68,23	55,84	33,89
8. Coopealfaroruz			
Anual	71,01	54,36	33,63

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.
Nota/ la tarifa resaltada corresponde al precio más eficiente

- II. Señalar como respuesta a las posiciones interpuestas lo externado en el Considerando II de esta resolución, así como agradecer a los participantes de la audiencia pública por sus aportes.
- III. Establecer que los precios rigen a partir del 1 de octubre de 2023.

De conformidad con el acuerdo de Junta Directiva N°06-83-2021, del acta de la sesión extraordinaria 83-2021, celebrada el 23 de setiembre de 2021 y ratificada el 28 de setiembre del mismo año, se incorpora a esta resolución el anexo del informe técnico IN-0183-IE-2023 del 7 de setiembre de 2023, que sirve de base para el presente acto administrativo.

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. Los recursos ordinarios podrán interponerse ante la Intendencia de Energía, de acuerdo con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

Según el artículo 346 de la LGPA, 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.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—(IN2023809486).

I. ANEXOS

Anexo 1: Cálculos de la IE

Recuperado de: https://www.imprentanacional.go.cr/pub/2023/09/14/ALCA174_14_09_2023.pdf