



# LA GACETA

Diario Oficial



Año CXLI

San José, Costa Rica, jueves 10 de enero del 2019

154 páginas

## ALCANCE N° 7

**PODER LEGISLATIVO**  
**LEYES**

**PODER EJECUTIVO**  
**DECRETOS**

**INSTITUCIONES**  
**DESCENTRALIZADAS**

**AUTORIDAD REGULADORA**  
**DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

# **PODER LEGISLATIVO**

## **LEYES**

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

**PLENARIO**

**LEY ORGÁNICA DEL COLEGIO PROFESIONAL DE CIENCIAS  
POLÍTICAS Y RELACIONES INTERNACIONALES**

**DECRETO LEGISLATIVO N.º 9614**

**EXPEDIENTE N.º 19.638**

**SAN JOSÉ – COSTA RICA**

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA  
DECRETA:

**LEY ORGÁNICA DEL COLEGIO PROFESIONAL DE CIENCIAS  
POLÍTICAS Y RELACIONES INTERNACIONALES**

CAPÍTULO I  
CREACIÓN

ARTÍCULO 1- Se crea el Colegio de Profesionales de Ciencias Políticas y Relaciones Internacionales de Costa Rica, como un ente público no estatal, el cual tendrá personalidad jurídica, patrimonio propio y competencia en todo el territorio nacional. Su sede central estará en la ciudad de San José y podrá establecer las sedes regionales necesarias para realizar sus funciones.

CAPÍTULO II  
FINALIDADES DEL COLEGIO

ARTÍCULO 2- Serán fines del Colegio los siguientes:

- a) Constituirse en el ente regulador de la profesión; autorizar y fiscalizar el ejercicio profesional de quienes se agremien a él; vigilar que las actividades relacionadas con la especialidad de quienes integran el Colegio se lleven a cabo con el concurso de personas profesionales idóneas.
- b) Fomentar y defender el ejercicio de las ciencias políticas y las relaciones internacionales y promover su desarrollo.
- c) Promover el desarrollo de las ciencias políticas y las relaciones internacionales, así como de las disciplinas vinculadas a estas, establecidas vía reglamento.
- d) Promover la superación integral de sus miembros.
- e) Fomentar actividades de interés nacional e internacional.
- f) Estimular las investigaciones de carácter profesional.
- g) Velar por el cumplimiento de los principios éticos y legales en el ejercicio de la profesión.
- h) Defender y proteger los derechos de sus miembros, así como fortalecer la solidaridad entre sus asociados.
- i) Crear comisiones de estudio sobre asuntos y problemas nacionales e internacionales y divulgar sus resultados.
- j) Pronunciarse sobre aquellos problemas de interés nacional e internacional que se consideren atinentes con los objetivos y las actividades profesionales del Colegio.

- k) Promover el intercambio de experiencias profesionales y conocimiento intelectual entre sus miembros y de estos con otros profesionales del país y del extranjero.
- l) Cooperar con las instituciones de educación superior en el desarrollo de las ciencias políticas y las relaciones internacionales, así como de las disciplinas afines.
- m) Brindar asesoramiento a organizaciones, instituciones públicas y entidades privadas que así lo soliciten.
- n) Fomentar la participación de los colegiados en organizaciones que promuevan la integración de los diferentes colegios profesionales, y la colaboración recíproca.

### CAPÍTULO III MIEMBROS DEL COLEGIO

ARTÍCULO 3- Integran el Colegio:

- a) Los miembros activos.
- b) Los miembros ausentes.
- c) Los miembros fundadores.
- d) Los miembros honorarios.
- e) Los miembros suspendidos.

ARTÍCULO 4- Serán miembros activos, con las obligaciones y derechos que se señalan en esta ley:

- a) Los profesionales graduados en ciencias políticas o relaciones internacionales de las instituciones de educación superior de Costa Rica, reconocidos por el Estado, con título de bachiller o licenciatura, que cumplan con los trámites y requerimientos que fije el Colegio y que se establezcan en esta ley y su reglamento.
- b) Los profesionales graduados en ciencias políticas o relaciones internacionales en instituciones de educación superior extranjeras, cuyos títulos de bachillerato o licenciatura sean equiparados por una institución de educación superior de Costa Rica adscrita al Consejo Nacional de Rectores (Conare); asimismo, que cumplan con los requisitos de incorporación que fije el Colegio y que se establezcan en esta ley y su reglamento.

ARTÍCULO 5- Serán miembros ausentes: los miembros activos que soliciten a la Junta Directiva dispensar temporalmente de la obligación económica por razones justificadas.

ARTÍCULO 6- Serán miembros fundadores, los miembros activos que asistieron a la primera Asamblea General Constitutiva del Colegio celebrada el 21 de diciembre de 1988.

ARTÍCULO 7- Serán miembros honorarios, los miembros activos a quienes la Asamblea General del Colegio, previa recomendación de la Junta Directiva, les otorgue tal distinción, en reconocimiento de sus méritos personales, académicos y profesionales en el campo de las ciencias políticas o las relaciones internacionales.

ARTÍCULO 8- Serán suspendidos de su condición de miembros del Colegio:

- a) Quienes sufran prisión, por sentencia firme. Una vez cumplida la pena impuesta, los profesionales podrán reincorporarse al Colegio.
- b) Quienes por sentencia firme estuvieran inhabilitados para el ejercicio de cargos públicos.
- c) Los colegiados que durante un trimestre no paguen las cuotas mensuales que el Colegio imponga, de conformidad con el reglamento.
- d) Los colegiados a los que por violación a los principios de la ética profesional, regulados en el Código de Deberes Éticos y Morales de los Profesionales en Ciencias Políticas y Relaciones Internacionales, el Comité de Ética les imponga como sanción la suspensión del Colegio.

ARTÍCULO 9- Son obligaciones de los miembros activos:

- a) Honrar y velar por el ejercicio correcto de la profesión.
- b) Acatar las regulaciones de esta ley y contribuir al logro de los objetivos del Colegio.
- c) Concurrir a las asambleas generales y a las sesiones de Junta Directiva a las que sean convocados.
- d) Desempeñar los cargos para los que sean elegidos y atender las comisiones que les señalen la Asamblea General y la Junta Directiva.
- e) Cubrir las cuotas ordinarias y extraordinarias que el Colegio fije. En casos excepcionales, la Junta Directiva podrá dispensar temporalmente de esta obligación a quienes lo soliciten por razones justificadas.
- f) Observar una conducta intachable conforme en el Código de Ética, el reglamento y la ley.
- g) Denunciar toda infracción a esta ley y los reglamentos.

ARTÍCULO 10- Son derechos de los miembros activos:

- a) Podrá ejercer libremente la profesión, conforme a las regulaciones establecidas por esta ley.
- b) Elegir y ser elegidos para conformar los órganos del Colegio.
- c) Solicitar la protección del Colegio, cuando la necesiten.
- d) Disfrutar de todos los beneficios que establece el Colegio para sus miembros activos.
- e) Hacer uso de las instalaciones físicas del Colegio, conforme a la reglamentación establecida al respecto.
- f) Separarse de manera voluntaria, temporal o definitivamente de los derechos y las obligaciones del Colegio.

- g) Solicitar la certificación o documentación correspondiente al Colegio, para demostrar su condición de colegiado.

ARTÍCULO 11- Las entidades públicas que requieran los servicios de un politólogo o relacionista internacional extranjeros no incorporados al Colegio deberán solicitarle a este la autorización para el ejercicio temporal de esos profesionales, siempre y cuando ese plazo temporal no exceda los doce meses. Este requisito no aplicará si se presentan en el país para participar en charlas, foros, simposios o seminarios de carácter académico protegidos por la libertad de cátedra.

ARTÍCULO 12- El Colegio llevará un registro de especialidades de sus miembros en cada campo profesional, de conformidad con el reglamento respectivo.

ARTÍCULO 13- El nombramiento de personas no colegiadas, en puestos públicos reservados por esta ley a los miembros del Colegio, será sancionado conforme al artículo 344 del Código Penal.

#### CAPÍTULO IV PAGO DE LAS CUOTAS

ARTÍCULO 14- El agremiado que durante un trimestre no pague las cuotas mensuales que el Colegio imponga, de conformidad con el reglamento, será suspendido y, por lo tanto, perderá los derechos establecidos en esta ley. El miembro suspendido recuperará sus derechos cuando pague las cuotas atrasadas más un quince por ciento (15%) del monto adeudado, por concepto de multa.

#### CAPÍTULO V ÓRGANOS DEL COLEGIO

ARTÍCULO 15- Serán órganos del Colegio: la Asamblea General, la Junta Directiva, la Fiscalía, el Comité de Ética Profesional y el Tribunal Electoral, así como las comisiones que cualquiera de los órganos anteriores acuerden integrar. Las funciones se ejercerán y regularán conforme a lo dispuesto por la presente ley y su reglamento.

ARTÍCULO 16- La Asamblea General ordinaria nombrará de su seno al Tribunal Electoral, formado por cinco personas, las cuales se elegirán respetando la paridad de género. El cargo de miembro del Tribunal Electoral será incompatible con cualquier otro cargo del Colegio.

Los miembros permanecerán en sus funciones dos años y podrán ser reelegidos por una única vez. El Tribunal Electoral designará de su seno una Presidencia, una Secretaría, una Tesorería y dos Vocalías.

Las personas miembros del Tribunal perderán su condición, si incurren en alguna de las causales establecidas en el artículo 18 de la presente ley o si quedan totalmente incapacitadas.

ARTÍCULO 17- Serán funciones del Tribunal Electoral:

- a) Elaborar y reformar el Reglamento de Elecciones Internas del Colegio, el cual regulará todos los procesos de elección que deban realizarse en él, de conformidad con lo establecido en la presente ley y su propio funcionamiento interno. La Asamblea General deberá aprobar esta reglamentación y cualquier reforma que se le realice.
- b) Dirigir, controlar, efectuar el escrutinio y declarar a los ganadores de todas las elecciones internas.
- c) Cualesquiera otras funciones que le asignen las leyes y los reglamentos.

ARTÍCULO 18- Perderá su condición como miembro del Tribunal Electoral quien:

- a) Se separe o sea separado del Colegio, o pierda su condición de colegiado.
- b) Sin causa justificada, deje de concurrir a tres sesiones ordinarias consecutivas.
- c) Luego de seguirse el debido proceso, se demuestre que ha infringido alguna de las disposiciones contenidas en esta ley y su reglamento.

En cualquiera de los casos enumerados en los incisos a) y b) de este artículo, la Junta Directiva levantará la información correspondiente y hará la convocatoria a Asamblea extraordinaria, con el fin de que el caso se conozca y se resuelva. La Asamblea elegirá al sustituto o a los sustitutos por el resto del período legal, a más tardar un mes después de producirse la vacante.

En caso de muerte o renuncia de los miembros del Tribunal Electoral, la Asamblea elegirá al sustituto o a los sustitutos por el resto del período legal, a más tardar un mes después de producirse la vacante.

Solamente en los casos dispuestos en los incisos a) y b) de este artículo, la condición de miembro del Tribunal Electoral podrá ser recuperada, siempre y cuando hayan transcurrido al menos dos años después de haberse perdido. Dicha condición solo podrá ser recuperada mediante el proceso de elección establecido en la presente ley.

## CAPÍTULO VI ASAMBLEA GENERAL

ARTÍCULO 19- La Asamblea General es el órgano máximo del Colegio y estará integrada por los miembros activos de este, quienes tendrán voz y voto. Cada año se celebrará una asamblea general ordinaria para renovar la mitad de los miembros de la Junta Directiva, según se señale en el reglamento, para

conocer los informes que presenten la Junta Directiva y la Fiscalía; para conocer y aprobar el presupuesto anual ordinario, para discutir mociones que presenten sus miembros, así como otros asuntos relacionados con el Colegio.

Además, se celebrarán las asambleas generales extraordinarias que acuerde la Junta Directiva o a petición del veinte por ciento (20%) de los miembros activos o a petición de la Fiscalía del Colegio.

ARTÍCULO 20- La Asamblea General ordinaria tendrá lugar una vez durante el mes de marzo de cada año, de conformidad con el calendario que la Junta Directiva establezca; se sesionará en primera convocatoria con un quórum de la mitad más uno de los miembros activos. De no reunirse el quórum señalado, se procederá a celebrar la asamblea en segunda convocatoria, válidamente, media hora después de la primera, en cuyo caso constituirán quórum los miembros activos presentes.

ARTÍCULO 21- Las resoluciones o los acuerdos de las asambleas generales ordinarias y extraordinarias se tomarán por la mitad más uno de los votos presentes.

ARTÍCULO 22- Las asambleas generales ordinarias y extraordinarias serán convocadas por medio de una publicación en el diario oficial La Gaceta, en un periódico de circulación nacional y en medios digitales. La publicación deberá hacerse al menos quince días naturales antes de celebrarse la Asamblea e incluir el día, la hora, el lugar y el orden del día.

ARTÍCULO 23- En la Asamblea Ordinaria se conocerán al menos los siguientes asuntos:

- a) El informe de la Presidencia, la Tesorería y la Fiscalía.
- b) El nombramiento de la Junta Directiva, cuando corresponda.
- c) El nombramiento de la Fiscalía, cuando corresponda.
- d) Aprobación de la propuesta del presupuesto anual.
- e) Las iniciativas de los miembros activos.
- f) Conforme a las disposiciones señaladas en la presente ley, la Asamblea General será el órgano encargado de aprobar el Código de Deberes Éticos y Morales de los Profesionales en Ciencias Políticas y Relaciones Internacionales. En igual sentido, tendrá a su cargo sus modificaciones, adiciones o derogatorias.
- g) Cualquier otro asunto de su competencia.

ARTÍCULO 24- Serán atribuciones de la Asamblea General:

- a) Elegir a los miembros de la Junta Directiva del Colegio, a los de la Fiscalía, a los del Comité de Ética Profesional, así como a los del Tribunal Electoral, de conformidad con lo establecido en la presente ley.

- b) Conocer y aprobar las disposiciones administrativas, así como las reformas necesarias para que el Colegio cumpla debidamente con su cometido.
- c) Conocer y aprobar el informe anual de actividades rendido por la Junta Directiva.
- d) Conocer y resolver los asuntos que la Junta Directiva u otros miembros del Colegio le sometan a su consideración, de acuerdo con esta ley y su reglamento.
- e) Conocer y resolver las apelaciones presentadas por los miembros del Colegio, relacionadas con sanciones impuestas por la Junta Directiva.
- f) Fijar las cuotas ordinarias y extraordinarias que deben cubrir los miembros del Colegio.
- g) Dictar los reglamentos necesarios para que el Colegio cumpla sus fines.
- h) Aprobar los presupuestos ordinarios y extraordinarios presentados por la Junta Directiva.
- i) Todas las funciones que esta ley, su reglamento y otras leyes le señalen.

## CAPÍTULO VII JUNTA DIRECTIVA

ARTÍCULO 25- La Junta Directiva estará integrada por siete miembros activos: una Presidencia, una Vicepresidencia, una Secretaría, una Tesorería y tres Vocalías.

ARTÍCULO 26- El quórum lo constituyen cuatro de sus miembros y los acuerdos deberán tomarse por mayoría de los votos presentes; en caso de empate, la Presidencia ejercerá el derecho al doble voto.

ARTÍCULO 27- La Junta Directiva funcionará durante un período de dos años que iniciara el 1º de abril de cada año y se renovará de la siguiente manera: en el primer año la Vicepresidencia, la segunda y tercera Vocalías y el siguiente año la Presidencia, Secretaría, Tesorería y primera Vocalía.

ARTÍCULO 28- La Junta Directiva sesionará, ordinariamente, por lo menos una vez al mes y, extraordinariamente, cuando sea convocada por su Presidencia. El quórum se integrará con la mitad más uno de sus miembros. Las actas de las sesiones de la Junta Directiva serán firmadas por la Presidencia y la Secretaría. Los acuerdos y las resoluciones de la Junta Directiva se tomarán por mayoría simple de los presentes.

ARTÍCULO 29- Serán atribuciones de la Junta Directiva las siguientes:

- a) Ejecutar los acuerdos que emanen de la Asamblea General de colegiados.
- b) Formular la política global del Colegio y señalar las directrices y metas de este, así como crear los organismos para su ejecución.
- c) Aprobar o denegar las solicitudes de incorporación al Colegio y autorizar el ejercicio profesional.

- d) Convocar a Asamblea General ordinaria y a asambleas generales extraordinarias, de acuerdo con lo dispuesto en esta ley y su reglamento.
- e) Formular y ejecutar los presupuestos ordinarios del Colegio para el ejercicio anual siguiente y los extraordinarios cuando corresponda, y presentarlos a la Asamblea General para su estudio y aprobación.
- f) Denunciar, ante los tribunales de justicia y otras entidades, el ejercicio ilegal de la profesión.
- g) Rendir el informe anual de su labor ante la Asamblea General.
- h) Declarar la inopia de profesionales, cuando así lo compruebe.
- i) Nombrar todas las comisiones que considere necesarias.
- j) Conocer de la renuncia o cesación de cualquiera de sus miembros y ponerla a conocimiento de la Asamblea General, la cual se convocará para sustituirlo.
- k) Nombrar a los funcionarios que el Colegio requiera para su funcionamiento.
- l) Formular y entregar las ternas o nóminas solicitadas por las instituciones públicas.
- m) Fijar los sueldos y honorarios del personal del Colegio que desempeñe cargos remunerados de acuerdo con la normativa laboral vigente.
- n) Solicitar, a la Asamblea General, la designación de los miembros honorarios, adjuntando los atestados respectivos.
- ñ) Resolver todos los asuntos de orden interno del Colegio que no estén reservados expresamente a la Asamblea General.

ARTÍCULO 30- Cesará en sus funciones como miembro de la Junta Directiva:

- a) Quien se separe o sea separado por el Colegio temporalmente o pierda su condición de colegiado.
- b) Quien se ausente a tres sesiones ordinarias consecutivas sin justificación o se ausente a seis sesiones ordinarias en el curso de un año con justificación.
- c) Quien tenga sentencia condenatoria en firme por delito doloso; en caso de que el delito sea culposo se perderá dicho cargo, siempre y cuando la sanción implique pena privativa de libertad.
- d) Quien incurra en alguna de las causales de cesación previstas en la normativa ética que regula este colegio profesional.
- e) Quien por motivos de salud se encuentre en incapacidad permanente para desempeñar su cargo.

En cualquiera de los casos enumerados en los incisos anteriores, la Junta Directiva levantará la información correspondiente y hará la convocatoria para Asamblea extraordinaria, a fin de que se conozca el caso y se elija a la persona o a las personas sustitutas, si así procede, por el resto del período legal, a más tardar un mes después de producirse la vacante.

De igual forma, se procederá en el caso de muerte o renuncia de algunas personas miembros de la Junta Directiva.

## CAPÍTULO VIII PRESIDENCIA Y DIRECTIVOS

ARTÍCULO 31- La Presidencia deberá:

- a) Presidir las sesiones de las asambleas generales ordinarias y extraordinarias, así como las de la Junta Directiva.
- b) Coordinar la preparación del informe anual.
- c) Proponer el orden del día y dirigir los debates de las sesiones.
- d) Conceder licencia por justa causa a los demás directivos, para que no concurran a las sesiones.
- e) Integrar las comisiones que deberán desempeñar funciones especiales en el Colegio.
- f) Firmar, con la Secretaría, las actas de las sesiones y, con la Tesorería, los libramientos contra los fondos del Colegio.
- g) Convocar a sesiones extraordinarias de la Junta Directiva y presidir los actos oficiales del Colegio.

En ausencia de la Presidencia, la Vicepresidencia de la Junta Directiva tendrá las mismas atribuciones y responsabilidades.

ARTÍCULO 32- La Tesorería deberá:

- a) Custodiar, bajo su responsabilidad, los fondos que se le asignen al Colegio.
- b) Recaudar las contribuciones y cuotas del Colegio.
- c) Firmar, conjuntamente con la Presidencia, los libramientos contra los fondos del Colegio.
- d) Autorizar, conjuntamente con la Presidencia, los pagos que se hagan con fondos del Colegio.
- e) Tramitar los pagos por las cuentas del Colegio que se le presenten en debida forma y efectuarlos.
- f) Presentar, los balances trimestrales ante la Junta Directiva y el informe de egresos e ingresos, el balance de situación, la liquidación del presupuesto y propuesta de presupuesto para el ejercicio anual siguiente, con el refrendo de la Presidencia y del fiscal, ante la Asamblea General.

ARTÍCULO 33- La Secretaría deberá:

- a) Firmar, con la Presidencia, las actas de las sesiones.
- b) Convocar a Asamblea General, cuando la Junta Directiva del Colegio lo disponga.

ARTÍCULO 34- Las Vocalías deberán asistir a todas las sesiones de la Junta Directiva y desempeñar en ellas las funciones que les correspondan a la Tesorería y la Secretaría, por impedimento o ausencia temporal de estos directivos, en cuyo caso actuarán en el orden de nombramiento y otras funciones que la Junta Directiva les asigne.

## CAPÍTULO IX LA FISCALÍA

ARTÍCULO 35- El fiscal propietario será elegido para períodos de dos años y podrá ser reelegido por una única vez. Se escogerá de entre los miembros presentes en la Asamblea General, por el mismo mecanismo utilizado para escoger a los integrantes de la Junta Directiva. Será elegido en la misma Asamblea en que deba cambiarse la Vicepresidencia, al segundo y tercera Vocalía.

El fiscal suplente, quien sustituirá al titular durante sus ausencias temporales o definitivas, será elegido en Asamblea General cuando se elijan los puestos para Presidencia, Secretaría, Tesorería y primera Vocalía.

ARTÍCULO 36- Corresponderá a la Fiscalía lo siguiente:

- a) Velar por que los miembros del Colegio cumplan las disposiciones de esta ley, sus reglamentos, el Código de Ética Profesional y la debida ejecución de los acuerdos y las resoluciones de la Asamblea General y la Junta Directiva.
- b) Revisar, por lo menos trimestralmente, los registros de Tesorería y los estados bancarios.
- c) Poner a conocimiento de la Junta Directiva cualquier falta en que incurran los miembros de esta, para que la Junta cumpla con su obligación.
- d) Rendir un informe anual a la Asamblea General ordinaria.
- e) Solicitar a la Junta Directiva la convocatoria a Asamblea General extraordinaria, cuando lo considere conveniente.
- f) Atender las quejas de los miembros del Colegio sobre violaciones a esta ley o su reglamento, y realizar la investigación pertinente.

## CAPÍTULO X COMITÉ DE ÉTICA PROFESIONAL

ARTÍCULO 37- La Asamblea General ordinaria nombrará un Comité de Ética Profesional integrado por cinco miembros, que permanecerán dos años en sus funciones y podrán ser reelegidos.

El Comité actuará como cuerpo colegiado para conocer cualquier denuncia sobre faltas a la ética profesional cometidas por un miembro del Colegio. El cargo de miembro de este Comité es incompatible con el desempeño de cualquier otro puesto dentro del Colegio.

ARTÍCULO 38- Para ser miembro del Comité de Ética Profesional se deben cumplir los siguientes requisitos:

- a) Residir en el país.
- b) Tener más de cinco años de ejercicio profesional.

- c) Que no conste en el Registro Judicial de Delincuentes creado al amparo de la Ley N.º 6723, Ley de Registro y Archivos Judiciales, de 10 de marzo de 1982, asiento de sentencia condenatoria en firme por delito doloso.
- d) Estar debidamente incorporado al Colegio y con sus obligaciones al día.

ARTÍCULO 39- La Asamblea General, sea esta ordinaria o extraordinaria, será la encargada de aprobar, mediante el voto afirmativo de al menos las dos terceras partes de sus colegiados presentes, el Código de Deberes Éticos y Morales de los Profesionales en Ciencias Políticas y Relaciones Internacionales. Las modificaciones, adiciones o derogatorias a dicho Código también deberán ser aprobadas por la Asamblea General, mediante la misma mayoría de votación señalada en el presente párrafo.

Conforme a lo dispuesto en el artículo 22 de la presente ley, cuando se convoque a una Asamblea General para estos efectos, sea esta de carácter ordinario o extraordinario, deberá garantizarse la publicación completa de la propuesta normativa que se conocerá en dicha Asamblea, la cual tendrá que ser puesta a conocimiento de los colegiados por algún medio de circulación nacional y en medios digitales, con al menos quince días naturales de antelación a la celebración de la Asamblea.

ARTÍCULO 40- Cuando llegue a conocimiento de la Junta Directiva cualquier denuncia por violación de los principios de la ética profesional, esta la pondrá a conocimiento del Comité de Ética Profesional, para que instruya la causa respectiva.

Presentada la denuncia, se remitirá al Comité, el cual iniciará un proceso de investigación, observando las reglas del debido proceso de las partes.

Terminada la investigación, dicho órgano deberá remitir, en un plazo máximo de sesenta días naturales, el informe a la Junta Directiva, con las recomendaciones respectivas.

Dentro de los treinta días naturales siguientes en que se ha recibido el informe por parte de la Junta Directiva, lo analizará y dará a conocer a las partes de este y de lo que procede según el artículo 41 de esta ley.

Si existiera alguna duda, la Junta Directiva solicitará al Comité de Ética del Colegio una aclaración. Dicho órgano tendrá un máximo de treinta días naturales para responder.

Si la denuncia recae sobre un miembro de la Junta Directiva, el Comité de Ética deberá remitir el informe descrito en este artículo, a conocimiento de la Asamblea General, para que, en caso de existir infracción a los principios de la ética profesional, esta resuelva conforme a lo dispuesto en el artículo 41 de la presente ley, en lo referente a la imposición de las respectivas sanciones.

ARTÍCULO 41- Si se determina que existió violación a los principios de la ética profesional, la Junta Directiva impondrá al infractor alguna de las siguientes sanciones, de acuerdo con la gravedad de la falta:

- a) Por faltas leves: amonestación privada, apercibimiento por escrito o suspensión en el ejercicio profesional hasta por tres meses.
- b) Por faltas graves: suspensión en el ejercicio profesional por un plazo de tres meses hasta tres años.
- c) Por faltas muy graves: suspensión en el ejercicio profesional por un plazo de tres años hasta diez años.

ARTÍCULO 42- Contra los acuerdos de la Junta Directiva, relativos al incumplimiento de los principios de ética profesional y de las suspensiones, procederá el recurso de revocatoria. El interesado deberá interponer el recurso dentro de los tres días hábiles siguientes a la notificación.

## CAPÍTULO XI COMITÉS CONSULTIVOS

ARTÍCULO 43- La Junta Directiva podrá designar comités consultivos que le brinden asesoramiento, cuando alguno de los Poderes de la República, particulares o corporaciones someta, a consideración del Colegio, temas de índole político y de relaciones internacionales que acontecen en la actualidad y conllevan a un análisis complejo y de especial atención.

Estos comités estarán formados por tres miembros activos del Colegio que serán designados entre los miembros que sobresalgan por sus condiciones profesionales y capacidad técnica. La designación como miembro de un comité consultivo es incompatible con el desempeño de cargos en la Fiscalía y el Tribunal de Ética Profesional.

ARTÍCULO 44- Cuando se trate de servicios ofrecidos a sujetos de derecho privado, el Colegio podrá cobrar los honorarios que establezca la Junta Directiva, de acuerdo con la normativa nacional vigente, por los dictámenes técnicos que emita y los estudios que elabore. Los recursos ingresarán a los fondos generales del Colegio.

## CAPÍTULO XII EJERCICIO PROFESIONAL

ARTÍCULO 45- Podrán ejercer la profesión en el territorio nacional, únicamente las personas profesionales en ciencias políticas o relaciones internacionales que cumplan los requisitos establecidos en la presente ley y se encuentren debidamente incorporadas al Colegio, siempre que no estén suspendidas.

ARTÍCULO 46- Podrán ejercer las funciones públicas para las cuales la ley o los decretos ejecutivos exijan en sus descriptores de puestos el ejercicio de la profesión de ciencias políticas o relaciones internacionales, los miembros activos del Colegio, de acuerdo con esta ley y su reglamento.

Las personas que ejerzan la profesión contra lo dispuesto en la presente ley quedarán sujetas a las sanciones legales establecidas al efecto.

ARTÍCULO 47- Para obtener la inscripción en el Colegio deberán llenarse los siguientes requisitos:

- a) Presentar el título universitario del grado de bachillerato o licenciatura en las profesiones de ciencias políticas o relaciones internacionales o los atestados en los que conste que al solicitante se le han convalidado los estudios universitarios como profesional.
- b) Satisfacer los derechos de inscripción que señale la presente ley y su reglamento.
- c) Comprobar la residencia en el país, por el período que estipula la legislación vigente.

ARTÍCULO 48- El Colegio tendrá amplias facultades para regular todo lo relativo al ejercicio de la profesión, de conformidad con esta ley.

ARTÍCULO 49- Para que una empresa consultora privada, nacional o extranjera, pueda prestar servicios al Estado en el campo de las ciencias políticas y las relaciones internacionales, deberá hacer constar que los profesionales que prestarán dichos servicios se encuentran debidamente incorporados a este colegio profesional.

### CAPÍTULO XIII PATRIMONIO DEL COLEGIO

ARTÍCULO 50- El patrimonio del Colegio estará constituido por:

- a) Los bienes muebles e inmuebles de su propiedad.
- b) Las sumas de dinero que se reciban por concepto de inscripción al Colegio, así como por las cuotas mensuales que deban aportar sus miembros y los derechos establecidos por la Asamblea General.
- c) Los fondos que se recauden por concepto de multas.
- d) Las donaciones aceptadas por la Junta Directiva.
- e) Los fondos provenientes de servicios o actividades que organice el Colegio.
- f) Los otros ingresos que se establezcan por reglamento.

## CAPÍTULO XIV DISPOSICIONES GENERALES

ARTÍCULO 51- Para el cumplimiento de sus funciones el Colegio tiene personalidad y capacidad jurídica plenas; podrá adquirir, enajenar, gravar y administrar toda clase de bienes muebles e inmuebles conforme a la normativa vigente al respecto. La representación judicial y extrajudicial del Colegio corresponde a la persona que ejerza la Presidencia de la Junta Directiva, quien lo hará con las facultades de apoderado general.

ARTÍCULO 52- Los documentos que emitan las personas profesionales en ciencias políticas o relaciones internacionales miembros del Colegio, referentes a su campo de competencia, deberán contener la firma y el código.

ARTÍCULO 53- Se deroga la Ley N.º 7106, Ley Orgánica del Colegio de Profesionales en Ciencias Políticas, de 4 de noviembre de 1988.

## CAPÍTULO XV DISPOSICIONES FINALES Y TRANSITORIAS

TRANSITORIO I- La Asamblea General se reunirá de forma extraordinaria dentro de los treinta días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de la presente ley, con el objeto de designar la Vicepresidencia, la segunda y tercera Vocalía, los cuales se mantendrán en sus cargos por el plazo de dos años.

Quienes a la entrada en vigencia de la presente ley ostenten los puestos de Presidencia, Secretaría, Tesorería y primera Vocalía permanecerán en sus cargos durante un año más a partir de la toma en posesión de los miembros de Junta Directiva señalados en el párrafo anterior.

Cuando venza el plazo de nombramiento del último cargo electo de acuerdo con lo dispuesto en este transitorio, los siguientes nombramientos se realizarán en la fecha señalada en el artículo 27 de la presente ley.

TRANSITORIO II- El Colegio Profesional de Ciencias Políticas y Relaciones Internacionales, dentro de los tres meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente ley, deberá aprobar, por parte de la Asamblea General:

- a) El Código de Deberes Éticos y Morales de los profesionales en Ciencias Políticas y Relaciones Internacionales.
- b) El Reglamento de Elecciones Internas.

Rige a partir de su publicación.

ASAMBLEA LEGISLATIVA-  
dieciocho.

Aprobado el once de setiembre del año dos mil

COMUNÍCASE AL PODER EJECUTIVO

Carolina Hidalgo Herrera  
**Presidenta**

Luis Fernando Chacón Monge  
**Primer secretario**

Shirley Díaz Mejía  
**Segunda prosecretaria**

Dado en la Presidencia de la República, San José a los veinte días del mes de setiembre del año dos mil dieciocho.

**Ejecútese y publíquese.**

***CARLOS ALVARADO QUESADA***

***RODOLFO PIZA ROCAFORT***  
***Ministro de la Presidencia***

1 vez.—( L9614 - IN2018298074 ).

# PODER EJECUTIVO

## DECRETOS

Nº 41478-H

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Y LA MINISTRA DE HACIENDA

Con fundamento en lo establecido en los artículos 50, 65, 140, incisos 3) y 18) y 146 de la Constitución Política; 11, 21 inciso 2), 25, 27 inciso 1) y 28 inciso 2) acápite b. de la Ley número 6227 de fecha 2 de mayo de 1978, denominada “*Ley General de la Administración Pública*”; 1, 4, 5 y 6 de la Ley número 8683 de fecha 19 de noviembre de 2008, denominada “*Ley del Impuesto Solidario para el Fortalecimiento de Programas de Vivienda*” y el Decreto Ejecutivo número 35515-H de fecha 18 de setiembre de 2009, denominado “*Reglamento a la Ley de Impuesto Solidario para el Fortalecimiento de Programas de Vivienda*”.

Considerando:

1. Que en el artículo 1 de la Ley número 8683 de fecha 19 de noviembre de 2008, se creó el Impuesto Solidario para el Fortalecimiento de Programas de Vivienda, el cual establece que el impuesto solidario recae sobre el valor de los bienes inmuebles de uso habitacional, utilizados en forma habitual, ocasional o de recreo, incluyendo las instalaciones fijas y las permanentes.
2. Que el artículo 4 de la Ley número 8683 citada, establece que la base imponible la constituye el valor fiscal del inmueble de uso habitacional, determinado por el sujeto pasivo, conforme a los criterios técnicos de valoración establecidos por la Dirección General de Tributación.
3. Que para efecto de calcular el impuesto, y de conformidad con lo establecido en los artículos 5 de la Ley número 8683 citada, y 21 del Decreto Ejecutivo número 35515-H, denominado “*Reglamento a la Ley de Impuesto Solidario para el Fortalecimiento de Programas de Vivienda*”; a la base imponible se le debe aplicar en forma progresiva la

escala de tarifas que regula la tabla establecida en ese numeral, cuyos tramos deben ser actualizados por el Poder Ejecutivo en diciembre de cada año, por medio de publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

4. Que el artículo 6 de la Ley número 8683 citada, regula el régimen de exoneración, aplicable al impuesto, al establecer en el inciso a) que están exentos del pago, los propietarios o titulares de derechos de los bienes inmuebles indicados en el artículo 2 de la Ley, cuando el valor fiscal de la construcción incluido el valor de las instalaciones fijas y permanentes, sea igual o inferior a ¢100.000.000,00 (cien millones de colones), estableciendo además que ese valor deberá ser actualizado por el Poder Ejecutivo en diciembre de cada año.
5. Que el mecanismo de actualización de los tramos de la escala y del monto exento del impuesto, se encuentran establecidos en los artículos 5 y 6 inciso a) de la Ley número 8683 citada, al disponer que tanto la escala como el monto exento deben ser actualizados con fundamento en la variación experimentada por el índice de precios al consumidor, que el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) determine, considerando los doce (12) meses inmediatos anteriores, correspondientes al período comprendido entre el 1 de diciembre del año anterior y el 30 de noviembre del año en curso.
6. Que según el Índice de Precios al Consumidor que calcula el Instituto Nacional de Estadística y Censos, la variación del índice de precios al consumidor, del 1 de diciembre del 2017 al 30 de noviembre de 2018, es de 1,81%, sea 0,0181 en virtud de que el factor correspondiente a diciembre de 2017 es de 102,446 y el correspondiente a noviembre de 2018 es de 104,303.
7. Que al ser aplicado -a la tabla vigente- el indicado índice, resulta una variación del monto consignado en el primer tramo de ¢323.000.000,00 a ¢328.846.300,00; en el segundo

tramo de ¢647.000.000,00 a ¢658.710.700,00 y así sucesivamente.

8. Que de igual forma y en lo referente al monto exento, al ser aplicado el índice en referencia al monto exento de ¢129.000.000,00 (ciento veintinueve millones de colones), vigente para el período fiscal 2018, resulta un nuevo monto exento de ¢131.334.900,00 (ciento treinta y un millones trescientos treinta y cuatro mil novecientos colones) para el período 2019.
9. Que para facilitar la adecuada gestión y administración de los impuestos, se ha considerado conveniente redondear a la unidad de millón más cercana.
10. Que por existir en el presente caso, razones -de interés público y de urgencia-que obligan a la publicación del decreto antes del inicio del período fiscal, sea antes del 1 de enero de 2019; 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, que el Instituto Nacional de Estadística y Censos realiza, considerando los doce meses inmediatos anteriores, correspondientes al período comprendido entre el 1 de diciembre de 2017 y el 30 de noviembre de 2018, razón por la cual con fundamento en el artículo citado, se prescinde de la publicación en el Diario Oficial de la convocatoria respectiva.
11. 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 del 7 de julio de 2014, la Dirección General de Tributación trasladó la función de actualización del Impuesto

Solidario para el Fortalecimiento de Programas de Vivienda, de la Dirección General de Tributación a la Dirección General de Hacienda.

12. Que siendo que el presente Decreto no establece ni modifica trámites, requisitos y/o procedimientos vinculados al Administrado, no se requiere someter el presente reglamento al control previo de revisión por parte de la Dirección de Mejora Regulatoria y Reglamentación Técnica del Ministerio de Economía, Industria y Comercio.

Por Tanto,

Decretan:

### **ACTUALIZACIÓN DEL IMPUESTO SOLIDARIO**

#### **PARA EL FORTALECIMIENTO DE PROGRAMAS DE VIVIENDA, PERIODO 2019.**

Artículo 1°—**Actualización del valor establecido en el inciso a) del artículo 6 de la Ley número 8683 del 19 de noviembre de 2008.** Para el período fiscal 2019 se actualiza el valor fiscal establecido en los artículos 6 inciso a) de la Ley número 8683 denominada “*Ley del Impuesto Solidario para el Fortalecimiento de Programas de Vivienda*” de 19 de noviembre de 2008 y 1 del Decreto Ejecutivo número 40786-H del 7 de diciembre de 2017, a la suma de ciento treinta y un millones de colones (¢131.000.000,00).

Artículo 2°—**Actualización de los tramos de la escala.** Para el período fiscal 2019, se actualizan los tramos de la escala establecida en el artículo 5 de la Ley número 8683 de 19 de noviembre de 2008 y en el artículo 2 del Decreto Ejecutivo número 40786-H del 7 de diciembre de 2017 de la siguiente manera:

	Valor	Tarifa
a) Hasta	¢329.000.000,00	0,25%
b) Sobre el exceso de ¢329.000.000,00 y hasta	¢659.000.000,00	0,30%
c) Sobre el exceso de ¢659.000.000,00 y hasta	¢988.000.000,00	0,35%

d) Sobre el exceso de ¢988.000.000,00 y hasta	¢1.318.000.000,00	0,40%
e) Sobre el exceso de ¢1.318.000.000,00 y hasta	¢1.646.000.000,00	0,45%
f) Sobre el exceso de ¢1.646.000.000,00 y hasta	¢1.978.000.000,00	0,50%
g) Sobre el exceso de ¢1.978.000.000,00		0,55%

Artículo 3°—**Vigencia.** Rige a partir del primero de enero de dos mil diecinueve.

Dado en la Presidencia de la República. -San José, a los diez días del mes de diciembre de dos mil dieciocho. Publíquese.

**CARLOS ALVARADO QUESADA**

**ROCÍO AGULAR M.**  
**MINISTRA DE HACIENDA**

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Y LA MINISTRA DE HACIENDA

En ejercicio de las atribuciones establecidas en los artículos 50, 140, incisos 3), 8) y 18) 146 de la Constitución Política, 25 inciso 1), 27 inciso 1), y 28 inciso 2 acápite 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 41318-H del 17 de setiembre de 2018, publicado en el Alcance número 176 a La Gaceta número 180 del 01 de octubre de 2018, 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 octubre de 2018.
7. Que los niveles del índice de precios al consumidor a los meses de agosto de 2018 y noviembre de 2018, corresponden a 103,249 y 104,303 generándose una variación de **uno coma cero dos por ciento (1,02%)**.
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 **uno coma cero dos por ciento (1,02%)**.

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 enero de dos mil diecinueve; 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 noviembre de 2018, que el Instituto Nacional de Estadística y Censos realiza en los primeros días de diciembre de 2018, 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.
11. Que siendo que el presente Decreto no establece ni modifica trámites, requisitos y/o procedimientos vinculados al Administrado, no se requiere someter el presente reglamento al control previo de revisión por parte de la Dirección de Mejora Regulatoria y Reglamentación Técnica del Ministerio de Economía, Industria y Comercio.

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 1º—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 **uno coma cero dos por ciento (1,02%)**, según se detalla a continuación:

<b>Tipo de Producto</b>	<b>Impuesto en colones por unidad de consumo</b>
Bebidas gaseosas y concentrados de gaseosas	19,09
Otras bebidas líquidas envasadas (incluso agua)	14,16
Agua (envases de 18 litros o más)	6,60

Impuesto por gramo de jabón de tocador	0,241
--	-------

Artículo 2°—Deróguese el Decreto Ejecutivo número 41318-H del 17 de setiembre de 2018, publicado en el Alcance número 176 a La Gaceta número 180 del 01 de octubre de 2018, a partir de la vigencia del presente decreto.

Artículo 3°—Vigencia. Rige a partir del primero de enero de dos mil diecinueve.

Dado en la Presidencia de la República, a los diez días del mes de diciembre de dos mil dieciocho.

CARLOS ALVARADO QUESADA

ROCÍO AGUILAR M  
MINISTRA DE HACIENDA

1 vez.—( D41495 - IN2019309928 ).

# **INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS**

## **AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

### **INTENDENCIA DE ENERGÍA**

**RE-0108-IE-2018 del 7 de diciembre de 2018**

#### **SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA COOPERATIVA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE GUANACASTE, R.L. (COOPEGUANACASTE) PARA EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

**ET-032-2018**

#### **RESULTANDO:**

- I.** Que Coopeguanacaste presta el servicio de generación eléctrica de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 8345, Ley de “Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional”.
- II.** Que el 4 de julio del 2018, mediante el oficio COOPEGTE GG335, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L. (Coopeguanacaste), presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de distribución de energía eléctrica que presta (folios 02 al 05).
- III.** Que el 9 de julio del 2018, mediante el oficio 995-IE-2018, la Intendencia de Energía (IE) le previno a Coopeguanacaste el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de distribución de energía eléctrica que presta (folios 511 al 513).
- IV.** Que el 16 de julio del 2018, mediante el oficio COOPEGTE GG355, Coopeguanacaste presentó la información solicitada por medio del oficio 995-IE-2018 (folios 505 al 510).
- V.** Que el 19 de julio del 2018, mediante el oficio 1076-IE-2018, la IE emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para ajustar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica presentada por Coopeguanacaste (folios 514 al 517).

- VI.** Que el 19 de julio del 2018, mediante el oficio 1077-IE-2018, la IE otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por Coopeguanacaste para el servicio de distribución de electricidad (folios 522 al 524).
- VII.** Que el 7 de agosto del 2018, mediante el oficio OF-1144-IE-2018, la IE le solicitó a Coopeguanacaste aclaración y detalle de la información aportada (folios 525 al 531).
- VIII.** Que el 17 de agosto del 2018, mediante el oficio COOPEGTE GG419, Coopeguanacaste presentó, la información solicitada por medio del oficio OF-1144-IE-2018 (folios 532 al 555).
- IX.** Que el 7 de agosto del 2018, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 142 (folios 562 al 563).
- X.** Que el 7 de agosto del 2018, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 558 al 560).
- XI.** Que el 24 de agosto de 2018, mediante el oficio IN-0018-DGAU-2018 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 608 al 610).
- XII.** Que el 4 de setiembre del 2018 a las 17:00 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 7 de setiembre del 2018 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio IN-0028-DGAU-2018), así como la respectiva Acta de la Audiencia Pública N° 44-2018 (oficio AC-0061-DGAU-2018). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula número 503020917, Yalile Carrera Blanco, cédula de identidad número 1-0334-0843, Bedyñ Álvarez Gutiérrez, cédula de identidad número 5-0980-0723, José María Matarrita Mendoza, cédula de identidad número 5-0105-0449, John Henry Parker May, cédula de identidad número 7-0041-0927, Esaú Álvarez Espinoza, cédula de identidad número 5-0110-0219, Domingo Angulo Obando, cédula de identidad número 5-0146-0534, Ivonne Patricia Espinoza Rosales, cédula de identidad número 5-0279-0120, Grace María Pérez Gutiérrez, cédula de identidad número 5-0117-0626.
- XIII.** Que el 6 de setiembre se recibe oposición por parte del Consejero del Usuario, el cual solicita “[...] que se retrotraiga el proceso hasta la convocatoria a audiencia pública de manera que sean corregidos y

*ajustados los ajusten que se discutirán en la audiencia pública [...]” (folios 600 a 604).*

- XIV.** Que el 1 de octubre de 2018, mediante oficio IN-0021-IE-2018, la IE analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, reprogramar a la convocatoria de la audiencia pública la solicitud tarifaria presentada por Coopeguanacaste (folios 674 a 677).
- XV.** Que el 1 de octubre de 2018, mediante resolución RE-0093-IE-2018, la Intendencia de Energía recomendó reprogramar a la convocatoria de audiencia pública la solicitud tarifaria presentada por Coopeguanacaste para los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica (folio 680 a 691).
- XVI.** Que el 15 de octubre 2018, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 190 (folios 733).
- XVII.** Que el 16 de octubre 2018, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 733).
- XVIII.** Que el 29 de octubre de 2018, mediante el oficio IN-0051-DGAU-2018 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 741 al 744).
- XIX.** Que el 8 de noviembre del 2018 a las 17:00 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 15 de noviembre del 2018 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio IN-0073-DGAU-2018), así como la respectiva Acta de la Audiencia Pública N° 55-2018 (oficio AC-0186-DGAU-2018). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula número 503020917, Domingo Angulo Obando, cédula de identidad número 5-0146-0534, John Henry Parker May, cédula de identidad número 7-0041-0927, Gerardo Martín Araya Naranjo, cédula de identidad número 5-0290-0356, Ivonne Patricia Espinoza Rosales, cédula de identidad número 5-0279-0120, Gerardo Gutiérrez García, cédula de identidad número 1-0862-0699.

- XX.** Que el 7 de diciembre de 2018, mediante el oficio IN-0049-IE-2018, la IE, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó fijar las tarifas del sistema de distribución que presta Coopeguanacaste a partir del 1 de enero de 2019.

**CONSIDERANDO:**

- I.** Que del oficio IN-0049-IE-2018, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

**II. ANÁLISIS DEL ASUNTO**

**1. Solicitud tarifaria**

*Según la información aportada por Coopeguanacaste y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicitó ajustar la tarifa del sistema de distribución de energía eléctrica, mediante el oficio COOPEGTE GG335 de fecha 4 de julio de 2018, según el siguiente detalle:*

# Cuadro N° 1

## Sistema de distribución, Coopeguanacaste

### Tarifa vigente y propuesta

COOPEGUANACASTE R.L.  
Pliego Tarifario Vigente-Propuesto Octubre - Diciembre 2018

Categoría Tarifaria	Detalle del Cargo	Precio 1º Enero-31 diciembre 2018 sin CVC *	Tarifa Propuesta a partir del 1º oct-31 dic 2018	Efecto del Ajuste	
				Aum Absoluto	% de Ajuste
<b>Tarifa T-RE Tarifa Residencial</b>					
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>					
a. Bloque 0-30 kWh	cargo fijo	₡1.937,70	₡2.034,59	₡96,89	5,00%
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	₡65,23	₡68,49	₡3,26	5,00%
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	₡91,96	₡96,56	₡4,60	5,00%
<b>T-CO: Comercios y Servicios:</b>					
<b>Cientes consumo exclusivo de energía</b>					
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	₡96,24	₡101,05	₡4,81	5,00%
<b>Cientes consumo energía y potencia</b>					
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>					
b. Bloque 0-3000 kWh	cargo fijo	₡182.880,00	₡192.024,00	₡9.144,00	5,00%
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	₡60,96	₡64,01	₡3,05	5,00%
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>					
d. Bloque 0-10 kW	cargo fijo	₡90.020,30	₡94.521,32	₡4.501,02	5,00%
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	₡9.002,03	₡9.452,13	₡450,10	5,00%
<b>Tarifa T-IN Tarifa Industrial</b>					
<b>Cientes consumo exclusivo de energía</b>					
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	₡96,24	₡101,05	₡4,81	5,00%
<b>Cientes consumo energía y potencia</b>					
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>					
b. Bloque 0-3000 kWh	cargo fijo	₡182.880,00	₡192.024,00	₡9.144,00	5,00%
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	₡60,96	₡64,01	₡3,05	5,00%
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>					
d. Bloque 0-10 kW	cargo fijo	₡90.020,30	₡94.521,32	₡4.501,02	5,00%
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	₡9.002,03	₡9.452,13	₡450,10	5,00%
<b>Tarifa T-MT tarifa media tensión</b>					
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>					
a. Energía Punta	cada kWh	₡80,21	₡84,22	₡4,01	5,00%
b. Energía Valle	cada kWh	₡69,51	₡72,99	₡3,48	5,00%
c. Energía Noche	cada kWh	₡62,03	₡65,13	₡3,10	5,00%
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>					
d. Potencia Punta		₡3.633,75	₡3.815,44	₡181,69	5,00%
e. Potencia Valle	cada kW	₡3.633,75	₡3.815,44	₡181,69	5,00%
c. Potencia Noche	cada kW				
<b>Tarifa acceso</b>		₡ 21,80	₡ 23,97	₡ 2,17	9,94%

**COOPEGUANACASTE R.L.**  
**Pliego Tarifario Vigente-Propuesto 2019**

Categoría Tarifaria	Detalle del Cargo	Precio 1º Enero-31 diciembre 2019 sin CVC *	Tarifa Propuesta a partir del 1º Enero-31 diciembre 2019	Efecto del Ajuste	
				Aum Absoluto	% de Ajuste
<b>Tarifa T-RE Tarifa Residencial</b>					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
a. Bloque 0-30 kWh	cargo fijo	₡1.952,70	₡2.050,34	₡97,64	5,00%
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	₡65,09	₡68,34	₡3,25	5,00%
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	₡91,76	₡96,35	₡4,59	5,00%
<b>T-CO: Comercios y Servicios:</b>					
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>					
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	₡96,03	₡100,83	₡4,80	5,00%
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
b. Bloque 0-3000 kWh	cargo fijo	₡182.460,00	₡191.583,00	₡9.123,00	5,00%
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	₡60,82	₡63,86	₡3,04	5,00%
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
d. Bloque 0-10 kW	cargo fijo	₡89.820,10	₡94.311,11	₡4.491,01	5,00%
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	₡8.982,01	₡9.431,11	₡449,10	5,00%
<b>Tarifa T-IN Tarifa Industrial</b>					
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>					
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	₡96,03	₡100,83	₡4,80	5,00%
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
b. Bloque 0-3000 kWh	cargo fijo	₡182.460,00	₡191.583,00	₡9.123,00	5,00%
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	₡60,82	₡63,86	₡3,04	5,00%
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
d. Bloque 0-10 kW	cargo fijo	₡89.820,10	₡94.311,11	₡4.491,01	5,00%
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	₡8.982,01	₡9.431,11	₡449,10	5,00%
<b>Tarifa T-MT tarifa media tensión</b>					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
a. Energía Punta	cada kWh	₡80,03	₡84,03	₡4,00	5,00%
b. Energía Valle	cada kWh	₡69,36	₡72,83	₡3,47	5,00%
c. Energía Noche	cada kWh	₡61,89	₡64,98	₡3,09	5,00%
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
d. Potencia Punta	cada kW	₡3.625,13	₡3.806,39	₡181,26	5,00%
e. Potencia Valle	cada kW	₡3.625,13	₡3.806,39	₡181,26	5,00%
c. Potencia Noche	cada kW				
<b>Tarifa acceso</b>		₡ 21,80	₡ 23,97	₡ 2,17	9,94%

*Las razones que motivan la petición tarifaria para el sistema de distribución que presta Coopeguanacaste se centra en: i) satisfacer el crecimiento de la demanda (las proyecciones de crecimiento de los usuarios), ii) cubrir las inversiones propuestas que permita gestionar una base tarifaria que sea competitiva, eficiente y acorde con una organización de distribución eléctrica rural, iii) cubrir los gastos de operación y mantenimiento.*

Mediante el oficio COOPEGTE GG419, Coopeguanacaste presentó, la información solicitada por medio del oficio OF-1144-IE-2018 y solicita un cambio en la solicitud tarifaria, pasando de un 5% al 5,40%, según el siguiente detalle:

Pliego Tarifario vigente-Propuesto oct - dic 2018

Categoría Tarifaria	Detalle del Cargo	Precio 1º Enero-31 diciembre 2018 sin CVC*	Tarifa Propuesta a partir del 1º oct-31 dic 2018	Efecto del Ajuste	
				Aum Absoluto	% de Ajuste
<b>Tarifa T-RE Tarifa Residencial</b>					
<i>Por consumo de energía (kwh)</i>					
a. Bloque 0-30 kwh	cargo fijo	₡1,937.70	₡2,042.34	₡104.64	5.40%
b. Bloque 31-200 kwh	cada kwh	₡65.23	₡68.75	₡3.52	5.40%
c. Bloque mayor a 200 kwh	kwh adicional	₡91.96	₡96.93	₡4.97	5.40%
<b>T-CO: Comercios y Servicios:</b>					
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>					
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kwh	cada kwh	₡96.24	₡101.44	₡5.20	5.40%
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>					
<i>Por consumo de energía (kwh)</i>					
b. Bloque 0-3000 kwh	cargo fijo	₡182,880.00	₡192,755.52	₡9,875.52	5.40%
c. Bloque mayor a 3000 kwh	cada kwh	₡60.96	₡64.25	₡3.29	5.40%
<i>Por consumo de potencia (kwh)</i>					
d. Bloque 0-10 kw	cargo fijo	₡90,020.30	₡94,881.40	₡4,861.10	5.40%
e. Bloque mayor a 10 kw	cada kwh	₡9,002.03	₡9,488.14	₡486.11	5.40%
<b>Tarifa T-IN Tarifa Industrial</b>					
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>					
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kwh	₡96.24	₡101.44	₡5.20	5.40%
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>					
<i>Por consumo de energía (kwh)</i>					
b. Bloque 0-3000 kwh	cargo fijo	₡182,880.00	₡192,755.52	₡9,875.52	5.40%
c. Bloque mayor a 3000 kwh	cada kwh	₡60.96	₡64.25	₡3.29	5.40%
<i>Por consumo de potencia (kwh)</i>					
d. Bloque 0-10 kw	cargo fijo	₡90,020.30	₡94,881.40	₡4,861.10	5.40%
e. Bloque mayor a 10 kw	cada kwh	₡9,002.03	₡9,488.14	₡486.11	5.40%
<b>Tarifa T-MT tarifa media tensión</b>					
<i>Por consumo de energía (kwh)</i>					
a. Energía Punta	cada kwh	₡80.21	₡84.54	₡4.33	5.40%
b. Energía Valle	cada kwh	₡69.51	₡73.26	₡3.75	5.40%
c. Energía Noche	cada kwh	₡62.03	₡65.38	₡3.35	5.40%
<i>Por consumo de potencia (kwh)</i>					
d. Potencia Punta	cada kwh	₡3,633.75	₡3,829.97	₡196.22	5.40%
e. Potencia Valle	cada kwh	₡3,633.75	₡3,829.97	₡196.22	5.40%
c. Potencia Noche	cada kwh				

**Pliego Tarifario vigente-Propuesto 2019**

Categoría Tarifaria	Detalle del Cargo	Precio 1º Enero-31 diciembre 2019 sin CVC *	Tarifa Propuesta a partir del 1º Enero-31 diciembre 2019	Efecto del Ajuste	
				Aum Absoluto	% de Ajuste
<b>Tarifa T-RE Tarifa Residencial</b>					
<i>Por consumo de energía (kwh)</i>					
a. Bloque 0-30 kwh	cargo fijo	₡1,952.70	₡2,058.15	₡105.45	5.40%
b. Bloque 31-200 kwh	cada kwh	₡65.09	₡68.60	₡3.51	5.40%
c. Bloque mayor a 200 kwh	kwh adicional	₡91.76	₡96.72	₡4.96	5.40%
<b>T-CO: Comercios y Servicios:</b>					
<b>Cientes consumo exclusivo de energía</b>					
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kwh	cada kwh	₡96.03	₡101.22	₡5.19	5.40%
<b>Cientes consumo energía y potencia</b>					
<i>Por consumo de energía (kwh)</i>					
b. Bloque 0-3000 kwh	cargo fijo	₡182,460.00	₡192,312.84	₡9,852.84	5.40%
c. Bloque mayor a 3000 kwh	cada kwh	₡60.82	₡64.10	₡3.28	5.40%
<i>Por consumo de potencia (kwh)</i>					
d. Bloque 0-10 kw	cargo fijo	₡89,820.10	₡94,670.39	₡4,850.29	5.40%
e. Bloque mayor a 10 kw	cada kwh	₡8,982.01	₡9,467.04	₡485.03	5.40%
<b>Tarifa T-IN Tarifa Industrial</b>					
<b>Cientes consumo exclusivo de energía</b>					
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kwh	₡96.03	₡101.22	₡5.19	5.40%
<b>Cientes consumo energía y potencia</b>					
<i>Por consumo de energía (kwh)</i>					
b. Bloque 0-3000 kwh	cargo fijo	₡182,460.00	₡192,312.84	₡9,852.84	5.40%
c. Bloque mayor a 3000 kwh	cada kwh	₡60.82	₡64.10	₡3.28	5.40%
<i>Por consumo de potencia (kwh)</i>					
d. Bloque 0-10 kw	cargo fijo	₡89,820.10	₡94,670.39	₡4,850.29	5.40%
e. Bloque mayor a 10 kw	cada kwh	₡8,982.01	₡9,467.04	₡485.03	5.40%
<b>Tarifa T-MT tarifa media tensión</b>					
<i>Por consumo de energía (kwh)</i>					
a. Energía Punta	cada kwh	₡80.03	₡84.35	₡4.32	5.40%
b. Energía Valle	cada kwh	₡69.36	₡73.11	₡3.75	5.40%
c. Energía Noche	cada kwh	₡61.89	₡65.23	₡3.34	5.40%
<i>Por consumo de potencia (kwh)</i>					
d. Potencia Punta	cada kwh	₡3,625.13	₡3,820.89	₡195.76	5.40%
e. Potencia Valle	cada kwh	₡3,625.13	₡3,820.89	₡195.76	5.40%
c. Potencia Noche	cada kwh				
<b>Tarifa acceso</b>	<b>cada kwh</b>	<b>21.8</b>	<b>24.30</b>	<b>2.50</b>	<b>11.47%</b>

## **2. Análisis de la solicitud**

*En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por Coopeguanacaste para el servicio de distribución de electricidad.*

### **a. Parámetros utilizados**

*Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2018-2019<sup>1</sup> y su revisión<sup>2</sup>, así como las perspectivas de la economía mundial, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) y otras entidades internacionales.*

*En el 2005 la Junta Directiva del Banco Central decidió migrar, de manera gradual y ordenada, hacia una estrategia de política monetaria de Metas de Inflación, proceso que aún no ha concluido. Un esquema de Metas de Inflación hace explícito que su principal objetivo es la inflación, por lo que el anuncio de una meta para ésta (rango o valor puntual) constituye el ancla nominal explícita de la política monetaria. El principal instrumento de política es la tasa de interés de muy corto plazo y la ejecución de dicha política se realiza mediante la intervención discrecional del Banco Central en el mercado de dinero<sup>3</sup>.*

*El BCCR en su Programa Macroeconómico 2018-2019 y en su Revisión, estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2018 y 2019, con un rango de tolerancia de  $\pm 1$  punto porcentual (p.p.).*

*Las estimaciones de la inflación local para un año particular parten de la información acumulada real, agregando para el resto del año la estimación citada anteriormente, en forma proporcional al tiempo que falta por transcurrir, calculando los meses faltantes con promedios geométricos.*

*En lo que respecta al tipo de cambio, como parte de la transición hacia un esquema monetario de Metas de Inflación que requiere de una mayor flexibilidad cambiaria, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de*

---

<sup>1</sup> BCCR, <https://activos.bccr.fi.cr/sitios/bccr/publicaciones/DocPolticaMonetariaInflacin/PM2018-2019.pdf>

<sup>2</sup> BCCR, <https://activos.bccr.fi.cr/sitios/bccr/publicaciones/DocPolticaMonetariaInflacin/RevisionPM-2018-2019.pdf>

<sup>3</sup> BCCR, <https://www.bccr.fi.cr/seccion-politica-monetaria/pol%C3%ADtica-monetaria>

un régimen de banda cambiaría a uno de flotación administrada. Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (IE) considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real, la cual corresponde con la de la fecha de la audiencia pública, y mantenerla constante para el periodo estimado.

En lo que respecta a la inflación externa, medido por el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos, se recopila a partir del sitio web<sup>4</sup> del “U.S. Bureau of Labor Statistics” (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el Fondo Monetario Internacional (FMI) -a través del portal estadístico [statista.com](http://statista.com), estima inflaciones para los Estados Unidos cercanas al 2,55% y 2,43% para el futuro cercano<sup>5</sup>.

En el siguiente cuadro resumen se puede observar el comportamiento de los índices de inflación antes mencionados (interno y externo) y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar para los últimos años reales (2014, 2015, 2016 y 2017) y las proyecciones para el 2018 y 2019.

**Cuadro N° 2**  
**Sistema de distribución, Coopeguanacaste**  
**Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario**  
**Porcentajes de Variación Anuales (%)**  
**Periodo 2014-2019**

INDICES	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Variaciones según ARESEP (al final del año)</b>						
Inflación interna (IPC-CR)	5,13%	-0,80%	0,76%	2,58%	3,00%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	0,76%	0,73%	2,07%	2,11%	2,55%	2,43%
Depreciación (C/U.S.\$)	7,82%	-0,12%	2,98%	2,04%	9,70%	0,00%
<b>Variaciones según ARESEP (promedio anual)</b>						
Inflación interna (IPC-CR)	4,52%	0,80%	-0,02%	1,63%	2,37%	3,57%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,62%	0,12%	1,26%	2,13%	2,52%	1,92%
Depreciación (C/U.S.\$)	7,59%	-0,54%	2,05%	3,66%	2,22%	7,37%
<b>Nota:</b> Los años 2018 y 2019 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.						
<b>Fuente:</b> Elaboración propia con base en datos del BCCR, BLS y FMI.						

<sup>4</sup> BLS, <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>

<sup>5</sup> IMF (a través de [statista.com](http://statista.com)), <https://www.statista.com/statistics/244993/projected-consumer-price-index-in-the-united-states/>

## **b. Análisis del mercado**

*El presente informe exhibe el análisis de mercado elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario del sistema de distribución de la empresa distribuidora. Este análisis de mercado se encuentra conformado por dos secciones, en la primera se realiza una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe realizado por Coopeguanacaste, y en una segunda parte se muestran los escenarios estimados por la Intendencia de Energía (IE), además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por IE.*

### **i. Mercado presentado por Coopeguanacaste:**

*Como parte del análisis realizado por la Intendencia de Energía (IE), se procedió a evaluar las variables que integran el estudio de mercado del servicio de distribución que presta Coopeguanacaste. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:*

- 1. Inicialmente Coopeguanacaste solicitó un aumento del 5,00% en las tarifas vigentes Residencial (T-RE), tarifa Industrial (T-IN) y tarifa comercios y servicios (T-CO) a partir del 1ero de enero de 2019. Con el ajuste tarifario propuesto se compensará el incremento en compras al ICE, cubrir gastos de operación y mantenimiento del servicio, así como lograr además una rentabilidad razonable conforme la aplicación de la metodología avalada.*
- 2. Coopeguanacaste estimó las ventas de energía con datos reales a marzo 2018. La proyección de las ventas de energía se efectúa siguiendo el proceso en resolución RJD-139-2015 San José, a las dieciséis horas con veinte minutos del veintisiete de julio del dos mil quince: “metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, expediente OT-088-2015. El estudio detalla información de cada tarifa en forma mensual, compuesta por los siguientes rubros: kWh y kW (si corresponde), Importes (kWh y kW, si corresponde), cantidades de abonados, consumos y precios promedios, cifras que se presentan en detalle mensual y anual por bloques de consumo para cada tarifa. Se presentan proyecciones mensuales para los años 2019 y 2020.*

3. *La proyección de abonados se realiza por medio de los modelos econométricos de series de tiempo basados en la metodología Box-Jenkins, concretamente los modelos ARIMA.*
4. *La estimación del consumo total por categoría tarifaria se realiza siguiendo la metodología vigente, donde el consumo en cada categoría se obtiene al multiplicar el consumo promedio de la categoría en el mes “i” por la cantidad de abonados estimados por el mismo mes “i”. El consumo promedio se obtiene con la información de abonados y consumos reales de los últimos meses disponibles. Se proyectan ventas del sistema de distribución por 458,3 GWh para 2019 (incluyendo ventas a alumbrado público).*
5. *Para calcular los ingresos vigentes del sistema de distribución, se suman los ingresos de cada una de las categorías tarifarias, que se obtienen como el producto de las ventas respectivas por su tarifa vigente. Para el estudio de mercado, Coopeguanacaste utilizó las tarifas sin CVC del pliego tarifario publicado en el Alcance N°277 de la Gaceta del 16 de noviembre de 2017, según RIE-117-2017.*
6. *De esta forma Coopeguanacaste proyectó que su sistema de distribución obtendrá ingresos cercanos a los ₡38 028,0 millones de colones para el año 2019. Estos ingresos incluyen los ingresos por ventas al sistema de alumbrado público.*
7. *El porcentaje de pérdidas del sector distribución estimado para la empresa es de 6,83% para el 2019.*
8. *Se espera compras al sistema de generación de Coopeguanacaste cercanas a 251,3 kWh durante 2019 (incluyendo a proyecto solar Juanilama). Se espera que esta compra implique un monto cercano a los ₡10 577,8 millones para el mismo año 2019.*
9. *Respecto a las compras al consorcio Coneléctricas, se proyectan compras cercanas a los 72,4 GWh en 2019 para lo cual se estima un gasto de ₡3 613,3 millones de colones.*

10. *La diferencia entre la energía requerida para cumplir con la demanda de la empresa distribuidora y las compras a Coneléctricas y a su propia generación es cubierta por las compras de energía al ICE. Así las compras estimadas para el año 2019 serán de 168,2 GWh.*
11. *Para calcular el gasto proyectado por compras al ICE, Coopeguanacaste utiliza las tarifas de compra de energía y potencia según T-SD Gaceta 09 marzo 2017. RIE-018-2018, alcance 52. En cuanto a la transmisión de energía calculan un porcentaje de kWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE). Para calcular el gasto en peaje utilizan Tarifa T-TE Gaceta 20 diciembre 2017, RIE-126-2017, alcance 308.*
12. *Considerando el pago al ICE por conceptos de energía, potencia y peaje se espera un gasto anual 2019 cercano a los ¢13 854,1 millones.*
13. *Considerando los ingresos vigentes estimados, y los montos del gasto en compras de energía Coopeguanacaste propone una estructura tarifaria que pretende regir a partir del primero de enero del 2019 y la cual permitirá a la empresa alcanzar ingresos por ¢ 40 056,0 (incluye alumbrado público) millones para 2019.*

**ii. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con resultados de Coopeguanacaste**

*Los siguientes son los aspectos más sobresalientes del estudio de mercado desarrollado por IE:*

1. *La intendencia de Energía actualizó la información real a octubre de 2018, respecto al mercado desarrollado por Coopeguanacaste, esto implica 7 meses adicionales a la información real para el desarrollo de estimaciones y proyecciones con que cuenta Aresep.*
2. *Al realizar las estimaciones del sistema de distribución de Coopeguanacaste, la IE 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 datos históricos mensuales de abonados por tipos de tarifa. 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) o de suavizamiento exponencial. Con esta metodología se proyectan los abonados por tipo de tarifa.

3. La cantidad de abonados totales que estima Aresep para el año 2019 son 0,2% superiores a las esperadas por Coopeguanacaste en su solicitud. Por lo que se considera que ambas proyecciones son equivalentes.
4. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen del producto de los abonados proyectados y del consumo promedio mensual estimado por abonado y por tipo de tarifa. A la vez, este promedio de consumo se obtiene por tipo de tarifa como el promedio de los últimos 2 años.
5. Se estimó para el año 2019, que el sistema de distribución alcance ventas cercanas a los 461,6 GWh, incluyendo ventas para atender el servicio de alumbrado público. Las ventas estimadas por la IE son 0,7% mayores a las estimadas por la cooperativa, lo que mantiene estimaciones muy similares entre ambos análisis.
6. Para el cálculo de los ingresos, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada para el año 2017 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó el mismo pliego tarifario utilizado por la cooperativa, que es el pliego tarifario publicado en el Alcance N°277 de la Gaceta del 16 de noviembre de 2017, según RIE-117-2017.
7. Con esto se estima un ingreso (con alumbrado público) para el sistema de distribución de  $\phi$ 38 241,8 en 2019. Estos ingresos estimados por la IE son 0,6% mayores a los esperados por Coopeguanacaste, diferencia equivalente a la diferencia en el cálculo de ventas físicas. Para un mayor detalle de las ventas, esperadas, tanto en unidades físicas como monetarias, o su desagregación por tipo de tarifa diríjase al anexo 1.

8. *Con respecto a los gastos que debe asumir Coopeguanacaste para adquirir la energía eléctrica, deben analizarse 4 aspectos básicos: las compras de energía que cancelan a su sistema de generación, las compras de energía que cancelan a Coneléctricas, las compras de energía y potencia que realizan a el ICE-Generación y el pago por peaje de energía a el sistema de transmisión también del ICE. Sobre la información de las compras de energía al Sistema Coopeguanacaste -Generación la información puntual de la estimación en unidades físicas y monetarias se encuentra detallado en el informe paralelo del Sistema de generación Coopeguanacaste (ET-033-2018), siendo el consumo 2019 de 253,5 GWh y que generaría un costo de ¢13 316,4 millones.*
9. *Respecto a las compras al consorcio Coneléctricas, se estimó la proporción de producción por planta mensual y segregada por periodo horario que le corresponde a Coopeguanacaste y se multiplicó por la tarifa vigente que es la misma que utilizó la empresa en su estudio de mercado. De esta forma se espera, para el año 2019, una compra a Coneléctricas de 64,6 GWh que implicarán un costo de ¢2 594,0 millones.*
10. *Para definir las unidades físicas que se espera compre Coopeguanacaste – distribución al ICE primero debemos determinar la disponibilidad de energía eléctrica que requiere el sistema para hacer frente a la demanda durante el periodo de interés. La disponibilidad se calcula con las ventas esperadas de energía por mes (las cuales se presentaron en líneas superiores), más el porcentaje de pérdida del sistema de distribución. La IE utiliza como porcentaje de pérdidas por distribución 6,95% que es el promedio de los últimos dos años. Este valor es muy similar al utilizado por Coopeguanacaste.*
11. *Con esto se estima la disponibilidad de energía requerida por Coopeguanacaste para cubrir su demanda en 495,4 GWh para el 2019. Con la disponibilidad de energía y las compras a Coopeguanacaste -Generación (producción propia) y Coneléctricas, se proyectan las compras de energía al ICE, por medio de la diferencia. Con estos términos la IE proyecta para 2019 compras al ICE-Generación por 171,9 GWh. Las diferencias con respecto a las estimaciones de Coopeguanacaste en este aparatado son alrededor del 2%, siendo mayor el gasto esperado por la IE.*

12. *Dada esta proyección de unidades físicas se estima un pago al ICE-Generación por concepto de pago de energía y potencia de ¢9 640,7 millones para 2019. Las diferencias en este concepto no son comparables, entre estimaciones de Aresep y Coopeguanacaste, ya que posterior al momento de presentación de este estudio tarifario ante el ente regulador, el ICE generación modificó sus tarifas. Para el cálculo del costo por compras de potencia y energía al ICE, Aresep utiliza el pliego tarifario según resolución RE-0104-IE-2018, análisis que se realizó bajo el estudio tarifario ET-057-2018.*
13. *Con respecto al pago por peaje de la transmisión se calcularon las unidades físicas a través de un porcentaje de kWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE). De esta forma se estima la energía trasegada y que paga peaje en 420,8 GWh para 2019.*
14. *Considerando las unidades físicas comprometidas al pago de transmisión la IE estima este importe en ¢5 079,2 millones para 2019. En la estimación del gasto por peaje sucede igual al pago de energía y potencia, en el sentido que la IE cuenta con información de un pliego actualizado para las tarifas de ICE-transmisión. Se utiliza información de la resolución RE-0105-IE-2018, que se analizó mediante estudio tarifario ET-054-2018*
15. *Resulta importante analizar los gastos detallados en puntos del 8 al 14 del presente informe sobre aspectos relacionados a los gastos que debe asumir Coopeguanacaste para adquirir la energía eléctrica (compras a su propio sistema, a Coneléctricas, a ICE-Generación y a ICE-Transmisión), ya que de forma integral la IE reconoce ¢2 585 millones de gastos mayores a los estimados por la cooperativa, que en términos relativos significa un reconocimiento de 9,2% más de costos en estos rubros. Lo anterior se debe al aumento tarifario del ICE generación e ICE transmisión que ocurrió mientras se analizaba el presente estudio y al reconocimiento de ajuste a las tarifas del sistema de generación de Coopeguanacaste.*
16. *Con base en las estimaciones de la IE se propone un incremento en la estructura de costos sin combustibles del 5,89% para el sistema de*

distribución que presta Coopeguanacaste a partir del primero de enero del 2019 y hasta el 31 de diciembre del mismo año.

17. Con las modificaciones anteriores se estima que Coopeguanacaste en su servicio de distribución alcance ingresos con la tarifa propuesta tal como lo evidencia el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 3**  
**Sistema de distribución, Coopeguanacaste**  
**Estimación de ventas anuales de energía a los abonados directos,**  
**ingresos vigentes y propuestos por la IE.**

<b>AÑO</b>	<b>VENTAS GWh</b>	<b>ING.VIG <sup>1/</sup> (millones ¢)</b>	<b>ING.PROP <sup>1/</sup> (millones ¢)</b>
<b>2018</b>	<b>445,0</b>	<b>36 796,5</b>	<b>36 796,5</b>
<b>2019</b>	<b>461,6</b>	<b>38 241,8</b>	<b>40 464,4</b>

*1/ Incluye Residencial, industrial, comercios y servicios y alumbrado público*

*Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía*

Los principales resultados de las estimaciones efectuadas por la Intendencia de Energía, se presentan en los cuadros de los anexos 1 y 2.

18. Lo anterior modifica el precio promedio de ventas de energía de ¢82,8 a ¢87,7 para el año 2019.

### **c. Análisis de inversiones**

Como resultado del análisis del plan de inversiones y adición de activos presentados por Coopeguanacaste para el sistema de distribución de energía eléctrica para el periodo 2018-2019, se presenta el siguiente detalle:

#### **i. Inversiones propuestas para el sistema de distribución según Coopeguanacaste**

Las inversiones que muestra Coopeguanacaste, son los planes de inversión que ha venido desarrollando y pretende concluir y capitalizar durante el 2018 y el periodo 2019, y que considera necesarias para el desarrollo y mejoramiento del sistema de distribución. El detalle de las obras de inversión consideradas por la

*empresa regulada para cada período en cuestión puede ser verificado por cualquier interesado en las carpetas digitales del Estudio tarifario ET-032-2018, Carpeta ET-CG DIST 2019\Capitulo 4 Inversiones\4.2 Adiciones\4.2.1 Macro-inversiones y 4.2.2 Micro-inversiones (según el sistema). (Folio 474) en las cuales encontrarán las estructuras de costos y justificaciones presentadas para los requerimientos y obras de inversión del sistema de distribución de la empresa.*

**a) Adiciones realizadas durante el período 2018 y 2019:**

*Coopeguanacaste presentó en el informe de justificaciones y en las estructuras de costos de micro y macro-inversiones, el detalle de las adiciones desarrolladas y previstas para el período 2018-2019. El detalle puede ser consultado en las carpetas digitales del estudio tarifario que se tramita en el expediente ET-032-2018, como se indica en el apartado anterior.*

**a. Macro inversiones-Sistema de Distribución 2018-2019:**

**i. Proyecto Pinilla 2018-2019**

*Este proyecto consiste en la construcción de una subestación eléctrica en la zona de Pinilla (Provincia: Guanacaste, Cantón: Santa Cruz, Distrito: Tamarindo), dicha subestación será alimentada desde las subestaciones de Nuevo Colón y Guayabal a través de dos líneas de subtransmisión en 69 kV (de aproximadamente 72 km de longitud total) y contará con cuatro circuitos de distribución en 24,9 kV llamados Langosta, Tamarindo, Paraíso y Hacienda Pinilla (de aproximadamente 39 km de longitud total).*

*El proyecto de la Subestación Pinilla junto con sus respectivos circuitos alimentadores en 69 kV surge como una respuesta al incremento de la demanda eléctrica en las zonas de Langosta, Tamarindo y Pinilla primordialmente. Su objetivo principal es asegurar a los abonados y usuarios el abastecimiento de su demanda dentro de los niveles de calidad exigidos por Aresep.*

*Durante la visita técnica al proyecto el día 26 de abril de 2018, se logró verificar el avance de construcción y puesta en operación de la línea de 69 KV de los circuitos que estaban pendientes y las obras asociadas a la subestación Pinilla, donde se aprecia únicamente los trabajos asociados a la constitución de la terraza de dicha subestación.*

*No obstante, en visita técnica del 20 de agosto de 2018, en el marco del presente estudio tarifario, Coopeguanacaste informó que la construcción, puesta en*

*operación y capitalización de la Subestación pinilla presenta un atraso significativo pues las obras están paralizadas debido a que durante el movimiento de tierras se encontraron restos arqueológicos y estiman su capitalización hasta el 2020, por lo cual el costo de inversión de la subestación no forma parte de la presente solicitud de ajuste tarifario.*

*A continuación, se presentan los aspectos y avances más importantes indicados por Coopeguanacaste relacionados con la construcción y el debido proceso para reactivar obras en la ST Pinilla:*

- ✓ Equipos principales GIS y Trafos, están fabricados y probados. Están embarcados hacia CR.*
- ✓ Línea nuevo Colón-Pinilla. Más de 180 postes instalados, más de 45 fundaciones realizadas.*
- ✓ Obras en nuevo colón adjudicadas*
- ✓ Línea Pinilla-Langota, 93% de avance.*
- ✓ El 30 de julio de 2018 Coopeguanacaste firmó el contrato de conexión con el ICE-Transmisión.*

*Sobre la paralización de obras en Subestación Pinilla:*

- ✓ En el mes de mayo se paralizaron las obras debido a que se encontraron objetos de origen arqueológico en el lote de la subestación.*
- ✓ Debido a ello, el proyecto se puede atrasar entre 6 y 9 meses. Por esa razón no será capitalizado en 2019.*
- ✓ La ruta crítica era la fabricación de equipos principales. Ahora es la liberación del lote para poder trabajar.*
- ✓ El contratista no informó de los hallazgos, y Coopeguanacaste se entera hasta que llegan funcionarios del Museo, debido a una denuncia anónima.*
- ✓ El Museo debe realizar un peritaje arqueológico.*
- ✓ Coopeguanacaste debe contratar la ejecución de una evaluación arqueológica que se estima en 1,2 millones de colones.*
- ✓ El Museo acompañará y valorará la propuesta de evaluación arqueológica. Se estima tenga una duración de 3 a 6 meses.*

- ✓ *Fecha esperada de finalización del proyecto: 31 de mayo de 2020.*
- ✓ *Fecha esperada de capitalización del proyecto: 30 de junio de 2020.*
- ✓ *Avance real: 28,6%.*
- ✓ *Avance programado: 76,4%.*

*Al respecto, se considera que la justificación del proyecto es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados en relación al línea de 69 KV son necesarios para mejorar la calidad y capacidad de la red de distribución en la zona de concesión, reduciendo pérdidas, aumentando la capacidad de los circuitos, aumentando la confiabilidad y respaldo entre subestaciones y circuitos, para la óptima atención de la demanda actual y futura, quedando pendiente la inversión asociada a la Subestación.*

*No obstante, esta Intendencia continuará con la supervisión del proyecto hasta que la Subestación Pinilla entre en operación comercial.*

## **ii. Proyecto AMI 2019**

*Coopeguanacaste indica que el objetivo general del proyecto consiste en actualizar el sistema de medición mediante la instalación de una infraestructura avanzada de medición para trasladar los beneficios que brinda la tecnología hacia sus clientes. El detalle del diseño, justificación, beneficios esperados, análisis financiero e información específica puede ser consultado por cualquier interesado en los documentos anexos a la carpeta digital adjunta al ET-032-2018.*

*Al respecto, se considera que el proyecto cuenta con una información técnica y justificación razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para mejorar y modernizar el sistema de medición y gestión operativa de la empresa y servicio al cliente, siendo dicha aplicación tecnológica consistente con el desarrollo de sistema de vinculación usuario red.*

### **b. Micro-inversiones-Sistema de Distribución y Planta General**

*Es importante destacar que Coopeguanacaste presentó la información de justificación de las micro-inversiones según el APENDICE 2 Micro inversiones*

de la RIE-103-2016. Al respecto la empresa describe y justifica cada micro inversión, para los períodos 2018 y 2019, las cuales se mencionan a continuación:

### ***i. Micro-inversiones- sistema de distribución 2018 y 2019***

*Las microinversiones previstas por Coopeguanacaste en el período 2018 y 2019, se encuentran detalladas en la carpeta digital ET-CG DIST 2019\Capitulo 4 Inversiones\4.2 Adiciones\4.2.2 Microinversiones (según el sistema). ET-032-2018, entre las cuales destacan:*

#### ***1. Mantenimiento 2018-2019***

*Este rubro está asociado a la instalación de transformadores y conductores en la red de distribución por motivo de mantenimiento preventivo y correctivo, con el objetivo de mantener la red de distribución en condiciones normales de operación mediante la sustitución de activos (postes, transformadores y conductores) dañados, según señala la cooperativa en la justificación presentada.*

*Al respecto, se considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para el mantenimiento oportuno y así garantizar la calidad y continuidad de la operación de la red de distribución.*

#### ***2. Respaldo Ostional-2018***

*Esta inversión consiste en la construcción de línea aérea en 34,5 kV de 3 km de longitud e instalación de transformador de potencia 34,5/24,9 kV, para brindar respaldo a las comunidades de Ostional, San Juanillo, Pachamama, Marbella, Lagarto, Venado y otras.*

*Al respecto, se considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar la calidad y continuidad en el suministro de energía eléctrica en las comunidades indicadas.*

#### ***3. Ampliación de Vía 2018-2019***

*Este rubro consiste en la reubicación de líneas eléctricas que han quedado en vía pública producto de ampliaciones de carreteras.*

*Al respecto, se considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para la seguridad operativa de la red de distribución y congruente con el desarrollo de la infraestructura vial de la zona.*

#### **4. Aumento de Altura 2018**

*Consiste en la Reconstrucción de 4 sectores urbanos en donde se necesita cambiar postera por otra de mayor altura*

*Al respecto, se considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar la integridad de la red de distribución.*

#### **5. Electrificación Rural 2018-2019**

*Sobre este requerimiento, la empresa señala que tiene por objetivo brindar servicio eléctrico en comunidades que aún no cuentan con éste, contemplando 27 proyectos en 2018 y 12 proyectos de electrificación en 2019, típicamente incluyen la construcción de líneas primarias monofásicas, líneas secundarias y la instalación de transformadores.*

*Al respecto, se considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para el garantizar el acceso al servicio público en distintas comunidades.*

#### **6. Impedimento de Entrada 2018-2019**

*Este requerimiento consiste en la reubicación de líneas primarias y en algunos de ellos se hace necesaria la instalación de un poste autoportante, para 2018 se atenderán los circuitos de Nicoya, Brasilito, Playa Hermosa, Tamarindo, Pinilla, Santa Bárbara y Paquera, y para 2019 se tienen previstos 6 proyectos en los circuitos de Santa Cruz, Nicoya, Filadelfia y Ocotal, esto con el objetivo de facilitar el acceso a propiedades obstruidas por infraestructura de la empresa.*

*Al respecto, se considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar la óptima operación y mantenimiento de la red, en armonía con los intereses de los abonados y usuarios.*

## **7. Mejora de Acometidas 2018-2019**

*El requerimiento consiste mejorar las condiciones de alimentación secundaria en situaciones donde las acometidas son muy extensas y presentan problemas de regulación y/o peligro para los transeúntes.*

*Al respecto, se considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para el garantizar un servicio público de calidad y con la seguridad requerida.*

## **8. Líneas en Propiedad Privada 2018-2019**

*El requerimiento en 2018 consiste en reubicar una línea trifásica que va por propiedad privada y debajo de las cuales se han construido viviendas. La longitud de la línea es de 3.5km y en 2019 la empresa planifica la reubicación de 11 tramos de línea primarios en los circuitos de Hojancha, Filadelfia y Santa Bárbara.*

*Al respecto, se considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para el garantizar la óptima operación y mantenimiento de la red, en armonía con los intereses de los abonados y usuarios.*

## **9. Semiaislado 2018**

*Consiste en el cambio de conductor desnudo por semiaislado en zonas de alta incidencia de electrocución de animales.*

*Al respecto, se considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para evitar la electrocución de fauna y mejorar los indicadores de calidad del servicio.*

## **10. Requerimientos asociados al cumplimiento de la Norma AR-NT-SUCOM 2018-2019**

*Según indica Coopeguanacaste, este requerimiento consiste en brindar servicio eléctrico a clientes que cumplen con las condiciones indicadas en los artículos 123 y 124 de la norma AR-NT-SUCOM, y típicamente consiste en la construcción*

*de extensiones de redes aéreas, monofásicas primarias y/o secundarias, así como la instalación de transformadores tipo poste monofásico de capacidades hasta 50 kVA monofásicos y/o 75 kVA trifásicos.*

*Al respecto, se considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para el garantizar la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica con la oportunidad, cantidad y la calidad, según la normativa técnica vigente.*

### **11. Remodelación Circuito Santa Rita-Paquera, tramo Santa Rita-Jicaral (2018)**

*Consiste en la construcción de 20 km de líneas trifásicas con postes de concreto de 15 m, hilo guarda, conductor Alliance (4/0) AAAC, tramo Santa Rita-Jicaral, con el objetivo de mejorar la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico de las comunidades del Cono Sur.*

*El tramo Santa Rita -Jicaral tiene un avance a agosto 2018 de 84%.*

*Durante la visita técnica del 21 de agosto de 2018, se logró verificar el avance de dichas obras.*

*Al respecto se considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar mejorar la confiabilidad y calidad de servicio.*

### **12. Remodelación Circuito Santa Rita-Paquera, tramo Playa Naranjo-Río Grande (2018)**

*Consiste en la construcción de 16 km de líneas trifásicas con postes de metal y concreto de 15 m, hilo guarda, conductor Alliance (4/0) AAAC, tramo Playa Naranjo-Río Grande Paquera.*

*Durante la visita técnica del 21 de agosto de 2018, se logró verificar el avance de dichas obras, y según el personal técnico se estima tener finalizada la obra a diciembre 2018.*

*Al respecto se considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar mejorar la confiabilidad y calidad de servicio.*

### **13. Remodelación salidas Subestación Santa Rita 2019**

*Consiste en la reubicación de las salidas de los circuitos de Hojancha y Paquera a raíz de una modificación realizada por el ICE en la subestación Santa Rita.*

*Durante la visita técnica del 21 de agosto de 2018, se logró conocer el sitio de subestación y el tramo que será reubicado.*

*Al respecto se considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar mejorar la confiabilidad y calidad de servicio.*

### **14. Remodelación Circuito Santa Rita-Paquera, tramo Río Grande-Paquera 2019**

*Consiste en construcción de 14 km de líneas trifásicas con postes concreto de 15m, hilo guarda, conductor Alliance (4/0) AAAC, tramo Playa Naranjo-Río Grande Paquera.*

*Al respecto se considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar mejorar la confiabilidad y calidad de servicio.*

### **15. Reguladores de tensión 2018-2019**

*Para 2018: Consiste en adquirir e instalar:*

- Reguladores de tensión Circuito de Paquera: Tres reguladores de tensión, 14400 V, con su respectivo control.*
- Reguladores de tensión Circuito de Hojancha: Tres reguladores de tensión, 14400 V, con su respectivo control.*

*Para 2019: Consiste en adquirir e instalar:*

- Reguladores de tensión Río Seco: Tres reguladores de tensión, 14400 V, con su respectivo control.*
- Reguladores de tensión Curime: Tres reguladores de tensión, 14400 V, con su respectivo control.*

*Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar garantizar la*

*óptima operación, de acuerdo con los parámetros de calidad establecidos en la normativa técnica vigente.*

## **16. Recloser 2018-2019**

*Para 2018: consiste en adquirir e instalar Cuatro recloser trifásicos y tres recloser monofásico.*

*Para 2019: consiste en adquirir e instalar nueve recloser trifásicos y cincuenta reconectores montados en cortacircuitos (TripSaver).*

*Al respecto la IE, considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para el garantizar calidad y confiabilidad de la red de distribución y procurar la prestación del servicio en el suministro de energía eléctrica.*

## **ii. Micro-inversiones- Planta General -2018-2019**

### **1. Equipo de transporte 2018-2019**

*Para 2018 Coopeguanacaste requiere adquirir dos vehículos RAV4 4x4 y un vehículo FORTUNER 4x4 para el área administrativa de Coopeguanacaste y un camión Hino para uso del Departamento de Mantenimiento, para el transporte de agua para el lavado de aisladores durante los primeros meses del año y para transporte de materiales y equipos durante el resto del año. Reemplazo de móvil #12, placa 199199, modelo 2004.*

*Para 2019, requiere adquirir un vehículo RAV4 4x4 para el área administrativa (Departamento de TI) de Coopeguanacaste y dos pick up 4x4 igual o similar al Toyota Land Cruiser, con su respectivo cajón para el transporte de material y herramientas (sustitución de móviles #23 y #30), un pick up 4x4, cabina sencilla, igual o similar al Toyota Hi Lux (sustitución de móvil #16) y una grúa para movilización de postes y carga pesada, todos para uso del área de Distribución Eléctrica de la Cooperativa, así como la adquisición de un vehículo Suzuki Jimny, 4x4 para uso del nuevo Ingeniero Forestal (adaptación al cambio climático).*

*Al respecto se considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar las labores de mantenimiento y administrativas con mayor agilidad y oportunidad.*

## **2. Herramientas 2018-2019**

*Para 2018, la empresa, señala que es requerido la adquisición de herramientas de trabajo para todo el personal técnico del área de distribución eléctrica (herramientas manuales, equipo de seguridad ocupacional, para trabajos en líneas energizadas, etc.).*

*Para 2019, indica requiere herramientas de trabajo para una cuadrilla completa de cinco personas y para Centro de Formación de Linieros.*

*Al respecto se considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar las labores de mantenimiento con mayor agilidad y oportunidad.*

## **3. Equipo de comunicación 2018-2019**

*Para 2018, consiste en la adquisición e instalación de Tres radios base de voz (para móviles).*

*Para 2019, requieren adquirir una repetidora para comunicación de radios de voz, zona de Cono Sur.*

*Al respecto se considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar garantizar la óptima operación y mantenimiento de la red de distribución.*

## **4. Centro de Formación de Linieros 2019**

*Consiste en la construcción un espacio físico con condiciones adecuadas para poder continuar con el plan de capacitación en el Centro de Formación de Linieros.*

*Al respecto se considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar garantizar la formación del recurso humano en coordinación con el INA, de acuerdo con el convenio que tiene vigente Coopeguanacaste y dicha institución.*

## **5. Materiales de Mantenimiento 2019**

*Consiste en la compra de fusibles limitadores de corriente, pararrayos, varillas de puesta a tierra, cruceros y cable para mejoramiento del sistema de protección contra descargas atmosféricas de las diferentes zonas de la Cooperativa, de acuerdo con los requerimientos de cada zona*

*Al respecto se considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar una adecuada operación y mantenimiento de los sistemas de apantallamiento en su zona de concesión.*

## **6. Mobiliario de oficina y activos misceláneos 2018-2019**

*El detalle del mobiliario de oficina y diferentes activos misceláneos identificados por la empresa como necesidades y adiciones proyectadas para el 2018 y 2019, puede ser verificado por el interesado en los documentos anexos a la carpeta digital indicada en la introducción de este apartado.*

*Al respecto se considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para mejorar la seguridad, eficiencia operativa y la atención de los abonados y usuarios, así como las condiciones de trabajo de los colaboradores de la empresa.*

## **7. Edificio y Estructura 2018-2019**

*El detalle de las obras civiles en oficinas, bodegas, UPS, planta de emergencia, apartamento, sistema de pararrayos, sistema BMS, escuela de linieros, cambio de techo, ampliaciones, entre otras necesidades de infraestructura para el 2018 y 2019, puede ser verificado por el interesado en los documentos anexos a la carpeta digital indicada en la introducción de este apartado.*

*Al respecto se considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar un adecuado mantenimiento del equipamiento y gestión empresarial.*

## **8. Equipo electrónico 2018-2019**

*El detalle de la adquisición de dispositivos móviles compra de computadoras, equipo de comunicación, servidores, impresoras entre otras necesidades para el*

*2018 y 2019, puede ser verificado por el interesado en los documentos anexos a la carpeta digital indicada en la introducción de este apartado.*

*Al respecto, se considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar una adecuada gestión operativa.*

### **9. Misceláneos 2018-2019**

*El detalle de la adquisición de equipo consultorio médico, equipo de monitoreo y seguridad y equipo menor para el 2018 y 2019, puede ser verificado por el interesado en los documentos anexos a la carpeta digital indicada en la introducción de este apartado*

*Al respecto, se considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar una adecuada gestión operativa.*

### **10. Medidores: (crecimiento vegetativo) 2018-2019**

*Corresponde al programa de micro-inversión de crecimiento vegetativo orientado a cubrir la demanda de servicios eléctricos de la red de distribución, como a mantener un proceso de actualización y modernización del equipo de medición.*

*Al respecto, se considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar una adecuada gestión operativa en relación con la expansión de servicios y sustitución de equipos y está directamente relacionado con el proyecto AMI.*

#### **ii. Capacidad de Ejecución**

*De acuerdo con la metodología tarifaria vigente el porcentaje de ejecución se calcula con base a los 5 años anteriores al año en consideración en el actual estudio tarifario.*

*El cuadro siguiente muestra el comparativo de adiciones reconocidas y ejecutadas conforme a lo indicado, en donde se puede observar el porcentaje de ejecución por cada año del 2013 al 2017. Cabe destacar que la última fijación tarifaria fue realizada para el año 2013 y correspondía al sistema de distribución, y desde esa fecha a Coopeguanacaste no se le ha ajustado la tarifa, por lo que*

para los años 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017 se mantienen los montos reconocidos por ARESEP en la fijación del 2012, y en el rubro monto ejecutado, los montos de adiciones reales ejecutados por Coopeguanacaste para el sistema de distribución.

**Cuadro N° 4**

Porcentaje de ejecución para el Sistema de Distribución COOPEGUANACASTE Millones de colones				
Año	Monto ARESEP	Monto JASEC	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2013	1.374,30	3.457,86	252%	
2014	1.374,30	1.510,99	110%	
2015	1.374,30	1.639,38	119%	
2016	1.374,30	41.078,70	2989%	
2017	1.374,30	1.756,35	128%	
<b>Promedio</b>		<b>1 756,35</b>	<b>719,54%</b>	<b>100,00%</b>

Según Metodología Tarifaria Vigente  
GACETA 120, ALCANCE DIGITAL No 81 del 07 de junio de 2012, RESOLUCIÓN  
870-RCR-2012, ET-022-2012

Por tanto, el porcentaje de ejecución que debe considerarse según lo establecido en la metodología es de un 100,00%, el cual representa el porcentaje promedio para el último quinquenio.

**iii. Adición de los activos del sistema de distribución.**

A continuación, se presenta la proyección de adiciones de activo fijo pretendida por Coopeguanacaste.

<b>Resumen de adiciones contable (montos en millones de colones)</b>			
<b>Numero de Cuenta Regulatoria</b>	<b>Cuenta COOPEGUANACASTE</b>	<b>COOPEGUANACASTE</b>	
		<b>2018</b>	<b>2019</b>
	<b>Marco inversiones-Distribución</b>		
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	POSTES TORRES Y ACCESORIOS	123,71	1.287,17
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	CONDUCTORES Y DISPOSIT. AEREOS	164,45	829,31
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	MEDIDORES	0,00	2.614,54
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	TRANSFORMADORES DE LINEAS	0,00	0,00
1.2.3.01.04.01.	EQUIPO DE TRANSPORTE	0,00	21,00
1.2.3.01.99.01.	HERRAMIENTAS	0,00	0,00
1.2.3.01.05.01.	RADIO DE COMUNICACIÓN	26,55	189,44
1.2.3.01.06.01.	MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	0,00	0,00
1.2.3.01.02.01.01	EDIFICIO ESTRUCTURAS Y MEJORAS	4,00	0,00
1.2.3.01.07.01.	EQUIPO ELECTRONICO	16,35	0,00
<b>Subtotal Distribución</b>		<b>335,06</b>	<b>4.941,46</b>
	<b>Microinversiones: Sistema de distribución y planta general</b>		
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	POSTES TORRES Y ACCESORIOS	1.021,39	862,43
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	CONDUCTORES Y DISPOSIT. AEREOS	524,61	445,93
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	TRANSFORMADORES DE LINEAS	333,11	320,35
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	MEDIDORES	105,74	194,92
1.2.3.01.02.01.01	EDIFICIO ESTRUCTURAS Y MEJORAS	269,75	904,52
1.2.3.01.06.01.	MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	0,67	34,97
1.2.3.01.04.01.	EQUIPO DE TRANSPORTE	81,34	310,07
1.2.3.01.99.01.	HERRAMIENTAS	5,16	41,08
1.2.3.01.05.01.	EQUIPO DE RADIO COMUNICACION	1,06	5,00
1.2.3.01.99.01.	EQUIPO MISCELANEO GENERAL	0,19	39,11
1.2.3.01.07.01.	EQUIPO ELECTRONICO	8,24	245,72
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	RECLOSER	59,24	203,13
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	REGULADORES	86,88	93,62
<b>Subtotal Micro inversiones SDX y Planta General</b>		<b>2.497,39</b>	<b>3.700,85</b>
<b>TOTAL</b>		<b>2.832,44</b>	<b>8.642,31</b>

**Fuente:** Carpeta- Estudio Tarifario COOPEGUANACASTE ET-CG DIST 2019\Capitulo 4 Inversiones\4.2 Adiciones\4.2.3 Resumen de adiciones tecnico -contable. IE RE 7802 Resumen de adiciones. ET-032-2018

*Una vez analizada la petición de ajuste tarifario presentado por Coopeguanacaste, y luego de revisados los parámetros económicos de tipo de cambio y las inflación interna y externa, en el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones, según la IE (ajustada por el porcentaje de ejecución, y por el respectivo índice de precios):*

Resumen de adiciones contable (montos en millones de colones)			
Numero de Cuenta Regulatoria	Cuenta COOPEGUANACASTE	ARESEP	
	<b>Marco inversiones-Distribución</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	POSTES TORRES Y ACCESORIOS	123,17	1.287,17
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	CONDUCTORES Y DISPOSIT. AEREOS	163,73	829,31
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	MEDIDORES	0,00	2.614,54
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	TRANSFORMADORES DE LINEAS	0,00	0,00
1.2.3.01.04.01.	EQUIPO DE TRANSPORTE	0,00	20,87
1.2.3.01.99.01.	HERRAMIENTAS	0,00	0,00
1.2.3.01.05.01.	RADIO DE COMUNICACIÓN	26,30	188,28
1.2.3.01.06.01.	MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	0,00	0,00
1.2.3.01.02.01.01	EDIFICIO ESTRUCTURAS Y MEJORAS	3,98	0,00
1.2.3.01.07.01.	EQUIPO ELECTRONICO	16,20	0,00
<b>Subtotal Distribución</b>		<b>333,38</b>	<b>4.940,17</b>
	<b>Microinversiones: Sistema de distribución y planta general</b>		
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	POSTES TORRES Y ACCESORIOS	1.016,92	862,43
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	CONDUCTORES Y DISPOSIT. AEREOS	522,32	445,96
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	TRANSFORMADORES DE LINEAS	331,65	320,50
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	MEDIDORES	105,28	194,92
1.2.3.01.02.01.01	EDIFICIO ESTRUCTURAS Y MEJORAS	267,25	899,24
1.2.3.01.06.01.	MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	0,66	34,76
1.2.3.01.04.01.	EQUIPO DE TRANSPORTE	80,58	308,17
1.2.3.01.99.01.	HERRAMIENTAS	5,12	40,83
1.2.3.01.05.01.	EQUIPO DE RADIO COMUNICACION	1,05	4,97
1.2.3.01.99.01.	EQUIPO MISCELANEO GENERAL	0,19	38,87
1.2.3.01.07.01.	EQUIPO ELECTRONICO	8,16	244,21
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	RECLOSER	58,98	203,13
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	REGULADORES	86,50	93,62
<b>Subtotal Micro inversiones SDX y Planta General</b>		<b>2.484,66</b>	<b>3.691,61</b>
<b>TOTAL</b>		<b>2.818,04</b>	<b>8.631,78</b>

Inversiones\4.2 Adiciones\4.2.3 Resumen de adiciones tecnico -contable. IE RE 7802 Resumen de adiciones. ET-032-2018

#### **iv. Retiro de activos del sistema de distribución.**

En el caso de retiro de activos, se determinaron de acuerdo con el archivo adjunto a la Carpeta digital C:\Users\mendezpt\Documents\ESTUDIOS TARIFARIOS\2018\COOPEGUANACASTE\ET-CG DIST 2019\Capitulo 4 Inversiones\4.3 Retiros. ET-032-2018, en el cual la empresa presenta el detalle del retiro de los activos listados para el período 2017, 2018 y 2019.

No obstante, por la magnitud de la tabla, la misma no puede ser mostrada en este documento sin embargo en la hoja de cálculo "Inversiones CGTE DX-ET-032-2018 FINAL" en la pestaña "Retiros" se puede apreciar la proyección que realiza la empresa.

*Es importante resaltar que la Coopeguanacaste presentó el detalle de los activos retirados para el año 2017, 2018 y 2019 a nivel de auxiliar.*

#### **d. Retribución de Capital**

*Según la metodología tarifaria vigente la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa. Sobre la base tarifaria se reconoce el rédito al desarrollo, con el objetivo de incentivar la reinversión de recursos y garantizar el suministro futuro del servicio eléctrico en calidad y cantidad óptima mediante la inversión en el servicio regulado.*

*El rédito para el desarrollo se obtiene mediante la aplicación de dos modelos, el Costo Promedio Ponderado de Capital y el Modelo de Valoración de Activos de Capital; más adelante se detalla el cálculo del rédito para el desarrollo de Coopeguanacaste, así como las circunstancias presentadas que influyeron en el desarrollo de los cálculos.*

*Coopeguanacaste, obtuvo para el sistema de distribución, un costo de capital propio del 3,32% y un 3,67% del costo promedio ponderado de capital.*

*Los valores y fuentes de información utilizados en el cálculo son:*

- La tasa libre de riesgo es la tasa nominal de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América, los bonos son a 10 años, en cuanto a la extensión de la serie histórica, se utilizan 5 años; tomándose para cada año el promedio anual publicado. Esta información está disponible en la dirección electrónica <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>. En este caso corresponde a un 2,24%*
- Para el cálculo de la beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,20 la beta desapalancada para el periodo en estudio y el beta apalancado de 0,21. La Cooperativa utiliza la beta desapalancada.*
- Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,53%. Estos datos se obtienen de la página de internet*

<http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, calculándose a partir de una serie histórica de 5 años, una observación por año.

- El costo de endeudamiento se determina del valor de las obligaciones con costo financiero, obtenidas del promedio ponderado de las tasas de interés de los pasivos con costo, para determinar el cálculo la IE utilizó la información de los estados financieros auditados a diciembre 2017 y los estados financieros disponibles al mes de marzo del 2018, siendo este de 9,20%

Como resultado de lo anterior se determinó que el costo promedio ponderado del capital para el servicio de distribución de electricidad que presta Coopeguanacaste es el siguiente:

**Cuadro N° 5**  
**Sistema de distribución, Coopeguanacaste**  
**Rédito de Desarrollo, 2019**

<b>Coopeguanacaste</b>	<b>Estimación Coopeguanacaste</b>		<b>Estimación Aresep</b>	
	<b>Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)</b>	<b>Costo promedio ponderado del capital (WACC)</b>	<b>Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)</b>	<b>Costo promedio ponderado del capital (WACC)</b>
<i>Sistema de distribución</i>	3,32%	3,67%	3,39%	3,73%

**Fuente:** ARESEP

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado a Coopeguanacaste para el sistema de distribución (modelo WACC) es de 3,73%; mientras que el costo del capital propio es de 3,39%.

El resultado del costo ponderado del capital calculado por la IE resultó diferente al calculado por Coopeguanacaste debido a que, la I.E. consideró el valor del capital propio, el saldo de los préstamos y tasas de interés conforme a los estados financieros auditados de energía eléctrica. La petente incorporó los pasivos y tasas de interés según una tabla de préstamos que presenta diferencias con el estado auditado en cuanto a las tasas y al préstamo de la Subestación Pinilla del Banco Popular.

Es importante indicar que el monto obtenido como rédito para el desarrollo  $\phi$ 1 571,63 millones, debe ser suficiente para atender el costo de la deuda de largo plazo, las micro-inversiones y aquellas macro-inversiones que no conlleven una obligación financiera con terceros.

Para el cálculo del valor de la deuda se analizaron los contratos e información adicional aportada por la empresa con corte a marzo del año 2018, del cual se reconocieron los siguientes préstamos:

**Cuadro N° 6**  
**Sistema de distribución, Coopeguanacaste**  
**Saldo de la deuda por proyecto y emisor**  
**Con datos a marzo del año 2018**

No. OPERACIÓN	Actividad de Distribución, Marzo 2018		Banco
	PROYECTO	Saldo (colones)	
#5859246-5859260	Subestación Pinilla	1 953 258,89	Banco Popular
#30824713	Sucursal Huacas	490 901,63	BNCR
<b>Total</b>		<b>2 444 160,52</b>	

Fuente: ET-032-2018

En este apartado se incluye un breve análisis de los indicadores financieros de la Cooperativa, para los sistemas de distribución y generación, así como a nivel consolidado del sector electricidad, tal como se muestra seguidamente:

**Cuadro N° 7**  
**Sistema de distribución, Coopeguanacaste**  
**Razones financieras.**  
**Con datos a marzo del año 2018**

Ratios	Distribución	Generación	Sector Energía
Razón Corriente/ Liquidez	0,80	0,03	0,74
Índice de Endeudamiento	0,28	0,58	0,51
Calidad de la deuda	0,69	0,04	0,20
Autonomía	2,53	0,73	0,95
Apalancamiento	0,39	1,36	1,06

Fuente: Elaboración propia.

*Tal como se visualiza, en la razón de liquidez la Cooperativa tiene capacidad de cubrir en un 74% sus pasivos a corto plazo para el sector electricidad, así como un 80% y 3% para los sistemas de distribución y generación respectivamente. Por otra parte, en cuanto al índice de endeudamiento, se observa que un 28%, 58% y 51% de los activos se han financiado por terceros, para los sistemas de distribución, generación y el sector electricidad, respectivamente.*

*La calidad de la deuda es importante porque refiere a la proporción de los pasivos que se deben cubrir a corto plazo, dicha proporción corresponde al 69%, 4% y 20% para los sistemas de distribución, generación y el sector electricidad, en el mismo orden citados.*

*La autonomía nos indica la proporción en que el patrimonio permite cubrir los pasivos de la entidad, dicha proporción corresponde al 253%, 73% y 95% para los sistemas de distribución, generación y el sector electricidad, en el mismo orden citados.*

*Por último, pero no menos importante tenemos el indicador de apalancamiento, que es la relación entre crédito y capital propio invertido correspondiente a un 39%, 136% y 95% para los sistemas de distribución, generación y el sector electricidad, respectivamente. En el caso del sistema de distribución el apalancamiento está en un rango aceptable, pero es necesario atender los resultados generales del sector electricidad.*

#### **e. Base tarifaria**

*De acuerdo con la metodología tarifaria vigente según la resolución RJD-139-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP) y el capital de trabajo (CT).*

*El activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP), se obtiene como una media aritmética simple del activo fijo neto en operación revaluado por planta al mes de diciembre del periodo establecido como el año base y el activo fijo neto en operación revaluado estimado por planta al mes de diciembre del periodo proyectado, así sucesivamente para los años donde este solicitando tarifa.*

*Los saldos de los Estados Financieros Auditados de Coopeguanacaste con corte a diciembre 2017 en conjunto con la información aportada en el Capítulo 6 “Base Tarifaria”, son el insumo inicial para el cálculo de la base tarifaria. A estos saldos se le aplicó la depuración para aquellos activos con caducidad en su vida útil, lo*

*cual sirvió como base para el cálculo de la depreciación y el AFNORP. Además, se les aplicó la asignación según los parámetros establecidos por la Cooperativa.*

*Los criterios técnicos utilizados para el presente estudio tarifario parten de los saldos reportados en el Estado Financiero Auditado de Coopeguanacaste con corte a diciembre 2017, los indicadores económicos detallados en la sección de “parámetros económicos” de este informe, tasas de depreciación y los porcentajes de componente local y externo, que corresponden a los porcentajes de compras locales y externas obtenidos del promedio de los proyectos construidos en el año 2017 brindados por la Cooperativa. El componente local para el sistema de distribución corresponde a un 47,97%, mientras que el componente externo es un 52,03%. Para los activos de planta general se considera únicamente el 100% proveniente del componente local.*

**Cuadro N° 8**  
**Sistema de Distribución, Coopeguanacaste**  
**Distribución del componente local y externo por cuenta**  
**(Expresado en términos porcentuales)**

Coopeguanacaste Distribución	<i>Componente local</i>	<i>Componente externo</i>
<b>Sistema Distribución</b>		
CONDUCTORES SUBTERRANEOS	47,97%	52,03%
CONDUCTORES	47,97%	52,03%
MEDIDORES	47,97%	52,03%
MONTAJES PRIMARIOS (no se registran)	47,97%	52,03%
OBRA CIVIL - SUBTERRANEA	47,97%	52,03%
POSTES	47,97%	52,03%
RECLOSER	47,97%	52,03%
REGULADORES DE VOLTAGE	47,97%	52,03%
TRANSFORMADORES SUBTERRANEOS	47,97%	52,03%
TRASFORMADORES DE LINEA AEREAS	47,97%	52,03%
SCADA	47,97%	52,03%
<b>Planta General Sistema Distribución</b>		
TERRENOS	100%	0%
MISCELANEO	100%	0%
EDIFICIOS	100%	0%
HERRAMIENTAS	100%	0%
MOBILIARIO Y EQUIPO	100%	0%
EQUIPO ELECTRONICO	100%	0%
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	100%	0%
EQUIPO DE TRANSPORTES	100%	0%
POZO	100%	0%

*Fuente: Información de la empresa.*

*La Cooperativa indicó que el Activo Fijo Neto de Operación del sector “energía” correspondió a la suma de ¢34 061,83 millones para el año 2017, estos datos de conformidad con lo suministrado en la información aportada originalmente en el expediente ET-032-2017, en el archivo denominado “Base tarifaria Distribución”.*

*En la información adicional la cooperativa modificó los rubros relativos al “pozo” debido a un error en su formulación (según el archivo “IE-RE-7724 Reporte de activos fijos Distribución 2017V1”) y variaciones en la cantidad de decimales utilizados para distribuir los activos en términos porcentuales a los demás sistemas; sin embargo, no modificó la base tarifaria derivada de dicho error; sin embargo, no tuvo un efecto significativo en el monto final (¢2,54 millones). Para efectos comparativos se mantiene el monto de base tarifaria aportada inicialmente.*

*La Intendencia de Energía incorporó el sistema “Scada” en la base tarifaria del sistema de Distribución para los periodos 2017 al 2019 conforme al criterio establecido en la I.E. para los efectos de clasificación de activos.*

*La IE asignó los activos de conformidad con los drivers determinados por la Cooperativa según el archivo “Separación contable de actividades de reguladas y no reguladas.pdf”. Para el caso de los activos de distribución corresponde un 96,81% hacia el sistema de distribución (Driver D). Los activos de planta general se asignaron el 61,12% y 12,47% al sistema distribución y generación respectivamente (Driver A de Gastos Administrativos).*

*Sin embargo, la Cooperativa en su archivo de “depreciaciones” asignó los activos de distribución y planta general en un 96,81% y 69,82% (conforme al Driver C) respectivamente, hacia el sistema de distribución, sin estimar la porción de planta general que corresponde al sistema de generación. El porcentaje de planta general citado no es coherente con el porcentaje suministrado en el archivo “Base tarifaria distribución”, ya que este último refiere a un 61,12% para el sistema de distribución. Además, para el año 2019 se utilizó el porcentaje de 12,47% para el sistema de distribución que no mantiene ninguna relación con los aquí expuestos.*

*Para el año base 2017 no se presentan diferencias entre la Cooperativa y la I.E. en la estimación del AFNOR.*

*La Cooperativa presentó los cálculos de las depreciaciones según el archivo “Resumen.xls”, en la hoja “Resumen Gastos” (dicho archivo se encuentra disponible en el punto No. 1 de información adicional, aportada en fecha 17 de agosto del año curso), en este se incorporó el activo “Scada” como parte de la Planta General (atribuyendo este registro a la política contable interna). No obstante, se presenta una inconsistencia, debido a que en la formulación del archivo “Base tarifaria distribución”, se incorpora Scada como parte de los activos de distribución según el reporte de activos fijos 2017 y 2018.*

**i. Adiciones de Activos:**

Las adiciones de activos incorporadas en el presente estudio tarifario corresponden a los montos señalados en el apartado de inversiones del presente informe. (Ver apartado II.2.c). Las adiciones de planta general corresponden exclusivamente al sistema de distribución, según se indica en este apartado.

**ii. Retiro de Activos:**

Para lo correspondiente al retiro de activos para los periodos 2018 y 2019, se cuentan con las cifras analizadas por los especialistas en inversiones de la IE.

**iii. Cálculo del activo fijo neto revaluado:**

Para el proceso de análisis de la información aportada por Coopeguanacaste en el Capítulo 6 Base Tarifaria, se efectuó la depuración de la información conforme a la información presentada por la Cooperativa, asociado al porcentaje reconocido sobre las inversiones pretendidas para el periodo de solicitud tarifaria, con base en lo expuesto anteriormente se obtienen diferencias en el cálculo del AFNOR para el año 2019 según se detalla a continuación:

**Cuadro N° 9**  
**Sistema de Distribución, Coopeguanacaste**  
**Detalle del activo fijo neto en operación revaluado por sistema –**  
**Cálculo IE, (sin la asignación) 2019**  
**(Datos en millones de colones)**

<b>Año 2019</b>	<b>Coopeguanacaste</b>	<b>Aresep</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación porcentual</b>
Activo fijo al costo	₡50 696,05	₡51 057,68	₡361,63	0,71%
Depreciación al costo	₡14 005,23	₡12 878,82	-₡1 126,41	-8,04%
Revaluación	₡16 071,43	₡19 561,19	₡3 489,76	21,71%
Depreciación de la Revaluación	₡7 797,49	₡7 949,61	₡152,12	1,95%
<b>AFNOR T+2</b>	<b>₡44 964,75</b>	<b>₡49 790,43</b>	<b>₡4 825,68</b>	<b>10,73%</b>

Fuente: Elaboración propia con datos de Coopeguanacaste y Aresep.

**Cuadro N° 10**  
**Sistema de Distribución, Coopeguanacaste**  
**Detalle del activo fijo neto en operación revaluado por sistema –**  
**Cálculo IE, (con la asignación) 2017-2019**  
**(Datos en millones de colones)**

<b>Año</b>	<b>Coopeguanacaste</b>	<b>Aresep</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación porcentual</b>
AFNOR T 2017	₡34 061,83	₡34 078,03	₡16,20	0,05%
AFNOR T+1 2018	₡36 141,72	₡37 833,75	₡1 692,03	4,68%
AFNOR T+2 2019	₡35 946,76	₡45 711,21	₡9 764,45	27,16%

Fuente: Elaboración propia con datos de Coopeguanacaste y Aresep.

**Cuadro N° 11**  
**Sistema de Distribución, Coopeguanacaste**  
**Detalle del activo fijo neto en operación revaluado promedio por sistema –**  
**Cálculo IE, (con la asignación) 2017-2019**  
**(Datos en millones de colones)**

<b>Año</b>	<b>Coopeguanacaste</b>	<b>Aresep</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación porcentual</b>
AFNORP T+1 2018	₡35 101,78	₡35 955,89	₡854,11	2,43%
AFNORP T+2 2019	₡36 044,24	₡41 772,48	₡5 728,24	15,89%

Fuente: Elaboración propia con datos de Coopeguanacaste y Aresep.

*Las variaciones reflejadas en los cuadros anteriores obedecen a las adiciones y retiros aprobados por los especialistas en Inversiones de la IE y los parámetros económicos detallados en el presente informe.*

*En resumen, la I.E. asignó un 96,81% y 3,19% a los servicios de distribución y alumbrado público respectivamente, proveniente de los activos que conforman el sistema de distribución. De los activos de planta general se le asignó un 61,12% correspondiente a distribución y 12,47% para generación. Además, la IE efectuó una separación entre los activos de planta general bajo la premisa de aquellos que se asignan porcentualmente al sistema de distribución y aquellos que se asignan directamente. Para el periodo sujeto a estudio las adiciones que se incluyeron corresponden únicamente al sistema de distribución.*

#### **iv. Depreciación:**

*Con relación al gasto de la depreciación, este se obtiene de los activos que conforman el AFNOR, por ello es relevante referir al aparatado anterior, ya que las inconsistencias citadas repercuten en el cálculo de la depreciación realizado por la Cooperativa, tales como los porcentajes de asignación de planta distribución y planta general; así como la omisión en el cálculo para asignar la planta general hacia el sistema de generación.*

*Se encontraron otras inconsistencias menores, por ejemplo, en la información aclaratoria (correo electrónico 3/9/2018) se informó en que se presentó una diferencia de ¢6 millones en el “Recloser” del año 2019, esta omisión se originó a un error en la formulación; asimismo se presentaron diferencias en el archivo “RESUMEN.xls” presentado en la información original y la información adicional.*

*Las tasas de depreciación utilizadas por Coopeguanacaste para el cálculo del gasto en depreciación son las aportadas en el expediente tarifario ET-32-2018 en el capítulo número 6 “Base Tarifaria”, tal y como se detalla a continuación:*

**Cuadro N° 12**  
**Sistema de Distribución, Coopeguanacaste**  
**Tasas de depreciación**  
**(Expresado en términos porcentuales)**

Coopeguanacaste Distribución 2017	% depreciación
<b>Sistema Distribución</b>	
CONDUCTORES SUBTERRANEOS	2,50%
CONDUCTORES	2,50%
MEDIDORES	2,86%
MONTAJES PRIMARIOS	2,50%
OBRA CIVIL – SUBTERRANEA	2,00%
POSTES	2,50%
RECLOSER	2,50%
REGULADORES DE VOLTAGE	2,50%
TRANSFORMADORES SUBTERRANEOS	2,86%
TRASFORMADORES DE LINEA AEREAS	2,86%
SCADA	10,00%
<b>Planta General Sistema Distribución</b>	
TERRENOS	0,00%
MISCELANEO	10,00%
EDIFICIOS	2,00%
HERRAMIENTAS	25,00%
MOBILIARIO Y EQUIPO	10,00%
EQUIPO ELECTRONICO	33,33%
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	10,00%
EQUIPO DE TRANSPORTES	15,00%
POZO	0,00%

Fuente: Información de la empresa.

*La diferencia reflejada en el gasto por depreciación entre lo propuesto por la cooperativa y lo obtenido por la IE, se debe a las siguientes razones:*

- ✓ *Aplicación de los porcentajes de depreciación y valores de rescate aprobados por Aresep.*
- ✓ *La Cooperativa utilizó valores de rescate nulos.*

- ✓ *Adiciones y retiros aprobados por los especialistas en Inversiones.*
- ✓ *Los porcentajes de asignación de los activos de planta general hacia los diferentes sectores y sistemas, así como la asignación directa de las adiciones de planta general (que corresponden en un 100% al sistema de distribución).*
- ✓ *La cooperativa incluyó la revaluación del periodo, en el cálculo de la depreciación del periodo revaluada (sobreestimando el gasto por este concepto).*

*Lo señalado se puede corroborar en los archivos electrónicos ubicados en el Capítulo 7 en la subcarpeta 7.2.1.*

*Las variaciones se pueden resumir de la siguiente manera:*

**Cuadro N° 13**  
**Sistema de Distribución, Coopeguanacaste**  
**Depreciación del periodo 2019**  
**(Expresado en millones de colones)**

Gasto por depreciación (costo)	Coopeguanacaste	Aresep	Variación Absoluta	Variación porcentual
<b>2019</b>	¢1 510,26	¢1 182,71	-¢327,55	-21,69%

Fuente: Información de Coopeguanacaste y Aresep.

Gasto por depreciación (revaluada)	Coopeguanacaste	Aresep	Variación Absoluta	Variación porcentual
<b>2019</b>	¢894,59	¢395,56	-¢499,03	-55,78%

Fuente: Información de Coopeguanacaste y Aresep.

**v. Capital de trabajo:**

*El capital de trabajo del sistema de distribución se estimó conforme lo establece la metodología vigente. Siendo el periodo medio de cobro de 19,61 días y los costos diarios de ¢20,56 millones para un total de ¢403,10 millones por concepto de capital de trabajo para el año 2019.*

*Cabe mencionar, que la Cooperativa estimó su capital de trabajo, basado en el nivel de costos del periodo 2017, sin actualizar las variables para el periodo en el cual registró la tarifa.*

*Para el año 2019 se incorporó la base tarifaria por el monto de ¢42 175,58 millones (conformada por el AFNORP y el capital de trabajo de ese periodo).*

**f. Análisis financiero**

**i. Criterios de proyección aplicados**

*Los criterios utilizados por la Intendencia para proyectar los costos y gastos del servicio de distribución son los siguientes:*

- ✓ *Se observó la variación de los datos incluidos en el formulario “RE-IE-771...” respecto al indicador económico correspondiente (inflación, decretos salariales, etc.) de los periodos indicados. Para aquellas cuentas cuya justificación de crecimiento tiene argumento débil o nulo se consideró un crecimiento igual a la inflación.*

- ✓ *Para la proyección de los gastos generales, se utilizaron los porcentajes de inflación de 2,37% y 3,57% para los periodos 2018 y 2019, respectivamente.*
- ✓ *Los tipos de cambio promedios utilizados son de ¢585,01 y ¢628,11 por US\$ para los periodos 2018 y 2019, respectivamente.*
- ✓ *Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*
  - *El análisis horizontal sobre las partidas y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).*
  - *El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.*
- ✓ *Para el análisis de las partidas, se valoraron las justificaciones que presentó Coopeguanacaste, en el caso de las partidas relevantes dentro de la estructura de gastos. Se procedió a verificar la documentación de respaldo que permitiera validar la justificación del gasto incurrido.*
- ✓ *Para el caso de partidas cuya proyección o ejecución no esté supeditado al indicador económico (se refiere a aquellas partidas que, como resultado de comparar dos periodos, su variación porcentual refleja un dato inferior a dicho indicador), se consideró el dato que indica la empresa, siempre y cuando la misma sea de carácter tarifario, por ejemplo, esta situación que se suscitó en el caso de los “salarios”.*
- ✓ *Se excluyó de la proyección, las erogaciones de naturaleza no recurrente.*
- ✓ *Se analizaron las partidas de remuneraciones considerando los siguientes aspectos:*
  - *El año base utilizado fue con corte a diciembre 2017. Para este periodo la empresa envió la conciliación de la CCSS y los comprobantes de pago para la validación de SICERE, el cual no presenta diferencias significativas, con los datos presentados para cada sistema y centros de costo.*

- *Coopeguanacaste remitió el archivo “PERSONAL 2017-2018-2019.xls”, el cual contiene el detalle de las plazas nuevas a contratar en cada uno de los periodos.*

*En el ejercicio 2019 la Cooperativa presupuestó las sumas de ¢165,68 millones, ¢118,90 millones y ¢160,00 millones para las actividades de “comercialización”, “administración” y “mantenimiento” respectivamente.*

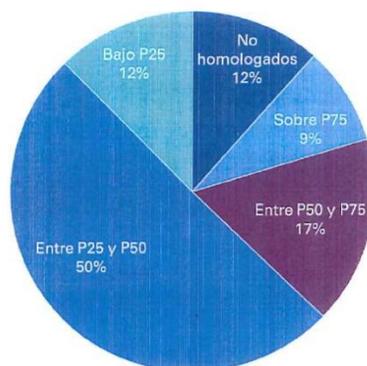
*En total la Cooperativa proyectó ¢444,58 millones para el año 2019 para un total de 90 plazas de las cuales 81 plazas son temporales (47 ocasionales y 34 por contrato) y 9 corresponden a plazas nuevas para los sectores de mantenimiento, comercialización y administrativo, según los cálculos electrónicos. Esto según el siguiente detalle: a) para mantenimiento un total de 39 plazas (29 plazas temporales ocasionales, 2 plazas temporales por contrato y 8 plazas nuevas), b) para comercialización un total de 35 plazas (12 plazas temporales ocasionales, 23 plazas temporales por contrato), c) para administrativo 16 plazas (6 plazas temporales ocasionales, 9 plazas temporales por contrato, 1 plaza nueva). Esta información se desprende de la información presentada de forma electrónica.*

*Se presentaron discrepancias entre la información electrónica (Excel) y la presentada mediante la justificación del archivo “Gastos Coopeguanacaste.doc”, ya que este último refiere a la cuenta de “salarios” cuya proyección total correspondía a ¢404,77 millones por concepto de 54 plazas (18 temporales y 36 plazas nuevas), asignadas en los diferentes sectores.*

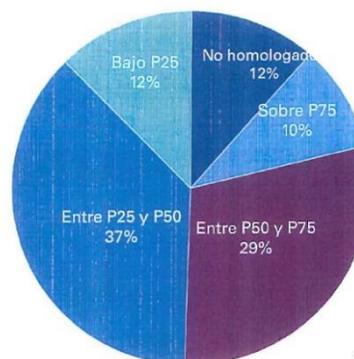
- ✓ *La empresa realizó un proceso para actualizar el rubro de “remuneraciones”. Tras realizar un estudio de mercado (en mayo del año 2017) se determinó la posición de los salarios de Coopeguanacaste respecto al mercado, según los siguientes datos:*

**Gráficos No. 1 y 2**  
**Sistema de distribución, Coopeguanacaste**  
**Estudio de mercado- situación salarial de Cooperativa**

Salario Base- Ubicación Percentilar  
Coopeguanacaste contra el Mercado



Remuneración Total (Salario Base más Beneficios  
en Efectivo)- Ubicación Percentilar  
Coopeguanacaste contra el Mercado



Fuente: Estudio de mercado, provisto por la firma contratada (KPMG).

Además, el estudio indicó “La tabla adjunta detalla los costos mensuales para llevar al P50 (práctica regular de mercado) a aquellos salarios base que se encuentren bajo esa medida estadística”, refiriendo al siguiente cuadro:

**Tabla No. 1**  
**Sistema de distribución, Coopeguanacaste**  
**Estudio de mercado- Ajuste al percentil 50**

Ajuste al P-50			
Clasificación	Requerimiento presupuestario para ajuste a P- 50	# de personas con ajuste	# de personas por encima del P- 50
II-Gerencial	3,700,448.98	6	-
III-Mandos Medios	1,055,777.41	3	10
IV-Supervisión Técnica y Administ	10,714,449.88	25	-
V-Profesional	2,708,965.58	15	8
VI-Técnicos	7,313,705.19	61	2
VII-Administrativos	3,762,338.99	27	5
VIII-Apoyo Administrativo	10,455,007.04	119	38
IX-Operarios Especializado	24,280.67	6	1
X - Operarios	2,037,100.91	41	32
	<b>41,782,075.65</b>	<b>303</b>	<b>96</b>

**Porcentaje de personal con ajuste 76%**

Fuente: Estudio de mercado, provisto por la firma contratada (KPMG).

*Para efectos del análisis regulatorio del sistema de generación, se requirió mediante oficio OF-1144-IE-2018 lo siguiente: “Remitir el informe y cálculos que dan origen al ajuste de los percentiles de los funcionarios para los años 2018 y 2019. Detallar el impacto que este ajuste tiene sobre cada clase o tipo de puesto (porcentual y monetario)”. En respuesta a este punto la entidad aportó el archivo “Percentil 50 Mayo 2017 1.xls”, en la hoja “BD P-50” mostró el impacto de este ajuste por cada puesto; este mismo detalle se suministró en el sistema de generación (en respuesta al oficio OF-1143-IE-2018), de lo anterior se desprende que no es factible identificar de forma separada el ajuste que incide en cada uno de los sistemas sujetos a estudio (generación y distribución).*

- ✓ *Para efectos de proyección la IE utilizó el año base ajustado por la inflación de los periodos 2018 y 2019, sin embargo, este dato no incorpora la totalidad del ajuste con el percentil 50, dichas estimaciones resultan en cifras superiores a las citadas por la empresa por concepto de “salarios” y/o “personal”, motivo por el cual se incluyó en la fijación tarifaria los datos provistos por el petente.*
- ✓ *Para la cuenta de “Cargas sociales” se contemplaron para el total de salarios un 26,33% correspondientes a: CCSS 14,33%, IMAS 0,50%, INA 1,50%, Asignaciones Familiares 5%, BPDC 0,50%, Régimen Obligatorio Pensiones 0,50%, FCL 3% y Cuota INS LPT 1%.*

*En lo que respecta a la Cooperativa, no incluyó el 3% del Fondo de Capitalización Laboral (FCL), el 0,5% del Régimen Obligatorio de Pensiones (ROP), ni el 1% de la cuota del INS LPT.*

- ✓ *Según información aportada por la empresa se reconoce el 8,33% del total de remuneraciones por concepto de “aguinaldo”. Asimismo, se incluyó el 5,99% correspondiente a la provisión de las “vacaciones”. Cabe mencionar que la Cooperativa proyectó la cuenta de vacaciones en la información adicional, según el histórico de los últimos dos años. Para efectos de la liquidación tarifaria, el petente deberá aportar y justificar la provisión por este concepto con la finalidad de demostrar el gasto efectivamente incurrido en los periodos 2018 y 2019.*
- ✓ *En el análisis de prestaciones legales, Coopeguanacaste envió el archivo “SALARIOS PRÓXIMOS JUBILADOS.xls”, con el detalle de los*

funcionarios que gozarían de este beneficio para los periodos 2018 y 2019.

En el caso del sistema de generación no hay funcionarios próximos a jubilar. Caso contrario en el sistema de distribución, en el cual se jubilará personal de las áreas de “comercialización”, “mantenimiento” y “administrativo”. La IE incluyó los siguientes montos por concepto de “prestaciones legales”:

**Cuadro N° 14**  
**Sistema de distribución, Coopeguanacaste**  
**Prestaciones Legales**  
**Millones de colones**

<b>ACTIVIDAD</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
COMERCIALIZACION	8,93	-
MANTENIMIENTO	7,83	23,73
ADMINISTRATIVO	-	4.77
<b>TOTAL</b>	<b>16,76</b>	<b>28.50</b>

Fuente: Elaboración propia.

**ii. Análisis de las principales cuentas del estado de resultados:**

- ✓ **Operación y mantenimiento, investigación y desarrollo y sociales y ambientales del sistema de distribución:**

A continuación, se presenta el resultado del análisis de las cuentas:

- ✓ **Gastos del operación y mantenimiento:**

Con la entrada en vigencia de la resolución RIE-068-2016 “Simplificación y estandarización de información financiero-contable (servicio de suministro de electricidad que prestan las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas De Electrificación Rural)”, en el “Por Tanto V” se estableció que “[...] en la presentación de los estudios tarifarios a partir de abril 2017 y para el cumplimiento de la RIE-131-2015 del 18 de noviembre de 2015, se deberán utilizar los planes de cuentas uniformes establecidos en esta resolución. [...]”.

La Cooperativa, asignó los gastos de operación y mantenimiento con los porcentajes del 96,81% y 3,19% para los sistemas de distribución y alumbrado público, respectivamente.

Una vez que se determinó el monto del sistema de distribución este se distribuyó en un 3,68% y 96,32% para establecer los gastos de operación y mantenimiento respectivamente.

Los gastos de operación se asignaron con los porcentajes de 16,67%, 77,78% y 5,56% hacia las cuentas regulatorias “costos de la gerencia de operación y distribución central”, “costos del área técnica de las oficinas comerciales (o sucursales)” y “costos de operación Distribución”, en el mismo orden citados.

Los gastos de mantenimiento se asignaron con los porcentajes 22,44%, 45,56%, 10,56% y 21,44% hacia las cuentas regulatorias “mantenimiento preventivo líneas de distribución MT”, “mantenimiento correctivo líneas de distribución MT”, “mantenimiento preventivo líneas de distribución BT”, “Mantenimiento correctivo líneas de distribución BT”, en el mismo orden citados.

Las cuentas anteriores que conforman la estructura de costos de operación y mantenimiento, a su vez tienen partidas en un nivel inferior. Coopeguanacaste presentó los saldos para el análisis de estas partidas denominadas “Personal”, “Materiales”, “Servicios contratados”, “Alquileres”, “Seguros” y “Otros”, y para la distribución de los montos totales se utilizaron los siguientes conductores:

**Cuadro N° 15**  
**Sistema de distribución, Coopeguanacaste**  
**Conductores de costos y gastos**

<b>Gastos Mantenimiento</b>	
<b>Partidas de quinto nivel tarifario</b>	
Personal	52%
Materiales	4%
Servicios contratados	0%
Alquileres	0%
Seguros	2%
Otros	42%

Fuente: Intendencia de Energía, ET-032-20

De acuerdo con la información adicional, se presenta el resultado del análisis de las cuentas:

✓ **Personal:**

*En el proceso de homologación de la partida “Personal” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:*

<i>6-01-01-00-000</i>	<i>SALARIOS</i>
<i>6-01-02-00-000</i>	<i>VACACIONES</i>
<i>6-01-03-00-000</i>	<i>C.C.S.S.</i>
<i>6-01-04-00-000</i>	<i>I.N.S.</i>
<i>6-01-05-00-000</i>	<i>BANCO POPULAR</i>
<i>6-01-06-00-000</i>	<i>I.N.A.</i>
<i>6-01-07-00-000</i>	<i>I.M.A.S.</i>
<i>6-01-08-00-000</i>	<i>ASIGNACIONES FAMILIARES</i>
<i>6-01-09-00-000</i>	<i>AGUINALDO</i>
<i>6-01-10-00-000</i>	<i>PRESTACIONES LEGALES</i>
<i>6-01-13-00-000</i>	<i>SUBSIDIOS</i>
<i>6-01-14-00-000</i>	<i>CAPACITACION DE PERSOL</i>

*Tal como se indicó en los criterios generales de proyección, se incluyó el rubro de “Salarios” propuesto por la Cooperativa. A partir de este dato, se aplicaron los respectivos porcentajes por concepto de cargas sociales, aguinaldos y la provisión de vacaciones. En lo que respecta a las “prestaciones legales” se refiere a su estimación en los criterios generales citados al inicio de este apartado.*

*A nivel global Coopeguanacaste estimó ¢2 199,28 millones por concepto de gastos de mantenimiento en el rubro de “Personal”, mientras que la IE incluyó la suma de ¢2 173,03 millones para el año 2019, lo que representa una variación de ¢26,24 millones.*

*Posteriormente, la IE distribuyó el gasto de mantenimiento por concepto de “Personal” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de ¢2 103,72 millones y ¢69,32 millones para los servicios de distribución y alumbrado público, respectivamente.*

*Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DIC2019” las cifras corresponden a ¢1 928,57 millones y ¢1 928,48 millones de Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados, estos montos corresponden al gasto de mantenimiento en el rubro de “Personal” atribuible al sistema de distribución.*

✓ **Materiales:**

*En el proceso de homologación de la partida “Materiales” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:*

<i>6-01-26-00-000</i>	<i>PAPELERIA Y UTILES DE OFICINA</i>
<i>6-01-27-00-000</i>	<i>ELECTRICIDAD</i>
<i>6-01-28-00-000</i>	<i>TELEFONO</i>
<i>6-01-29-00-000</i>	<i>AGUA (IMPUESTO Y TASA)</i>
<i>6-01-36-00-000</i>	<i>MATERIAL DE ASEO</i>
<i>6-01-43-00-000</i>	<i>COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES</i>
<i>6-01-48-00-000</i>	<i>MATERIALES Y SERVICIOS</i>

*Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:*

- *Las partidas que forman parte de grupo “materiales” se proyectaron a partir del año base con la inflación de los años 2018 y 2019, conforme los criterios generales de proyección, exceptuando la electricidad, ya que en el caso de este último se incluyó la estimación realizada por el petente.*
- *A nivel global Coopeguanacaste estimó ¢121,04 millones por concepto de gastos mantenimiento en el rubro de “Materiales”, mientras que la IE incluyó la suma de ¢120,93 millones para el año 2019, la desviación no es significativa.*
- *Posteriormente, la IE distribuyó el gasto de mantenimiento en el rubro de “Materiales” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de ¢117,07 millones y ¢3,86 millones para los servicios de distribución y alumbrado público, respectivamente.*
- *Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DICic2019” la cifra corresponde a ¢136,25 millones de Coopeguanacaste y Aresep, este monto corresponde al gasto de mantenimiento por concepto de “Materiales” atribuible al sistema de distribución.*

✓ **Servicios Contratados:**

*En el proceso de homologación de la partida “Servicios Contratados” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:*

6-01-24-00-000 HONORARIOS PROFESIONALES

6-01-33-00-000 COMUNICACIONES

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Las partidas de “servicios contratados” no presentan diferencias respecto a lo solicitado por la Cooperativa y lo incluido a nivel de tarifas.
- A nivel global Coopeguanacaste y la IE estimaron  $\phi$ 112,23 millones por concepto de gastos de mantenimiento en el rubro “servicios contratados.
- Posteriormente, la IE distribuyó el gasto de mantenimiento en el rubro “Servicios contratados” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de  $\phi$ 108,65 millones y  $\phi$ 3,58 millones para los servicios de distribución y alumbrado público, respectivamente.
- Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DICic2019” la cifra corresponde a  $\phi$ 4,21 millones de Coopeguanacaste y Aresep, este monto corresponde al gasto de mantenimiento por concepto de “servicios contratados” atribuible al sistema de distribución.

✓ **Alquileres:**

En esta partida la homologación de uno a uno, o sea que tanto en el plan de cuentas de contabilidad regulatoria y la cuenta contable de la empresa utilizó la misma denominación. En lo que respecta al año 2019 la partida presenta movimientos por la suma de  $\phi$ 2,06 millones según la contabilidad de la empresa; sin embargo.

Posteriormente, la IE distribuyó el gasto de mantenimiento en el rubro “Alquileres” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de  $\phi$ 1,99 millones y  $\phi$ 0,06 millones para los servicios de distribución y alumbrado público, respectivamente.

Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DICic2019” la cifra corresponde a  $\phi$ 2,19 millones de Coopeguanacaste y Aresep, este monto corresponde al gasto de mantenimiento por concepto de “alquileres” atribuible al sistema de distribución.

✓ **Otros:**

*En el proceso de homologación de la partida “Otros” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:*

*6-01-11-00-000 VIATICOS Y RECONOCIMIENTOS*  
*6-01-12-00-000 UNIFORME DE EMPLEADOS*  
*6-01-15-00-000 DIETAS CONSEJO ADMINISTRACION*  
*6-01-16-00-000 DIETAS COMITE DE VIGILANCIA*  
*6-01-18-00-000 GTOS CONSEJO DE ADMINISTRACION*  
*6-01-19-00-000 GTOS COMITE DE VIGILANCIA*  
*6-01-21-00-000 GASTOS DE ASAMBLEA*  
*6-01-22-00-000 GASTOS DE REPRESENTACION*  
*6-01-23-00-000 ATENCION A FUNCIONARIOS*  
*6-01-25-00-000 KILOMETRAJE*  
*6-01-31-00-000 COMISION AGENCIA DE COBRO*  
*6-01-37-00-000 MANTENIMIENTO DE PLANTA*  
*6-01-38-00-000 MANT.EQ RADIO COMUNICACION*  
*6-01-39-00-000 MAT.EQ.TALLER Y HERRAMIENTAS*  
*6-01-40-00-000 MAT.MOB.EQUIPO DE OFICINA*  
*6-01-41-00-000 MANT.EDIFICIO Y ESTRUCTURA*  
*6-01-42-00-000 MAT.SISTEMA ALUMBRADO PUBLICO*  
*6-01-44-00-000 REPUESTOS DE VEHICULOS*  
*6-01-45-00-000 ENDEREZADO Y PINTURA*  
*6-01-46-00-000 LLANTAS*  
*6-01-47-00-000 BATERIAS*  
*6-01-49-00-000 DERECHOS DE CIRCULACION*  
*6-01-50-00-000 PARQUEO Y PEAJE*  
*6-01-71-00-000 RECLAMOS POR DAÑOS*  
*6-01-73-00-000 OTROS GASTOS*  
*6-01-74-00-000 BONIFICACION ATENCION AGENCIA*  
*6-01-75-00-000 GASTOS JUDICIALES*  
*6-01-76-00-000 DISPOSITIVOS DE LOCALIZACION GPS*  
*6-01-78-00-000 GASTOS CONSULTORIO MEDICO*  
*6-01-79-00-000 MANTENIMIENTO PLANTA GENERAL*  
*6-01-81-00-000 TRANSPORTE*  
*6-01-83-00-000 ATENCION A ASOCIADOS*  
*6-01-86-00-000 LECTURAS MEDIDORES,CORTAS Y RECONEXIONES*  
*6-01-88-02-000 GASTOS POR COMISIONES EN PAGO DE SERVICIOS*  
*6-01-88-03-000 GASTOS POR COMISIONES BANCARIAS*  
*6-01-90-00-000 HERRAMIENTAS REV*

6-01-91-00-000 FONDO DE PENSIONES COMP.OBLIG  
6-01-92-00-000 GASTOS POR SERVICIOS DE VIGILANCIA  
6-01-93-01-000 DIETAS TRIBUNAL ELECTORAL  
6-01-93-02-000 GASTOS TRIBUNAL ELECTORAL

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Las partidas que forman parte del grupo “Otros” se proyectaron a partir del año base con la inflación de los años 2018 y 2019, conforme a los criterios generales de proyección.
- La partida “atención a funcionarios” refiere en su justificación al gasto por concepto de la asistencia al “foro de agua”, no se proyectó por no mantener relación con el servicio eléctrico que se brinda.
- En el caso de cuenta “Mant. mob. Equipo de oficina” en el año 2018 se incluyó la cifra propuesta por el petente, con la diferencia que el petente asigna esta cuenta en su totalidad a los gastos administrativos, mientras que la IE lo asignó entre los costos administrativos, comerciales y mantenimiento, a partir de este dato se proyectó con la inflación del periodo 2019, lo que incide en una variación de ¢2,16 millones en la porción de gastos de mantenimiento.
- En la cuenta “Mant. Edificio y estructura” se incluyó en el año 2019 gastos extraordinarios de naturaleza no recurrente que refirió la Cooperativa, estos ascienden a la suma de ¢94,76 millones, de los cuales ¢35,35 millones, ¢1,73 millones y ¢57,68 millones corresponden a los gastos comerciales, mantenimiento y administración en el mismo orden citados. La entidad no justificó la totalidad de la variación para el periodo 2019, motivo por el cual se proyectaron los gastos recurrentes con la inflación y los gastos extraordinarios citados.
- Las demás partidas clasificadas como “Otros” no presentan diferencias significativas respecto a lo solicitado por la Cooperativa y lo incluido a nivel de tarifas.
- A nivel global Coopeguanacaste estimó ¢1 174,76 millones por concepto de gastos mantenimiento en el rubro de “Otros” (no incluye los gastos de “seguros” y “amortizables” o “servicios de computo”), mientras que la IE incluyó la suma de ¢1 173,44 millones para el año 2019, lo que representa una variación de ¢1,30 millones, explicado en los puntos anteriores.

- Posteriormente, la IE distribuyó el gasto de mantenimiento del rubro “Otros” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de ¢1 144,33 millones y ¢37,71 millones para los servicios de distribución y alumbrado público, respectivamente.
- Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DIC2019” las cifras corresponden a ¢1 579,4 millones y ¢1 533,27 millones de Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados, estos montos corresponden al gasto mantenimiento por concepto de “Otros” atribuible al sistema de distribución. La principal diferencia radica en que la cooperativa incluye el canon de regulación en “operación y mantenimiento”, mientras que la IE lo incorpora en los “gastos administrativos”.

✓ **Partidas amortizables “servicios de cómputo”:**

- En lo que respecta a la cuenta “servicios de cómputo” se incluyeron los gastos de naturaleza recurrente, las cifras expresadas en dólares se actualizaron con la inflación externa de los periodos 2018 y 2019, la base actualizada se utilizó para obtener el monto en la moneda local (utilizando el tipo de cambio descrito en los criterios generales de proyección). Adicionalmente, se incluyeron los gastos por concepto de “soporte”, “actualizaciones” y “licencias” que se pactaron en ambos periodos, estas últimas se amortizaron en el periodo que se originaron; cabe mencionar que en la etapa de liquidación tarifaria será obligación del petente demostrar que estas erogaciones se amortizan en un único periodo.
- A nivel global para el año 2019 el gasto por concepto de “servicios de computo” se estimó en las sumas de ¢126,97 millones, ¢200,48 millones y ¢126,97 millones, para las actividades de administración, comercialización y mantenimiento, respectivamente. Mientras que la Cooperativa estimó las sumas de ¢96,12 millones, ¢151,78 millones y ¢96,13 millones en el mismo orden citados.
- La diferencia radica principalmente en que la cooperativa no actualiza el precio en dólares para los años 2018 y 2019.
- Posteriormente, la IE distribuyó el gasto comercial de “servicio de computo” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de ¢122,92 millones y ¢4,05 millones para los servicios de distribución y alumbrado público, respectivamente.

✓ **Seguros:**

- *Conforme al análisis que se refiere en el apartado de “seguros”, a nivel global se incluyeron en tarifas las sumas de ¢85,45 millones, ¢40,61 millones y ¢93,28 millones para las actividades de administración, comercialización y mantenimiento en el mismo orden citados, cabe mencionar que estos datos no presentan desviaciones respecto a lo solicitado por el petente.*
- *Posteriormente, la IE distribuyó el gasto de mantenimiento en el rubro de “seguros” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de ¢90,30 millones y ¢2,98 millones para los servicios de distribución y alumbrado público, respectivamente.*
- *Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DIC2019” la cifra corresponde a ¢76,27 millones tanto para Coopeguanacaste y Aresep, este monto corresponde al gasto de mantenimiento por concepto de “seguros” atribuible al sistema de distribución.*

*El total de gastos de operación y mantenimiento para el año 2019 según la contabilidad de la empresa a nivel global asciende al monto ¢3,798,77 millones, mientras que la IE estimó ¢3 801,95 millones por ese mismo concepto. La asignación al sistema de distribución asciende a las sumas de ¢3 726,92 millones y ¢3 680,67 millones por parte de la Cooperativa y la IE, respectivamente.*

*En lo que respecta a los gastos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, se presenta el siguiente cuadro que resume las partidas presentadas con la contabilidad de la empresa y la depuración de esta Intendencia (sin aplicar drivers).*

**Cuadro N° 16**  
**Sistema de Distribución, Coopeguanacaste**  
**Gastos de Operación y Mantenimiento**  
**Resumen de partidas - Sin drivers**  
**Periodo 2019**

<b>Detalle</b>	<b>Coopeguanacaste</b>	<b>Aresep</b>	<b>Δ Abs</b>	<b>Δ %</b>	<b>Peso</b>
Personal	¢2 129,12	¢2 103,72	(¢25,40)	-1%	55%
Materiales	¢117,18	¢117,07	(¢0,10)	0%	0%
Servicios	¢108,65	¢108,65	¢0,00	0%	0%
Cont	¢1,99	¢1,99	¢0,00	0%	0%
Alquileres	¢90,30	¢90,30	¢0,00	0%	0%
Seguros	¢1 142,01	¢1 136,01	(¢6,00)	-1%	13%
Otros	¢93,06	¢122,92	¢29,86	32%	-65%
Amortizables	¢44,60	¢0,00	(¢44,60)	100%	96%
Canon de Regulación	<b>¢3 726,92</b>	<b>¢3 680,67</b>	<b>(¢46,25)</b>	<b>-1%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia. Datos regulatorios ET-032-2018.

*Una vez que se asigna el total de gastos entre las distintas cuentas que conforman la estructura de costos de la contabilidad regulatoria (utilizando los drivers que indicó Coopeguanacaste) se presentan los saldos de las partidas en el siguiente cuadro:*

**Cuadro N° 17**  
**Sistema de Distribución, Coopeguanacaste**  
**Gastos de Operación y Mantenimiento**  
**Resumen de partidas**  
**Contabilidad Regulatoria - Con drivers**  
**Periodo 2019**

Detalle	Coopeguanacaste	ARESEP	Δ Abs	Δ %	Peso Δ
Personal	¢1 928,58	¢1 928,48	(¢0,09)	0%	0%
Materiales	¢136,25	¢136,25	¢0,00	0%	0%
Servicios contratados	¢4,21	¢4,21	¢0,00	0%	0%
Alquileres	¢2,19	¢2,19	¢0,00	0%	0%
Seguros	¢76,27	¢76,27	¢0,00	0%	0%
Otros	¢1 579,43	¢1 533,27	(¢46,16)	-3%	100%
<b>TOTAL</b>	<b>¢3 726,92</b>	<b>¢3 680,67</b>	<b>(¢46,25)</b>	<b>-1%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia, ET-032-2018.

*Cabe mencionar que en el formulario "IE-RE-7718 Registro de Costos y Gastos Distribución.xls" la Cooperativa refirió al monto de ¢3 726,92 millones en el año 2019 de costos de operación y mantenimiento para el sistema de distribución, este dato no incorpora las depreciaciones.*

*El total de gastos de operación y mantenimiento a incluir en la tarifa del sistema de distribución para el año 2019, corresponde al monto de ¢3 680,67 millones.*

✓ **Gastos administrativos:**

*La Cooperativa, asignó los gastos administrativos con los porcentajes de asignación del 12,47%, 61,12%, 2,01% y 24,40% entre los sistemas de generación, distribución, alumbrado público y actividades no reguladas respectivamente.*

*Con la entrada en vigencia de la resolución RIE-068-2016 "Simplificación y estandarización de información financiero-contable (servicio de suministro de electricidad que prestan las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas De Electrificación Rural)", en el "Por Tanto V" se estableció que "[...] en la presentación de los estudios tarifarios a partir de abril 2017 y para el cumplimiento de la RIE-131-2015 del 18 de noviembre de 2015, se deberán utilizar los planes de cuentas uniformes establecidos en esta resolución. [...]".*

Por lo anterior, Coopeguanacaste presentó el formulario “IE-RE-7718 Registro de Costos y Gastos Generación” basado en el plan de cuentas de contabilidad regulatoria y que en relación con los gastos administrativos se incluyó los drivers a utilizar en la estructura de costos, tal como se muestra seguidamente:

**Cuadro N° 18**  
**Sistema de Distribución, Coopeguanacaste**  
**Estructura de costos y gastos administrativos**  
**Con sus respectivos drivers**

5.4.	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	
5.4.1.	Gastos de las unidades administrativas (de apoyo a la gestión)	Driver
5.4.1.01.	Gerencia general y estratégica	9%
5.4.1.02.	Auditoría interna y control de gestión	9%
5.4.1.03.	Legales	2%
5.4.1.04.	Relaciones públicas e institucionales	4%
5.4.1.05.	Contaduría y tesorería	15%
5.4.1.06.	Administración y finanzas	5%
5.4.1.07.	Regulación	2%
5.4.1.08.	Logística y servicios generales	7%
5.4.1.09.	Servicios informáticos	18%
5.4.1.10.	Recursos humanos	9%
5.4.1.99.	Otras gerencias de apoyo administrativo	20%

Fuente: Intendencia de Energía, ET-032-2018, ET-033-2018.

El cuadro que precede muestra las cuentas que conforman la estructura de costos y gastos administrativos, estas a su vez tienen partidas en un nivel inferior, Coopeguanacaste presentó los saldos para el análisis de estas partidas denominadas “Personal”, “Materiales”, “Servicios contratados”, “Alquileres”, “Seguros” y “Otros”, y para la distribución de los montos totales se utilizaron los siguientes conductores:

**Cuadro N° 19**  
**Sistema de Distribución, Coopeguanacaste**  
**Conductores de costos y gastos**

<b>Gastos Administrativos</b>	
<b>Partidas de quinto nivel tarifario</b>	
Personal	65%
Materiales	4%
Servicios contratados	2%
Alquileres	0%
Seguros	3%
Otros	26%

Fuente: Intendencia de Energía, ET-032-2018, ET-033-2018

*De acuerdo con la información adicional, se presenta el resultado del análisis de las cuentas:*

✓ **Personal:**

*En el proceso de homologación de la partida “Personal” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:*

6-01-01-00-000	SALARIOS
6-01-02-00-000	VACACIONES
6-01-03-00-000	C.C.S.S.
6-01-04-00-000	I.N.S.
6-01-05-00-000	BANCO POPULAR
6-01-06-00-000	I.N.A.
6-01-07-00-000	I.M.A.S.
6-01-08-00-000	ASIGNACIONES FAMILIARES
6-01-09-00-000	AGUINALDO
6-01-10-00-000	PRESTACIONES LEGALES
6-01-13-00-000	SUBSIDIOS
6-01-14-00-000	CAPACITACION DE PERSOL

*Tal como se indicó en los criterios generales de proyección, se incluyó el rubro de “Salarios” propuesto por la Cooperativa. A partir de este dato, se aplicaron los respectivos porcentajes por concepto de cargas sociales, aguinaldos y la provisión de vacaciones. En lo que respecta a las “prestaciones legales” se refiere a su estimación en los criterios generales citados al inicio de este apartado.*

A nivel global Coopeguanacaste estimó  $\phi$ 2 524,98 millones por concepto de gastos administrativos de “Personal”, mientras que la IE incluyó la suma de  $\phi$ 2 406,44 millones para el año 2019, lo que representa una variación de  $\phi$ 118,54 millones.

Posteriormente, la IE distribuyó el gasto administrativo de “Personal” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de  $\phi$ 1 470,82 millones,  $\phi$ 48,37 millones,  $\phi$ 300,08 millones y  $\phi$ 587,17 millones para los servicios de distribución, alumbrado público, generación y actividades no reguladas, respectivamente.

Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DIC2019” las cifras corresponden a  $\phi$ 1 388,76 millones y  $\phi$ 1,394,79 millones para Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados, estos montos corresponden al gasto administrativo por concepto de “Personal” atribuible al sistema de distribución.

✓ **Materiales:**

En el proceso de homologación de la partida “Materiales” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:

6-01-26-00-000 PAPELERIA Y UTILES DE OFICINA  
6-01-27-00-000 ELECTRICIDAD  
6-01-28-00-000 TELEFONO  
6-01-29-00-000 AGUA (IMPUESTO Y TASA)  
6-01-36-00-000 MATERIAL DE ASEO  
6-01-43-00-000 COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES  
6-01-48-00-000 MATERIALES Y SERVICIOS

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Las partidas que forman parte de grupo “materiales” se proyectaron a partir del año base con la inflación de los años 2018 y 2019, conforme los criterios generales de proyección, exceptuando la electricidad, ya que en el caso de este último se incluyó la estimación realizada por el petente.
- A nivel global Coopeguanacaste estimó  $\phi$ 128,53 millones por concepto de gastos administrativos de “Materiales”, mientras que la IE incluyó la suma de  $\phi$ 128,49 millones para el año 2019, la desviación no es significativa.

- Posteriormente, la IE distribuyó el gasto administrativo de “Materiales” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de ¢78,53 millones, ¢2,58 millones, ¢16,02 millones y ¢31,35 millones para los servicios de distribución, alumbrado público, generación y actividades no reguladas, respectivamente.
- Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DIC2019” las cifras corresponden a ¢89,51 millones y ¢89,90 millones para Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados, estos montos corresponden al gasto administrativo por concepto de “Materiales” atribuible al sistema de distribución.

✓ **Servicios Contratados:**

En el proceso de homologación de la partida “Servicios Contratados” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:

6-01-24-00-000 HONORARIOS PROFESIONALES  
6-01-33-00-000 COMUNICACIONES

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Las partidas de “servicios contratados” no presentan diferencias significativas respecto a lo solicitado por la Cooperativa y lo incluido a nivel de tarifas.
- A nivel global Coopeguanacaste estimó ¢39,16 millones por concepto de gastos administrativos de “Servicios contratados”, mientras que la IE incluyó la suma de ¢38,69 millones para el año 2019, la desviación no es significativa.
- Posteriormente, la IE distribuyó el gasto administrativo de “Servicios contratados” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de ¢23,65 millones, ¢0,77 millones, ¢4,83 millones y ¢9,44 millones para los servicios de distribución, alumbrado público, generación y actividades no reguladas, respectivamente.
- Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DIC2019” las cifras corresponden a ¢48,15 millones y ¢48,36 millones para Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados, estos montos corresponden al gasto administrativo por

concepto de “servicios contratados” atribuible al sistema de distribución.

✓ **Alquileres:**

En esta partida la homologación de uno a uno, o sea que tanto en el plan de cuentas de contabilidad regulatoria y la cuenta contable de la empresa utilizó la misma denominación. En lo que respecta al año 2019 la partida no presenta ningún movimiento según la contabilidad de la empresa; sin embargo, al aplicar los drivers a los gastos de la Cooperativa se evidencia el gasto por este concepto por el monto de ₡0,97 millones.

✓ **Otros:**

En el proceso de homologación de la partida “Otros” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:

6-01-11-00-000	VIATICOS Y RECONOCIMIENTOS
6-01-12-00-000	UNIFORME DE EMPLEADOS
6-01-15-00-000	DIETAS CONSEJO ADMINISTRACION
6-01-16-00-000	DIETAS COMITE DE VIGILANCIA
6-01-18-00-000	GTOS CONSEJO DE ADMINISTRACION
6-01-19-00-000	GTOS COMITE DE VIGILANCIA
6-01-21-00-000	GASTOS DE ASAMBLEA
6-01-22-00-000	GASTOS DE REPRESENTACION
6-01-23-00-000	ATENCION A FUNCIONARIOS
6-01-25-00-000	KILOMETRAJE
6-01-31-00-000	COMISION AGENCIA DE COBRO
6-01-37-00-000	MANTENIMIENTO DE PLANTA
6-01-38-00-000	MANT.EQ RADIO COMUNICACION
6-01-39-00-000	MAT.EQ.TALLER Y HERRAMIENTAS
6-01-40-00-000	MAT.MOB.EQUIPO DE OFICINA
6-01-41-00-000	MANT.EDIFICIO Y ESTRUCTURA
6-01-42-00-000	MAT.SISTEMA ALUMBRADO PUBLICO
6-01-44-00-000	REPUESTOS DE VEHICULOS
6-01-45-00-000	ENDEREZADO Y PINTURA
6-01-46-00-000	LLANTAS
6-01-47-00-000	BATERIAS
6-01-49-00-000	DERECHOS DE CIRCULACION

6-01-50-00-000	PARQUEO Y PEAJE
6-01-71-00-000	RECLAMOS POR DAÑOS
6-01-73-00-000	OTROS GASTOS
6-01-74-00-000	BONIFICACION ATENCION AGENCIA
6-01-75-00-000	GASTOS JUDICIALES
6-01-76-00-000	DISPOSITIVOS DE LOCALIZACIÓN GPS
6-01-78-00-000	GASTOS CONSULTORIO MEDICO
6-01-79-00-000	MANTENIMIENTO PLANTA GENERAL
6-01-81-00-000	TRANSPORTE
6-01-83-00-000	ANTENCION A ASOCIADOS
6-01-86-00-000	LECTURAS MEDIDORES, CORTAS Y RECONEXIONES
6-01-88-02-000	GASTOS POR COMISIONES EN PAGO DE SERVICIOS
6-01-88-03-000	GASTOS POR COMISIONES BANCARIAS
6-01-90-00-000	HERRAMIENTAS REV
6-01-91-00-000	FONDO DE PENSIONES COMP. OBLIG
6-01-92-00-000	GASTOS POR SERVICIOS DE VIGILANCIA
6-01-93-01-000	DIETAS TRIBUNAL ELECTORAL
6-01-93-02-000	GASTOS TRIBUNAL ELECTORAL

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Las partidas que forman parte del grupo “Otros” se proyectaron a partir del año base con la inflación de los años 2018 y 2019, conforme a los criterios generales de proyección.
- Para el caso de la partida “gastos de asamblea” se excluyó del año base la suma de ¢12,16 millones, originado de erogaciones que no tienen relación con el servicio eléctrico tales como la compra de “bolsas para echar obsequios para delegados”, “souvenirs para llevar a jefes de la Cooperativa COWETTA FAYETTE”, “elaboración de placas para directores que cumplen su periodo”, “tiquetes aéreos para participar en asamblea de Nreca”, “reintegro a oficina” y “reintegro de caja chica”, estos últimos por no estar debidamente justificados.
- La partida “atención a funcionarios” refiere en su justificación al gasto por concepto de la asistencia al “foro de agua”, no se proyectó por no mantener relación con el servicio eléctrico que se brinda.
- En el caso de cuenta “Mant. mob. Equipo de oficina” en el año 2018 se incluyó la cifra propuesta por el petente, con la diferencia que el petente asigna esta cuenta en su totalidad a los gastos administrativos, mientras que la IE lo asignó entre los costos

*administrativos, comerciales y mantenimiento, a partir de este dato se proyectó con la inflación del periodo 2019, lo que incide en una variación de ¢18,57 millones en la porción de gastos administrativos.*

- *En la cuenta “Mant. Edificio y estructura” se incluyó en el año 2019 gastos extraordinarios de naturaleza no recurrente que refirió la Cooperativa, estos ascienden a la suma de ¢94,76 millones, de los cuales ¢35,35 millones, ¢1,73 millones y ¢57,68 millones corresponden a los gastos comerciales, mantenimiento y administración en el mismo orden citados. La entidad no justificó la totalidad de la variación para el periodo 2019, motivo por el cual se proyectaron los gastos recurrentes con la inflación y los gastos extraordinarios citados.*
- *Las demás partidas clasificadas como “Otros” no presentan diferencias significativas respecto a lo solicitado por la Cooperativa y lo incluido a nivel de tarifas.*
- *A nivel global Coopeguanacaste estimó ¢560,30 millones por concepto de gastos administrativos de “Otros” (no incluye los gastos de “seguros” y “amortizables” o “servicios de cómputo”), mientras que la IE incluyó la suma de ¢529,17 millones para el año 2019, lo que representa una variación de ¢31,13 millones, explicado en los puntos anteriores.*
- *Posteriormente, la IE distribuyó el gasto administrativo de “Otros” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de ¢323,43 millones, ¢10,64 millones, ¢65,99 millones y ¢129,12 millones para los servicios de distribución, alumbrado público, generación y actividades no reguladas, respectivamente.*
- *Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DIC2019” las cifras corresponden a ¢511,12 millones y ¢431,29 millones para Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados, estos montos corresponden al gasto administrativo por concepto de “Otros” atribuible al sistema de distribución.*

✓ **Partidas amortizables “servicios de cómputo”:**

- *En lo que respecta a la cuenta “servicios de cómputo” se incluyeron los gastos de naturaleza recurrente, las cifras expresadas en dólares se actualizaron con la inflación externa de los periodos 2018 y 2019, la base actualizada se utilizó para obtener el monto en la moneda local (utilizando el tipo de cambio descrito en los criterios generales de proyección). Adicionalmente, se incluyeron*

los gastos por concepto de “soporte”, “actualizaciones” y “licencias” que se pactaron en ambos periodos, estas últimas se amortizaron en el periodo que se originaron; cabe mencionar que en la etapa de liquidación tarifaria será obligación del petente demostrar que estas erogaciones se amortizan en un único periodo.

- A nivel global para el año 2019 el gasto por concepto de “servicios de computo” se estimó en las sumas de ¢126,97 millones, ¢200,48 millones y ¢126,97 millones, para las actividades de administración, comercialización y mantenimiento, respectivamente. Mientras que la Cooperativa estimó las sumas de ¢96,12 millones, ¢151,78 millones y ¢96,128 millones en el mismo orden citados.
- La diferencia radica principalmente en que la cooperativa no actualiza el precio en dólares para los años 2018 y 2019.
- Posteriormente, la IE distribuyó el gasto administrativo de “servicio de computo” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de ¢77,60 millones, ¢2,55 millones, ¢15,83 millones y ¢30,98 millones para los servicios de distribución, alumbrado público, generación y actividades no reguladas, respectivamente.

✓ **Seguros:**

- Conforme al análisis que se refiere en el apartado de “seguros”, a nivel global se incluyeron en tarifas las sumas de ¢85,45 millones, ¢40,61 millones y ¢93,28 millones para las actividades de administración, comercialización y mantenimiento en el mismo orden citados, cabe mencionar que estos datos no presentan desviaciones respecto a lo solicitado por el petente.
- Posteriormente, la IE distribuyó el gasto administrativo de “seguros” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de ¢52,23 millones, ¢1,72 millones, ¢10,65 millones y ¢20,85 millones para los servicios de distribución, alumbrado público, generación y actividades no reguladas, respectivamente.
- Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DIC2019” las cifras corresponden a ¢60,69 millones y ¢60,95 millones para Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados, estos montos corresponden al gasto administrativo por concepto de “seguros” atribuible al sistema de distribución.

✓ **Servicio de regulación:**

*Es calculado conforme a la publicación en la gaceta del 13 de noviembre del 2018, alcance N°195, del canon a cobrar por empresa regulada para el año 2019.*

*Se asignó a los servicios regulados de distribución, generación y alumbrado público, según metodología vigente, considerándose la contribución porcentual de los ingresos de cada sistema respecto a los ingresos totales, según los estados financieros auditados al 31 de diciembre del 2017 correspondiendo a 79,62%, 17,73% y 2,65% respectivamente.*

**Cuadro N° 20**  
**Sistema de distribución, Coopeguanacaste**  
**Calculo del canon de regulación, 2018-2019**  
**Millones de colones**

<b>Servicio</b>	<b>Monto 2018</b>	<b>Monto 2019</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Partic. Porcentual</b>
Distribución	44,06	68,11	35 199,31	79,62%
Generación	9,81	15,16	7 837,12	17,73%
Alumbrado Público	1,47	2,27	1 172,33	2,65%
<b>Total</b>	<b>55,33</b>	<b>85,54</b>	<b>44 208,76</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Alcance Gaceta No. 195 publicada el 13-11-2018 y los Estados Financieros al 31 de diciembre del 2017.

- *Para efectos del canon de regulación la entidad incorporó en el sistema de distribución el monto de ¢68,11 millones en la actividad de mantenimiento. Por parte de la IE se incluyó el canon de regulación en el formulario “RIE-068-DIC2019” en el apartado de gastos administrativos, asignado los montos de ¢68,11 millones y ¢15,16 millones a los sistemas de distribución y generación respectivamente.*

*El total de gastos administrativos para el año 2019 ascienden al monto de ¢3 315,22 millones (sin incluir el canon de regulación). Este monto se desglosa en las sumas de ¢2 026,26 millones, ¢66,64 millones, ¢413,41 millones y ¢808,91 millones para los sistemas de generación, distribución, alumbrado público y actividades no reguladas.*

*En lo que respecta a los gastos administrativos del sistema de distribución, se presenta el siguiente cuadro que resume las partidas presentadas con la*

contabilidad de la empresa y la depuración de esta Intendencia (sin aplicar drivers).

**Cuadro N° 21**  
**Sistema de Distribución, Coopeguanacaste**  
**Gastos Administrativos**  
**Resumen de partidas - Sin drivers**  
**Periodo 2019**

<b>Detalle</b>	<b>Coopeguanacaste</b>	<b>Aresep</b>	<b>Δ Abs</b>	<b>Δ %</b>	<b>Peso</b>
Personal	₡1 543,27	₡1 470,82	(₡72,45)	-5%	1500%
Materiales	₡78,56	₡78,53	(₡0,03)	0%	1%
Servicios Cont	₡23,94	₡23,65	(₡0,29)	-1%	6%
Alquileres	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%	0%
Seguros	₡52,23	₡52,23	₡0,00	0%	0%
Otros	₡342,46	₡323,43	(₡19,03)	-6%	394%
Amortizables	₡58,75	₡77,60	₡18,85	32%	-390%
Canon de Regulación	₡0,00	₡68,11	₡68,11	100%	-1410%
<b>Total</b>	<b>₡2 099,20</b>	<b>₡2 094,37</b>	<b>(₡4,83)</b>	<b>0%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia. Datos regulatorios ET-032-2018.

*Una vez que se asigna el total de gastos entre las distintas cuentas que conforman la estructura de costos de la contabilidad regulatoria (utilizando los drivers que indicó Coopeguanacaste) se presentan los saldos de las partidas en el siguiente cuadro:*

**Cuadro N° 22**  
**Sistema de Distribución, Coopeguanacaste**  
**Gastos Administrativos**  
**Resumen de partidas**  
**Contabilidad Regulatoria - Con drivers**  
**Periodo 2019**

Detalle	Coopeguanacaste	ARESEP	Δ Abs	Δ %	Peso Δ
Personal	¢1 388,76	¢1 394,79	¢6,03	0%	-125%
Materiales	¢89,51	¢89,90	¢0,39	0%	-8%
Servicios contratados	¢48,15	¢48,36	¢0,21	0%	-4%
Alquileres	¢0,97	¢0,97	¢0,00	0%	0%
Seguros	¢60,69	¢60,95	¢0,26	0%	-5%
Otros	¢511,12	¢431,29	(¢79,83)	-16%	1653%
Canon de Regulación	¢0,00	¢68,11	¢68,11	0%	-1410%
<b>TOTAL</b>	<b>¢2 099,20</b>	<b>¢2 094,37</b>	<b>(¢4,83)</b>	<b>0%</b>	<b>4%</b>

Fuente: Elaboración propia, ET-032-2018.

*Cabe mencionar que en el formulario "IE-RE-7718 Registro de Costos y Gastos Distribución.xls" la Cooperativa refirió al monto de ¢ 2 099,20 millones en el año 2019 por concepto de gastos administrativos para el sistema de distribución.*

*El total de gastos administrativos a incluir en la tarifa del sistema de distribución para el año 2019, corresponde al monto de ¢2 026,26, millones, sin incluir el canon de regulación, ya que sumando este último la cifra asciende a ¢2 094,37 millones.*

✓ **Gastos comerciales:**

*La Cooperativa, asignó los gastos comerciales o cobro a consumidores con los porcentajes de asignación del 69,82%, 2,31% y 27,87% entre los sistemas de distribución, alumbrado público y actividades no reguladas respectivamente, exceptuando la cuenta denominada "Lecturas, medidores, cortas y reconexiones" la cual se asigna el 100% al sistema de distribución.*

*Con la entrada en vigencia de la resolución RIE-068-2016 "Simplificación y estandarización de información financiero-contable (servicio de suministro de*

electricidad que prestan las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas De Electrificación Rural)", en el "Por Tanto V" se estableció que "[...] en la presentación de los estudios tarifarios a partir de abril 2017 y para el cumplimiento de la RIE-131-2015 del 18 de noviembre de 2015, se deberán utilizar los planes de cuentas uniformes establecidos en esta resolución. [...]".

Por lo anterior, Coopeguanacaste presentó el formulario "IE-RE-7718 Registro de Costos y Gastos Generación" basado en el plan de cuentas de contabilidad regulatoria y que en relación con los gastos administrativos se incluyó los drivers a utilizar en la estructura de costos, tal como se muestra seguidamente:

**Cuadro N° 23**  
**Sistema de distribución, Coopeguanacaste**  
**Estructura de costos y gastos comerciales**  
**Con sus respectivos drivers**

<b>5.4.</b>	<b>Costos comerciales asociados al servicio de distribución</b>	<b>Driver</b>
5.4.1.	Costos de la gerencia comercial central	18%
5.4.2.	Costos del área comercial de las oficinas comerciales (o sucursales)	44%
5.4.3.	Costos de lectura de medidores*	0%
5.4.4.	Costos de facturación y reparto de facturas	27%
5.4.5.	Costos de cobranza	0%
5.4.6.	Costos de atención al cliente	12%
5.4.7.	Costos de corte y reconexión de servicios*	0%
5.4.8.	Costos de campañas informativas	0%
Nota: * Los drivers utilizados para asignar los servicios contratados corresponden a un 60% "Lectura" y 40% "Corta y reconexión"; ambos corresponden al sistema de distribución.		

Fuente: Intendencia de Energía ET-032-2018

El cuadro que precede muestra las cuentas que conforman la estructura de costos y gastos comerciales, estas a su vez tienen partidas en un nivel inferior, Coopeguanacaste presentó los saldos para el análisis de estas partidas denominadas "Personal", "Materiales", "Servicios contratados", "Alquileres", "Seguros" y "Otros", y para la distribución de los montos totales se utilizaron los siguientes conductores:

**Cuadro N° 24**  
**Sistema de distribución, Coopeguanacaste**  
**Conductores de costos y gastos**

<b>Gastos Comerciales</b>	
<b>Partidas de cuarto nivel tarifario</b>	
Personal	42%
Materiales	8%
Servicios contratados	0%
Alquileres	0%
Seguros	2%
Otros	49%

Fuente: Intendencia de Energía, ET-032-2018

*De acuerdo con la información adicional, se presenta el resultado del análisis de las cuentas:*

✓ **Personal:**

*En el proceso de homologación de la partida “Personal” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:*

6-01-01-00-000	SALARIOS
6-01-02-00-000	VACACIONES
6-01-03-00-000	C.C.S.S.
6-01-04-00-000	I.N.S.
6-01-05-00-000	BANCO POPULAR
6-01-06-00-000	I.N.A.
6-01-07-00-000	I.M.A.S.
6-01-08-00-000	ASIGNACIONES FAMILIARES
6-01-09-00-000	AGUINALDO
6-01-10-00-000	PRESTACIONES LEGALES
6-01-13-00-000	SUBSIDIOS
6-01-14-00-000	CAPACITACION DE PERSOL

*Tal como se indicó en los criterios generales de proyección, se incluyó el rubro de “Salarios” propuesto por la Cooperativa. A partir de este dato, se aplicaron los respectivos porcentajes por concepto de cargas sociales, aguinaldos y la provisión de vacaciones. En lo que respecta a las “prestaciones legales” se refiere a su estimación en los criterios generales citados al inicio de este apartado.*

A nivel global Coopeguanacaste estimó  $\phi$ 1 318,43 millones por concepto de gastos comerciales de “Personal”, mientras que la IE incluyó la suma de  $\phi$ 1 332,27 millones para el año 2019, lo que representa una variación de  $\phi$ 13,84 millones.

Posteriormente, la IE distribuyó el gasto comercial de “Personal” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de  $\phi$ 930,19 millones,  $\phi$ 30,78 millones y  $\phi$ 371,30 millones para los servicios de distribución, alumbrado público y actividades no reguladas, respectivamente.

Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DIC2019” las cifras corresponden a  $\phi$ 719,63 millones y  $\phi$ 678,73 millones para Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados, estos montos corresponden al gasto comercial por concepto de “Personal” atribuible al sistema de distribución.

✓ **Materiales:**

En el proceso de homologación de la partida “Materiales” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:

6-01-26-00-000 PAPELERIA Y UTILES DE OFICINA  
6-01-27-00-000 ELECTRICIDAD  
6-01-28-00-000 TELEFONO  
6-01-29-00-000 AGUA (IMPUESTO Y TASA)  
6-01-36-00-000 MATERIAL DE ASEO  
6-01-43-00-000 COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES  
6-01-48-00-000 MATERIALES Y SERVICIOS

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Las partidas que forman parte de grupo “materiales” se proyectaron a partir del año base con la inflación de los años 2018 y 2019, conforme los criterios generales de proyección, exceptuando la electricidad, ya que en el caso de este último se incluyó la estimación realizada por el petente.
- A nivel global Coopeguanacaste estimó  $\phi$ 172,39 millones por concepto de gastos comerciales de “Materiales”, mientras que la IE incluyó la suma de  $\phi$ 172,32 millones para el año 2019, la desviación no es significativa.

- Posteriormente, la IE distribuyó el gasto comercial de “Materiales” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de ¢120,31 millones, ¢3,98 millones y ¢48,02 millones para los servicios de distribución, alumbrado público y actividades no reguladas, respectivamente.
- Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DIC2019” las cifras corresponden a ¢132,95 millones y ¢125,36 millones para Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados, estos montos corresponden al gasto comercial por concepto de “Materiales” atribuible al sistema de distribución.

✓ **Servicios Contratados:**

En el proceso de homologación de la partida “Servicios Contratados” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:

6-01-24-00-000 HONORARIOS PROFESIONALES  
6-01-33-00-000 COMUNICACIONES

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Las partidas de “servicios contratados” no presentan diferencias respecto a lo solicitado por la Cooperativa y lo incluido a nivel de tarifas.
- A nivel global Coopeguanacaste y la IE estimaron ¢0,19 millones por concepto de gastos comerciales de “Servicios contratados”.
- Posteriormente, la IE distribuyó el gasto comercial de “Servicios contratados” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de ¢0,13 millones, ¢0,00 millones y ¢0,05 millones para los servicios de distribución, alumbrado público y actividades no reguladas, respectivamente.
- Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DIC2019” las cifras corresponden a ¢193,51 millones y ¢ 193,39 millones para Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados, estos montos corresponden al gasto comercial por concepto de “servicios contratados” atribuible al sistema de distribución.

✓ **Alquileres:**

*En esta partida la homologación de uno a uno, o sea que tanto en el plan de cuentas de contabilidad regulatoria y la cuenta contable de la empresa utilizó la misma denominación. En lo que respecta al año 2019 la partida no presenta ningún movimiento según la contabilidad de la empresa.*

✓ **Otros:**

*En el proceso de homologación de la partida "Otros" del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:*

<i>6-01-11-00-000</i>	<i>VIATICOS Y RECONOCIMIENTOS</i>
<i>6-01-12-00-000</i>	<i>UNIFORME DE EMPLEADOS</i>
<i>6-01-15-00-000</i>	<i>DIETAS CONSEJO ADMINISTRACION</i>
<i>6-01-16-00-000</i>	<i>DIETAS COMITE DE VIGILANCIA</i>
<i>6-01-18-00-000</i>	<i>GTOS CONSEJO DE ADMINISTRACION</i>
<i>6-01-19-00-000</i>	<i>GTOS COMITE DE VIGILANCIA</i>
<i>6-01-21-00-000</i>	<i>GASTOS DE ASAMBLEA</i>
<i>6-01-22-00-000</i>	<i>GASTOS DE REPRESENTACION</i>
<i>6-01-23-00-000</i>	<i>ATENCION A FUNCIONARIOS</i>
<i>6-01-25-00-000</i>	<i>KILOMETRAJE</i>
<i>6-01-31-00-000</i>	<i>COMISION AGENCIA DE COBRO</i>
<i>6-01-37-00-000</i>	<i>MANTENIMIENTO DE PLANTA</i>
<i>6-01-38-00-000</i>	<i>MANT.EQ RADIO COMUNICACION</i>
<i>6-01-39-00-000</i>	<i>MAT.EQ.TALLER Y HERRAMIENTAS</i>
<i>6-01-40-00-000</i>	<i>MAT.MOB.EQUIPO DE OFICINA</i>
<i>6-01-41-00-000</i>	<i>MANT.EDIFICIO Y ESTRUCTURA</i>
<i>6-01-42-00-000</i>	<i>MAT.SISTEMA ALUMBRADO PUBLICO</i>
<i>6-01-44-00-000</i>	<i>REPUESTOS DE VEHICULOS</i>
<i>6-01-45-00-000</i>	<i>ENDEREZADO Y PINTURA</i>
<i>6-01-46-00-000</i>	<i>LLANTAS</i>
<i>6-01-47-00-000</i>	<i>BATERIAS</i>
<i>6-01-49-00-000</i>	<i>DERECHOS DE CIRCULACION</i>
<i>6-01-50-00-000</i>	<i>PARQUEO Y PEAJE</i>
<i>6-01-71-00-000</i>	<i>RECLAMOS POR DAÑOS</i>
<i>6-01-73-00-000</i>	<i>OTROS GASTOS</i>
<i>6-01-74-00-000</i>	<i>BONIFICACION ATENCION AGENCIA</i>
<i>6-01-75-00-000</i>	<i>GASTOS JUDICIALES</i>
<i>6-01-76-00-000</i>	<i>DISPOSITIVOS DE LOCALIZACION GPS</i>

6-01-78-00-000	GASTOS CONSULTORIO MEDICO
6-01-79-00-000	MANTENIMIENTO PLANTA GENERAL
6-01-81-00-000	TRANSPORTE
6-01-83-00-000	ANTENCION A ASOCIADOS
6-01-86-00-000	LECTURAS MEDIDORES, CORTAS Y RECONEXIONES
6-01-88-02-000	GASTOS POR COMISIONES EN PAGO DE SERVICIOS
6-01-88-03-000	GASTOS POR COMISIONES BANCARIAS
6-01-90-00-000	HERRAMIENTAS REV
6-01-91-00-000	FONDO DE PENSIONES COMP. OBLIG
6-01-92-00-000	GASTOS POR SERVICIOS DE VIGILANCIA
6-01-93-01-000	DIETAS TRIBUNAL ELECTORAL
6-01-93-02-000	GASTOS TRIBUNAL ELECTORAL

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Las partidas que forman parte del grupo “Otros” se proyectaron a partir del año base con la inflación de los años 2018 y 2019, conforme a los criterios generales de proyección.
- La partida “atención a funcionarios” refiere en su justificación al gasto por concepto de la asistencia al “foro de agua”, no se proyectó por no mantener relación con el servicio eléctrico que se brinda.
- En el caso de cuenta “Mant. mob. Equipo de oficina” en el año 2018 se incluyó la cifra propuesta por el petente, con la diferencia que el petente asigna esta cuenta en su totalidad a los gastos administrativos, mientras que la IE lo asignó entre los costos administrativos, comerciales y mantenimiento, a partir de este dato se proyectó con la inflación del periodo 2019, lo que incide en una variación de ¢15,75 millones en la porción de gastos comerciales.
- En la cuenta “Mant. Edificio y estructura” se incluyó en el año 2019 gastos extraordinarios de naturaleza no recurrente que refirió la Cooperativa, estos ascienden a la suma de ¢94,76 millones, de los cuales ¢35,35 millones, ¢1,73 millones y ¢57,68 millones corresponden a los gastos comerciales, mantenimiento y administración en el mismo orden citados. La entidad no justificó la totalidad de la variación para el periodo 2019, motivo por el cual se proyectaron los gastos recurrentes con la inflación y los gastos extraordinarios citados.
- Las demás partidas clasificadas como “Otros” no presentan diferencias significativas respecto a lo solicitado por la Cooperativa y lo incluido a nivel de tarifas.

- A nivel global Coopeguanacaste estimó  $\phi 802,96$  millones por concepto de gastos comerciales de “Otros” (no incluye los gastos de “seguros” y “amortizables” o “servicios de computo”), mientras que la IE incluyó la suma de  $\phi 811,39$  millones para el año 2019, lo que representa una variación de  $\phi 8,43$  millones, explicado en los puntos anteriores.
- Posteriormente, la IE distribuyó el gasto comercial de “Otros” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de  $\phi 624,84$  millones,  $\phi 14,28$  millones y  $\phi 172,27$  millones para los servicios de distribución, alumbrado público y actividades no reguladas, respectivamente.
- Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DIC2019” las cifras corresponden a  $\phi 29,59$  millones y  $\phi 26,21$  millones para Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados, estos montos corresponden al gasto comercial por concepto de “Otros” atribuible al sistema de distribución.

✓ **Partidas amortizables “servicios de cómputo”:**

- En lo que respecta a la cuenta “servicios de cómputo” se incluyeron los gastos de naturaleza recurrente, las cifras expresadas en dólares se actualizaron con la inflación externa de los periodos 2018 y 2019, la base actualizada se utilizó para obtener el monto en la moneda local (utilizando el tipo de cambio descrito en los criterios generales de proyección). Adicionalmente, se incluyeron los gastos por concepto de “soporte”, “actualizaciones” y “licencias” que se pactaron en ambos periodos, estas últimas se amortizaron en el periodo que se originaron; cabe mencionar que en la etapa de liquidación tarifaria será obligación del petente demostrar que estas erogaciones se amortizan en un único periodo.
- A nivel global para el año 2019 el gasto por concepto de “servicios de computo” se estimó en las sumas de  $\phi 126,97$  millones,  $\phi 200,48$  millones y  $\phi 126,97$  millones, para las actividades de administración, comercialización y mantenimiento, respectivamente. Mientras que la Cooperativa estimó las sumas de  $\phi 96,12$  millones,  $\phi 151,78$  millones y  $\phi 96,13$  millones en el mismo orden citados.
- La diferencia radica principalmente en que la cooperativa no actualiza el precio en dólares para los años 2018 y 2019.

✓ **Seguros:**

- *Conforme al análisis que se refiere en el apartado de “seguros”, a nivel global se incluyeron en tarifas las sumas de ¢85,45 millones, ¢40,61 millones y ¢93,28 millones para las actividades de administración, comercialización y mantenimiento en el mismo orden citados, cabe mencionar que estos datos no presentan desviaciones respecto a lo solicitado por el petente.*
- *Posteriormente, la IE distribuyó el gasto comercial de “seguros” entre los diferentes servicios, determinando las sumas de ¢28,35 millones, ¢0,94 millones y ¢11,32 millones para los servicios de distribución, alumbrado público y actividades no reguladas, respectivamente.*
- *Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa para el formulario “RIE-068-DIC2019” las cifras corresponden a ¢29,59 millones y ¢26,21 millones de Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados, estos montos corresponden al gasto comercial por concepto de “seguros” atribuible al sistema de distribución.*

*El total de gastos comerciales para el año 2019 ascienden al monto de ¢2 557,26 millones. Este monto se desglosa en las sumas de ¢1 843,80 millones, ¢54,61 millones y ¢658,84 millones para los sistemas de distribución, alumbrado público y actividades no reguladas.*

*En lo que respecta a los gastos comerciales del sistema de distribución, se presenta el siguiente cuadro que resume las partidas presentadas con la contabilidad de la empresa y la depuración de esta Intendencia (sin aplicar drivers).*

**Cuadro N° 25**  
**Sistema de Distribución, Coopeguanacaste**  
**Gastos Comerciales**  
**Resumen de partidas - Sin drivers**  
**Periodo 2019**

Detalle	Coopeguanacaste	Aresep	Δ Abs	Δ %	Peso
	e				
Personal	¢920,53	¢930,19	¢9,66	1%	20%
Materiales	¢120,36	¢120,31	(¢0,05)	0%	0%
Servicios					
Cont	¢0,13	¢0,13	(¢0,00)	0%	0%
Alquileres	¢0,00	¢0,00	¢0,00	0%	0%
Seguros	¢28,35	¢28,35	¢0,00	0%	0%
Otros	¢618,99	¢624,84	¢5,85	1%	12%
Amortizables	¢105,97	¢139,97	¢34,00	32%	69%
<b>Total</b>	<b>¢1 794,34</b>	<b>¢1 843,80</b>	<b>¢49,46</b>	<b>3%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia. Datos regulatorios ET-032-2018.

*Una vez que se asigna el total de gastos entre las distintas cuentas que conforman la estructura de costos de la contabilidad regulatoria (utilizando los drivers que indicó Coopeguanacaste) se presentan los saldos de las partidas en el siguiente cuadro:*

**Cuadro N° 26**  
**Sistema de Distribución, Coopeguanacaste**  
**Gastos Comerciales**  
**Resumen de partidas**  
**Contabilidad Regulatoria - Con drivers**  
**Periodo 2019**

Detalle	Coopeguanacaste	ARESEP	Δ Abs	Δ %	Peso Δ
Personal	¢719,63	¢678,73	(¢40,90)	-6%	-83%
Materiales	¢132,95	¢125,36	(¢7,59)	-6%	-15%
Servicios contratados	¢193,51	¢193,39	(¢0,12)	0%	0%
Alquileres	¢0,00	¢0,00	¢0,00	0%	0%
Seguros	¢29,59	¢26,21	(¢3,38)	-11%	-7%
Otros	¢718,66	¢820,11	¢101,45	14%	205%
<b>TOTAL</b>	<b>¢1 794,34</b>	<b>¢1 843,80</b>	<b>¢49,46</b>	<b>3%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia, ET-032-2018.

*Cabe mencionar que en el formulario “IE-RE-7718 Registro de Costos y Gastos Distribución.xls” la Cooperativa refirió al monto de ¢1 794,34 millones en el año 2019 de gastos comerciales para el sistema de distribución.*

*El total de gastos comerciales a incluir en la tarifa del sistema de distribución para el año 2019, corresponde al monto de ¢1 843,80 millones.*

✓ **Otros Ingresos:**

*Los montos por los conceptos de otros ingresos regulados se consideraron dentro de los estados financieros tarifarios por ¢934,64 millones, pues los gastos asociados a estos ingresos no son separados de los costos tarifarios, de tal manera que, para una correcta asociación de costos e ingresos, los correspondientes ingresos se han considerado, para estos efectos, en el cálculo de la tarifa de conformidad con la metodología vigente.*

*La Intendencia de Energía proyectó los otros ingresos como la relación de los ingresos totales por ventas de energía multiplicado por el factor de 2.48%, obtenido de los “Otros ingresos eléctricos” entre el “total de ventas de energía” correspondientes al año base 2017. La Cooperativa estimó un factor de 2,84%*

considerando los “Otros ingresos eléctricos” del periodo 2015-2017 entre la suma del total de ventas de energía del periodo 2015-2017.

✓ **Servicio de regulación:**

El servicio de regulación (canon Aresep), se explicó en el apartado de gastos administrativos.

**iii. Análisis de resultados:**

En los siguientes cuadros se presentan los resultados obtenidos del análisis de la petición tarifaria propuesta por Coopeguanacaste para su servicio de distribución. El costo más representativo para del periodo 2019 corresponde a las compras al ICE.

Sin embargo, es relevante mencionar que los ajustes más significativos en los que se presenta una disminución (a nivel de gastos) respecto a lo solicitado por la Cooperativa se originan en el gasto de concepto de “depreciaciones”.

La IE estimó por concepto de “depreciaciones” un valor que incorpora el ajuste proveniente de los activos de planta general, específicamente el 61,12% asignado al sistema de distribución, dato que el petente emplazó por un 12,47%; sin embargo, el monto total de depreciaciones estimado por la IE es inferior al estimado por Coopeguanacaste debido a la sobreestimación de la Cooperativa en el gasto por depreciación revaluada, ya que incluye en este último el efecto de la revaluación del periodo (este último no forma parte de la estructura de costos).

En el siguiente cuadro, se observa que el gasto en compras de energía presentó un crecimiento del 3% y representa el 76,8% respecto al total de la estructura de costos y gastos. No obstante, la estructura total de costos y gastos se redujeron en un 8% respecto a los propuestos por la petente para el año 2019, tal y como se muestra a continuación:

**Cuadro N° 27**  
**Sistema de distribución, Coopeguanacaste**  
**Comparación de las estructuras de costos y gastos**  
**(millones de colones)**

COSTOS	2019				
	CGTE	ARESEP	Δ ¢	Δ %	Peso
<b>COMPRAS</b>					
Compra ICE	11 872,76	9 640,70	-2 232,06	-19%	-246%
COMPRA CONELECTRICAS		2 594,00	2 594,00		286%
Compra Sigifredo Solís Solís	2 455,86	-	-2 455,86	-100%	-271%
Compra San Lorenzo	1 157,44	-	-1 157,44	-100%	-128%
Generación Propia	11 877,52	13 316,40	1 438,88	12%	159%
Peajes Generación (Bijagua, Canaleta, Eólico Río Naranja)	1 981,30	5 079,20	3 097,90	156%	341%
Arrendamiento solar	378,14	-	-378,14	-100%	-42%
<b>TOTAL COMPRAS</b>	<b>29 723,01</b>	<b>30 630,30</b>	<b>907,29</b>	<b>3%</b>	<b>100%</b>
<b>MENOS:</b>					
<b>COSTOS Y GASTOS</b>					
Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	3 726,92	3 680,67	-46,25	-1%	6%
Costos comerciales asociados al servicio de distribución	1 794,34	1 843,80	49,46	3%	-6%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al serv. de dist.	2 099,20	2 094,37	-4,83	0%	1%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	1 510,26	1 182,71	-327,55	-22%	40%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	894,59	395,56	-499,03	-56%	60%
<b>TOTAL GASTOS GENERALES</b>	<b>10 025,31</b>	<b>9 197,11</b>	<b>-828,20</b>	<b>-8%</b>	<b>100%</b>
<b>TOTAL DE COSTOS Y GASTOS</b>	<b>39 748,32</b>	<b>39 827,41</b>			

Fuente: Aresep

**iv. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:**

*En el oficio COOPEGTE GG419, de fecha 17 de agosto del 2018, correspondiente a la solicitud de información adicional, la empresa indicó que reformuló el rédito para el desarrollo conforme a la solicitud realizada por la Aresep. Además, procedió a efectuar cambios en las proyecciones de vacaciones, pólizas y reasignación de canon de distribución. De acuerdo con lo anterior, la información anterior se presenta un cambio en la solicitud tarifaria de un 5% a un 5.4% de ajuste desde el 1 octubre 2018 hasta el 31 diciembre 2019.*

*Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito obtenido, se concluye que el servicio de distribución que presta Coopeguanacaste requiere ingresos por ¢2,222,60 millones para el periodo 2019, por concepto de ventas de energía, lo cual representa un aumento promedio del 5,89% en la estructura de costos sin combustible del sistema de distribución respecto a la vigente, el cual entraría a regir el 1 de enero del 2019, para un nivel de rédito para el desarrollo del 3,73%.*

*La solicitud de ajuste de la tarifa de acceso presentada originalmente por Coopeguanacaste fue de un 9,94% sobre el precio actual de kWh (de 21,8*

colones a 23,97 colones), luego dicha solicitud fue modificada para que el ajuste fuera de un 11,47% (de 21,8 colones a 24,30 colones).

Realizados los análisis por parte de esta Intendencia, se recomienda un aumento del 9% respecto con la tarifa vigente (23,77 colones), la cual regirá a partir del 1 de enero del 2019.

Es importante mencionar que el petente presentó de forma separada en diversos archivos la estructura de costos, ingresos, la base tarifaria y rentabilidad, cuando es requisito fundamental en la solicitud dejar clara la pretensión tarifaria. Pese a que en este estudio se obtuvo los datos de diversas fuentes de información que provee la Cooperativa, para futuras peticiones tarifarias se deberá mostrar el estado regulatorio completo en un único archivo.

### **III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS Y LA TARIFA**

El ajuste propuesto en las tarifas del sistema de distribución que presta Coopeguanacaste se explica principalmente por las siguientes razones:

1. *Efecto generación propia: con la incorporación del proyecto Cacao se espera que el sistema de generación de Coopeguanacaste, para el año 2019, supla el 52% de la disponibilidad de energía que requieren sus abonados. Específicamente, el proyecto Cacao contribuye en un 14% a la satisfacción de la demanda.*
2. *Gastos de depreciación: esta cuenta tiene una disminución de ¢826,58 millones, principalmente, por que los porcentajes de asignación de los activos de planta general hacia los diferentes sectores y sistemas, así como la asignación directa de las adiciones de planta general (que corresponden en un 100% al sistema de distribución).*
3. *Peajes de generación: corresponde al peaje al sistema de transmisión del ICE el cual tiene un incremento de ¢3 097,90 millones ya para el cálculo del mismo, la IE contó con información de un pliego actualizado para las tarifas de ICE-transmisión que Coopeguanacaste no tenía.*

#### **IV. ESTRUCTURA TARIFARIA**

*De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible de Coopeguanacaste vigente a partir de enero 2019, debe ajustarse con un aumento de 5,89% a partir del 01 de enero y hasta el 31 de diciembre 2019, de tal manera que permita cubrir los gastos por ajuste en el precio de compra al ICE generación, al ICE transmisión y a su propio sistema, de manera que mantenga el nivel de rédito de Desarrollo requerido para inversión y mantenimiento.*

*Este ajuste se realiza sobre la tarifa vigente según RIE-117-2017 y publicadas en Alcance digital N° 277, Gaceta N° 217 del 16 de noviembre de 2017 (columna 1).*

*Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos sin combustibles, ya que aún se encuentra en periodo de análisis los factores de ajuste por efecto de CVC para el año 2019.*

*El aumento se realiza igual para todo el periodo (12 meses) y para todas las tarifas del sistema de distribución de Coopeguanacaste, excluyendo alumbrado público (columna 2).*

*A partir del 01 de enero del 2019, la tarifa regresa a la tarifa mencionada y establecida en la resolución RIE-117-2017, (columna 3).*

*El cuadro a continuación muestra el detalle de los cambios realizados:*

**Cuadro N° 28**  
**Sistema de distribución, Coopeguanacaste**  
**Estructura de costos y tarifas del sistema de distribución,**  
**2018-2019.**

COOPEGUANACASTE Sistema de distribución		Columna 1	Columna 2	Columna 3	
		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente a partir del 1/ene/2019	Propuesto desde el 1/ene/2019 al 31/dic/2019	Vigente a partir del 1/ene/2020	
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Bloque 0-30	Cargo fijo	1 952,70	2 067,60	1 952,70
	Bloque 31-200	cada kWh	65,09	68,92	65,09
	Bloque 201 y más	kWh adicional	91,76	97,16	91,76
<b>► Tarifa T-CO: comercios y servicios</b>					
○ <b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>					
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	96,03	101,69	96,03
-					
○ <b>Clientes consumo energía y potencia</b>					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	182 460,00	193 200,00	182 460,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	60,82	64,40	60,82
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	Bloque 0-10	Cargo fijo	89 820,10	95 110,50	89 820,10
	Bloque 11 y más	cada kW	8 982,01	9 511,05	8 982,01
<b>► Tarifa T-IN: tarifa Industrial</b>					
○ <b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>					
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	96,03	101,69	96,03
-					
○ <b>Clientes consumo energía y potencia</b>					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	182 460,00	193 200,00	182 460,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	60,82	64,40	60,82
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	Bloque 0-10	Cargo fijo	89 820,10	95 110,50	89 820,10
	Bloque 11 y más	cada kW	8 982,01	9 511,05	8 982,01
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Periodo Punta	cada kWh	80,03	84,74	80,03
	Periodo Valle	cada kWh	69,36	73,45	69,36
	Periodo Noche	cada kWh	61,89	65,54	61,89
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	Periodo Punta	cada kW	3 625,67	3 839,22	3 625,67
	Periodo Valle	cada kW	3 625,67	3 839,22	3 625,67

[...]

## **VI. CONCLUSIONES:**

1. *Mediante oficio COOPEGTE GG335, Coopeguanacaste solicitó un ajuste del 5% para el año 2019, en la tarifa del servicio de distribución de energía eléctrica que presta, a partir del 1 de octubre del 2018.*
2. *Mediante oficio COOPEGTE GG419, Coopeguanacaste presentó, la información solicitada por medio del oficio OF-1144-IE-2018 y solicita un cambio en la solicitud tarifaria, pasando de un 5% al 5,40% el ajuste para el año 2019, en la tarifa del servicio de distribución de energía eléctrica que presta, a partir del 1 de octubre del 2018.*
3. *Como resultado del análisis tarifario realizado por este Ente Regulador se recortó en gastos para el año 2019, ¢ 828,20 millones, donde sobresalen los gastos por depreciación por un monto de ¢826,58 millones.*
4. *Con la incorporación del proyecto Cacao se espera que el sistema de generación de Coopeguanacaste, para el año 2019, supla el 52% de la disponibilidad de energía que requieren sus abonados. Específicamente, el proyecto Cacao contribuye en un 14% a la satisfacción de la demanda.*
5. *Se reconoce un incremento en el costo de peajes de transmisión de ¢3 097,90 millones*
6. *Con base en los análisis técnicos realizados, se propone ajustar en un 5,89% la estructura de costos sin combustible del sistema de distribución que presta Coopeguanacaste para el año 2019, el cual regirá a partir del 1 de enero del 2019.*
7. *En el caso de la tarifa de acceso de Coopeguanacaste, se recomienda un aumento del 9% respecto a la tarifa vigente (¢23,77 colones), la cual regirá a partir del 1 de enero del 2019.*

[...]

- II. Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio IN-0049-IE-2018 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

**1. Consejero del Usuario, Jorge Sanarrusia Aragón, portador de la cédula de identidad No. 5-0302-0917:**

*Relación costo beneficio; se ha señalado en los expedientes ET-32-2018 y ET-33-2018 un apartado específico de inversiones, en el mismo se presentan las justificaciones técnicas cualitativas sobre cada una de las inversiones realizadas.*

- a) *Pese a que se reconoce la importancia de los informes que presentó Coopeguanacaste, cabe destacar que no se encontró en los expedientes un informe cuantitativo que muestre la relación costo - beneficio de cada una de las inversiones realizadas y proyectadas. Es fundamental, que los usuarios tengamos acceso a este tipo de información ya que la relación costo - beneficio precisa si los beneficios superan a los costos, si los beneficios son iguales a los costos o si los costos son mayores que los beneficios o bien, deben presentar un argumento técnico del por qué no se presenta dicho rubro.*

*En ese sentido, como no está de más en los requisitos de admisibilidad, se insta a la Intendencia de Energía de la Autoridad Reguladora en su rol de fiscalizador, que en los casos en que se pueda determinar de manera cuantitativa la relación beneficio costo en las inversiones, procurar que esa información sea incluida dentro del estudio de factibilidad que presentan las empresas y en las revisiones periódicas que se hacen para tal efecto.*

- b) *Satisfacción del servicio que presta Coopeguanacaste; la quinta encuesta sobre acceso y uso de satisfacción de los servicios públicos del 2016 de la Aresep señala que del 100% de los usuarios, un 55,8% opina en relación al servicio que recibe Coopeguanacaste, que el pago mensual por el servicio brindado es muy alto o alto, posicionando a este prestador del servicio eléctrico en la segunda posición más alta entre las ocho empresas prestadoras y también posee el porcentaje más alto sobre identificación de interrupciones sobre el servicio con un 80%.*

*Entre las diferentes consultas realizadas a las personas usuarias sobre los niveles de acceso, uso y percepción de Coopeguanacaste, tiene los indicadores más altos de inconformidad, criterios que deben de considerarse dentro de la decisión de petición de este ajuste tarifario.*

- c) *El Instituto Nacional de Estadística y Censo de Costa Rica, señala que la región Chorotega posee un índice que pobreza total por la línea de*

*pobreza de 23,6 por debajo, así mismo el Plan Nacional de Desarrollo del Gobierno de Costa Rica 2015 – 2018 en el apartado 5.2 Desarrollo Humano e Inclusión Social señala el listado de los 75 distritos de atención prioritaria a nivel nacional e incluye a Nicoya y Santa Cruz, Sardinal y Lepanto de Puntarenas, distritos que reciben servicio eléctrico por parte de Coopeguanacaste.*

*Importa señalar, que estos distritos son incluidos en el listado, a partir de las siguientes variables; distribución de pobres por la línea de pobreza, línea de pobreza extrema y necesidades básicas insatisfechas. En esa línea inquieta, que las familias afectadas por la difícil situación económica y los aumentos tarifarios automáticos de los servicios públicos, además los asociados al costo de la vida se vean perjudicados, teniendo que disminuir el consumo necesario de energía eléctrica en sus hogares y en otros que ni siquiera pueden acceder al servicio por el precio, contribuyendo a acrecentar la brecha de desigualdad social que ya existe afectando la calidad de vida de más personas usuarias de estos servicios públicos.*

- d) Atracción de industrias; las industrias analizan el acceso de los servicios básicos, como un factor imprescindible para la selección de micro y macro localizaciones de nuevas empresas; uno de los factores determinantes en la implementación de proyectos corresponde a la cuantificación de las proyecciones sobre los costos de operación para el funcionamiento de una idea productiva. Si esos valores resultan elevados el proyecto productivo se desplaza hacia otros puntos geográficos.*

*Resulta preocupante que los incrementos tarifarios solicitados por Coopeguanacaste en la tarifa eléctrica evidencia que los costos locales no son competitivos para las empresas, así mismo, los análisis de peticiones tarifarias no toman en consideración los impactos macroeconómicos de los incrementos en la tarifa eléctrica, cuando en este servicio público uno de los que acarrea una incidencia directa en el ámbito económico y social de la zona en donde se presta el servicio público.*

*Existen estudios concretos al respecto, las estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de Integración CENTROAMERICANA (SICA) 2016 ha señalado que Costa Rica está pagando más por el servicio eléctrico comparado con el resto de Centroamérica.*

*La Autoridad Reguladora debe analizar y proyectar los impactos de oferta y demanda en el sector industria, si bien este tema no es de competencia*

*sustantiva de ARESEP estrictamente, sí lo es indirectamente al regular los costos de la energía eléctrica de las industrias.*

- e) Sobre el pliego tarifario; la convocatoria de la audiencia pública con fundamento en los oficios 1077-IE-2018 y lo establecido en los artículos 36 de la Ley 7593 y los artículos 44 al 61 del Decreto Ejecutivo 29732 no presenta claridad sobre la solicitud de fijación tarifaria que propone la empresa para el sistema distribución de energía eléctrica, debido a que la convocatoria de audiencia pública que presentó Coopeguanacaste, solicitó un ajuste de 5% para las tarifas residencial, comercial, servicio e industrial, tarifa media tensión y un 9,94 en la tarifa de acceso.*

*Sin embargo, en el oficio Coopeguanacaste-66419 en el folio 552 del expediente; se indica, se presenta el siguiente cambio en la solicitud tarifaria al solicitar un 5,40 de ajuste del 1° de octubre del 2018 hasta el 1° de diciembre del 2019. El cambio obedece a una formulación del rédito solicitada por ARESEP, cambios en las vacaciones, pólizas y reasignación del canon de distribución, siendo finalmente el ajuste tarifario de un 5% para tarifa residencial, comercio y servicios, industrial, media tensión y un 11,47 en la tarifa de acceso.*

*Queda claro, que el ajuste tarifario que se solicita en esta audiencia pública no obedece a la solicitud de ajuste final presentada por Coopeguanacaste y que fue publicada en la convocatoria, es decir fue modificada y ahora nos están planteando un incremento de esa tarifa.*

*Esta situación genera confusión hacia aquellas personas que tienen un derecho y un interés legítimo de participar activamente en la audiencia pública y reproduce condiciones de desigualdad y vulnerabilidad hacia la participación de los usuarios al no ser clara la información para el usuario lo deja en completa indefensión a los usuarios, violentando el derecho de participación del artículo 9 de la Constitución Política y también, bueno, ahí señalo cuál voto hace referencia a este tipo de indefensión cuando se publica una cosa y cuando al finalmente se está viniendo a esta audiencia por otra solicitud distinta a la que fue convocada, que es el voto de la Sala Cuarta 07008825007-CO.*

- f) Finalmente, la petitoria sería; que se admita la presente oposición con los argumentos aquí esgrimidos, que se rechace la presente solicitud de revisión tarifaria presentada por Coopeguanacaste y que se reprogramar el proceso hasta la convocatoria de audiencia pública, para que se subsane ese error que hay en la convocatoria y se propongan los nuevos cambios y se hagan los ajustes*

*correspondientes para que nuevamente haya un ajuste tarifario y una audiencia pública.*

*A continuación, se procede a dar respuestas a cada uno de los aspectos señalados en el proceso de Audiencia pública:*

- a. En lo que respecta a las inversiones que realizan las empresas reguladas, la Intendencia de Energía ha emitido una serie de criterios regulatorios mediante la resolución RIE-103-2016, con el objetivo de llevar a cabo un proceso de fiscalización de cada una de las obras (micro y macro inversiones) propuestas para cada uno de los servicios públicos regulados desde la concepción de los diferentes proyectos hasta que los mismos cumplan con el principio de ser “útiles y utilizables” y se incorporen en la base tarifaria y tarifa respectivamente.*

*En este sentido, para el caso de las inversiones asociadas al sistema de generación, cada uno de los proyectos propuestos por la petente, tuvieron que pasar por el tamiz del MINAE, quien otorga la concesión de generación, siendo este quien en conjunto con la empresa distribuidora debería de analizar el costo – beneficio de los proyectos propuestos, previo a la incorporación en el Plan de Expansión de la Generación.*

*En lo que respecta a incorporar el análisis costo – beneficio como parte de los requisitos de admisibilidad de una petición tarifaria, si bien es loable lo señalado, los requisitos de admisibilidad establecidos por la Aresep mediante la resolución RRG-6570-2007, son requisitos de forma y no de fondo.*

- b. Efectivamente, la Intendencia de Energía es consciente que la calidad y la satisfacción del usuario por el servicio público prestado es fundamental como contraprestación por el pago que realiza el usuario. En este sentido, la IE ha realizado esfuerzos significativos en promover las Normas de Calidad del suministro eléctrico acordes con las necesidades del mercado, donde se define la obligatoriedad de cumplir con la cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima del servicio.*
- c. La Intendencia de Energía comparte la preocupación mostrada por el Consejero del Usuario respecto a las características socioeconómicas de la zona de concesión de la empresa distribuidora y las implicaciones que representa un incremento tarifario. En este sentido, la IE realizó un esfuerzo por asegurar que cada uno de los costos y gastos incorporados en el algoritmo*

*tarifario están debidamente justificados y estrechamente relacionados con la prestación del servicio, tal y como lo exige el artículo 32 de la Ley No. 7593 y al principio de servicio al costo.*

- d. *En lo que respecta a la atracción de inversión y las repercusiones que provocan los ajustes tarifarios recurrentes. En este caso particular, es preciso indicar que, en los últimos años, el servicio de generación y distribución que presta Coopeguanacaste han estado sujetos a fijaciones a la baja de sus tarifas por diferentes circunstancias técnicas. No obstante, es claro que dicha tendencia no se puede mantener en el tiempo cuando la petente incorpora proyectos de generación de energía, que le permitirá a los usuarios disponer de un costo por la misma menor al costo ofrecido por el ICE.*

*No obstante, su preocupación no ocupa sólo a Coopeguanacaste, sino a todo el país, independientemente de la empresa distribuidora, y la Intendencia de Energía ha sido enérgica en recalcarlo, dadas las estructuraciones financieras de los proyectos, la visión individualista, sobrecostos en inversiones, plazos de recuperación costos, etc. lo cual ha provocado una presión significativa en las tarifas. En este sentido, la IE ha llevado a cabo un proceso de análisis tarifario que garantice a los diferentes usuarios que los costos y gastos incorporados en las tarifas de los sistemas de generación y distribución de energía están relacionados con la prestación del servicio y se apegan al principio de servicio al costo.*

- e. *Se le indica al oponente; que el petente que mediante el oficio GG419 con fecha del 17 de agosto (folios 552 al 555), Coopeguanacaste presentó una modificación a las solicitudes de ajuste tarifario para los sistemas de generación y distribución, la cual fue modificada según el oficio GG420 con fecha ambos del 17 de agosto (folio 226).*

*Como resultado de lo anterior, la propuesta tarifaria indicada según la publicación en el Diario Oficial La Gaceta, es diferente a lo pretendido por el petente. Lo cual evidentemente afecta directamente la participación de los usuarios en el proceso de Audiencia Pública, incluso hasta propiciar que el análisis ya realizado por estos no tenga sentido técnico dado que lo pretendido por la empresa distribuidora vario. A raíz de lo anterior, la IE acoge la oposición propuesta por el Consejero al Usuario de realizar una nueva audiencia pública en la cual se exponga la información que fundamente el porcentaje de ajuste solicitado, para lo cual emitió la resolución RE-0093-IE-2018 motivando el acto.*

*También se le hace saber que de conformidad con lo establecido en la Ley No. 7593 los prestadores de servicios públicos deberán presentar, por lo menos una vez al año un estudio tarifario ordinario, no limitándolo a la presentación de un estudio plurianual, y corresponde a esta Autoridad Reguladora el modificar, aprobar o rechazar esas peticiones. Es importante recalcar al oponente que el resultado final de las peticiones conlleva un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal forma que el resultado pueda garantizar el equilibrio social y financiero de la empresa, así como armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos. Otro punto importante de hacerle ver al oponente es la responsabilidad que tiene esta Autoridad de velar porque se cumpla el principio de “servicio al costo” y, por consiguiente, excluir gastos desproporcionados y gastos que no estén relacionados con la prestación del servicio público.*

**2. Yalile Carrera Blanco, portadora de la cédula de identidad n.º1-0334-0843:**

*Indico la oponente, para mí es un enorme orgullo y satisfacción estar participando de esta audiencia pública y quiero externar que, yo no estoy de acuerdo con este aumento. Muchos de los puntos que yo iba a externar ya fueron expuestos por el compañero que me antecedió, por lo tanto, voy a ser breve y voy a justificar mi desacuerdo en que hay mucha, mucha gente, especialmente en las costas, y no nos vayamos tan largo, a escasos 10 minutos del centro de Santa Cruz, que tienen que estar cocinando con leña, porque no pueden pagar la tarifa. Me parece una injusticia aumentarles la tarifa a estas personas que son las más vulnerables.*

- a. *Al respecto, se le indica a la señora Carrera que de conformidad con lo establecido en la Ley de la Autoridad Reguladora, las empresas reguladas tienen la potestad de presentar al menos una vez al año un estudio tarifario ordinario. Así como, la Autoridad Reguladora tiene la potestad de modificar, aprobar o rechazar esas peticiones, previa valoración técnica y en estricto apego a las metodologías tarifarias vigentes.*

*En este sentido, el resultado que se obtenga del análisis tarifario por parte de la IE, debe garantizar el equilibrio financiero de la empresa, así como, armonizar*

los intereses de los usuarios y prestadores de los servicios públicos bajo el principio de “servicio al costo”.

**3. Bedyn Álvarez Gutiérrez, portador de la cédula de identidad n.º5-0098-0723:**

*Presento mi oposición a la solicitud del aumento que pretende Coopeguanacaste de las tarifas eléctricas en el porcentaje establecido. Ya el compañero que hizo de primero uso de la palabra manifestaba cosas que son muy ciertas en nuestro Guanacaste, tenemos un 23% de pobreza en la región y las tarifas eléctricas golpean más duro a los que menos tienen, y ya por ahí mencionaba doña Yalile la situación de que hay gente en estos momentos que está haciendo uso de otro tipo de energía para cocinar, porque no puede pagar lo del servicio eléctrico que está saliendo ya muy caro. Además, la gente tiene que valerse de muchos artificios para poder hacerle frente al consumo de energía eléctrica, como es el caso de tener que, por las noches no dejar luces prendidas como antes se hacía, porque por ahí se dice, con buen suceso, que una luz encendida por las noches es un guarda que está vigilando, pero tampoco ya no se puede dejar la luz encendida por las noches, porque implica más alto consumo. Por lo tanto, no es justo que Coopeguanacaste aumente el precio de la electricidad. Por otra parte, ya vimos que adolece de una buena presentación la solicitud tarifaria, porque presentaron una cosa y aquí lo que estamos hablando es otra situación que no es la que se presentó, entonces eso sencillamente no procede. Por eso es mi oposición a que se aumenten las tarifas eléctricas en Coopeguanacaste.*

- a. *Es importante indicarle al Sr. Álvarez, que el resultado final de las peticiones conlleva un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal forma que el resultado pueda garantizar el equilibrio social y financiero de la empresa, así como armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos. Otro punto importante de hacerle ver al oponente es la responsabilidad que tiene esta Autoridad de velar porque se cumpla el principio de “servicio al costo” y, por consiguiente, excluir gastos desproporcionados y gastos que no estén relacionados con la prestación del servicio público.*

*En lo que respecta a la diferencia entre la propuesta tarifaria indicada según la publicación en el Diario Oficial La Gaceta y lo pretendido por el petente. La Intendencia de Energía comparte la preocupación, ya que provoca una*

*afectación directa en la participación de los usuarios en el proceso de Audiencia Pública, incluso hasta propiciar que el análisis ya realizado por estos no tenga sentido técnico dado que lo pretendido por la empresa distribuidora vario. A raíz de lo anterior, la IE acoge la oposición propuesta por el Consejero al Usuario y otros opositores de realizar una nueva audiencia pública en la cual se exponga la información que fundamenta el porcentaje de ajuste solicitado, para lo cual emitió la resolución RE-0093-IE-2018 motivando el acto.*

**4. José María Matarrita Mendoza, portador de la cédula de identidad n.º5-0105-0449**

*Indica el oponente, Compañeros, el 14 de agosto a las dos de la tarde, yo estuve en una audiencia con personeros de Coopeguanacaste, investigando sobre el tema y aquí no se mencionó algo que sí me lo dijeron en la reunión, que hay un hueco financiero. Entonces, estamos partiendo de que esta solicitud de aumento va a cubrir este hueco que no nos dicen cuánto es, una deficiencia de nuestra empresa, nos falta información. Yo quisiera decirles a los compañeros de la Autoridad Reguladora, que este no es el momento para que Coopeguanacaste pida aumento, tenemos el gran temor del Plan Fiscal, se nos viene, porque va a ser una realidad. Le colocamos de esta solicitud de un 5%, ¿cuánto va a ser el costo? el compañero, disculpe el nombre, compañero que presentó aquí, dice que no hay información de beneficio costo, solo nos dicen que es más barato que el ICE, que es más barato que el ICE, pero no lo demuestran.*

- a. *Es importante indicarle al Sr. Matarrita, que el resultado final de las peticiones conlleva un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal forma que el resultado pueda garantizar el equilibrio social y financiero de la empresa, así como armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos. Otro punto importante de hacerle ver al oponente es la responsabilidad que tiene esta Autoridad de velar porque se cumpla el principio de “servicio al costo” y, por consiguiente, excluir gastos desproporcionados y gastos que no estén relacionados con la prestación del servicio público.*

**5. John Hendy Parker May, portador de la cédula de identidad nº7-0041-09276**

*Se opone rotundamente al aumento por una razón fundamental, la electricidad del país es cara y en Coopeguanacaste también. Indica que la cooperativa si tiene problemas financieros que revise su estructura administrativa, ya que se han realizado aumentos exorbitantes a todas las gerencias y a todas las jefaturas. Sigue indicando que lo solicito al comité de vigilancia y nos consulta que, si se les puede negar la información a los asociados, y que no debe ser información de tipo de confidencialidad. Sigue indicando que quiere hacer algunas propuestas, si hay problema económico financiero que las dietas que reciben los diferentes cuerpos directivos sean reducidas o se eliminen, de igual forma los viajes al extranjero y revisión de las contrataciones que hace la cooperativa porque hay empleados con tiempo ocioso, que se revisen los salarios de los altos jefarcas y las jefaturas sus aumentos salariales, considera controlar el aspecto administrativo donde probablemente hay derroche de dinero de la cooperativa, dinero de los asociados. Indican que los aumentos de gasolina y plan fiscal son pagados por todos los usuarios al igual que el aumento de la electricidad de la zona, y el costo de la canasta básica; por todo lo anterior me opongo rotundamente y completamente en contra del aumento.*

- a. Se le indica al Sr. Parker, que de conformidad con lo establecido por la Ley No 7593, la Autoridad Reguladora no puede coadministrar o inmiscuirse en gestiones gerenciales u organizativas de la Cooperativa.*

*No obstante, la Aresep tiene la obligación de validar cada uno de los costos y gastos propuestos por la petente para los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica y a la luz de lo indicado en el artículo 32 de la Ley No. 7593, definir si los mismos son asociados al servicio público prestado o son desproporcionados o ajenos.*

**6. Esaú Álvarez Espinoza, portador de la cédula de identidad n°.5-0110-0219:**

*Esta sorprendido por el hueco financiero, y que le preocupa enormemente, que siempre ha confiado en la administración de Coopeguanacaste, pero como humanos se pueden cometer errores y si el comité de vigilancia no está haciendo su trabajo, pues lógicamente nadie se da cuenta.*

*Le preocupa los aumentos desproporcionados en los salarios a diferentes niveles y a todos los empleados de alta gerencia; así como la confidencialidad de los salarios.*

*Y para finalizar se opone rotundamente al aumento ya que es micro, mini empresario y se preocupa porque va a afectar el hogar y al micronegocio y a todos.*

- a. Se le indica al Sr. Álvarez, que de conformidad con lo establecido por la Ley No 7593, la Autoridad Reguladora no puede coadministrar o inmiscuirse en gestiones gerenciales u organizativas de la Cooperativa.*

*No obstante, la Aresep tiene la obligación de validar cada uno de los costos y gastos propuestos por la petente para los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica y a la luz de lo indicado en el artículo 32 de la Ley No. 7593, definir si los mismos son asociados al servicio público prestado o son desproporcionados o ajenos.*

**7. Domingo Angulo Obando, portador de la cédula de identidad n.°5-0146-0534:**

*Indica el oponente, porque lo presentado por Coopeguanacaste en la audiencia es diferente a lo indicado inicialmente. Y por la falta de liquidez, el cual le toca demostrar a la Cooperativa.*

- a. En lo que respecta a la diferencia entre la propuesta tarifaria indicada según la publicación en el Diario Oficial La Gaceta y lo pretendido por el petente. La Intendencia de Energía comparte la preocupación, ya que provoca una afectación directa en la participación de los usuarios en el proceso de Audiencia Pública, incluso hasta propiciar que el análisis ya realizado por estos no tenga sentido técnico dado que lo pretendido por la empresa distribuidora varío. A raíz de lo anterior, la IE acoge la oposición propuesta por el Consejero al Usuario y otros opositores de realizar una nueva audiencia pública en la cual se exponga la información que fundamenta el porcentaje de ajuste solicitado, para lo cual emitió la resolución RE-0093-IE-2018 motivando el acto.*
- b. En lo que respecta a los problemas de facturación, se le insta al Sr. Angulo a que interponga la queja en Coopeguanacaste, si la respuesta de la empresa distribuidora no es en tiempo, la queja la puede interponer en la Dirección General de Servicio al Usuario de la Aresep.*

**8. Ivonne Espinoza Rosales, portador de la cédula de identidad n.° 5-0279-0120:**

*La cooperativa tiene varios proyectos que ya están en funcionamiento, otros por iniciar y nos indican a los asociados que los proyectos como condición es que la electricidad va a costar menos que la del ICE, no es una buena comparación con el ICE porque otros servicios son más baratos y el servicio de la cooperativa como indico el defensor de los usuarios es la segunda más cara a nivel nacional. Además, cita que el defensor del usuario indicó que no se ocupa el aumento pero que no está muy seguro de esto último, por lo que se opone completamente, si tienen problemas de liquidez por no proveer todo y no planificar no es justo que los usuarios paguemos esa falta de planificación.*

- a. *Es importante indicarle a la Sra. Espinoza, que el resultado final de las peticiones conlleva un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal forma que el resultado pueda garantizar el equilibrio social y financiero de la empresa, así como armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos. Otro punto importante de hacerle ver al oponente es la responsabilidad que tiene esta Autoridad de velar porque se cumpla el principio de “servicio al costo” y, por consiguiente, excluir gastos desproporcionados y gastos que no estén relacionados con la prestación del servicio público.*

*En lo que respecta a las inversiones de largo plazo, las mismas obedecen a cubrir una necesidad de demanda de energía o a un factor costo, el cual debe ser explicado o justificado ante la Aresep. En este sentido, si el costo de los proyectos propuestos por la cooperativa presentase un costo por kWh mayor al que dispone el ICE, siendo este último en que provee de energía a Coopeguanacaste para atender sus necesidades, la Aresep sólo le reconocerá como costo máximo el costo del ICE, lo cual garantiza al usuario que no se reconocerán costos o inversiones desproporcionadas en relación con gastos normales para la prestación del servicio público.*

**9. Grace Pérez Gutiérrez, portadora de la cédula de identidad n.° 5-0117-0625:**

*Se opongo rotundamente al aumento de la Coopeguanacaste, ya que tenía que haber planificado bien este aumento, dado a que aquí tenemos muchos líderes comunales y también tenemos muchos asociados que participamos en la*

*asamblea y somos conocedores de las actividades de Coopeguanacaste. Por lo tanto, no estamos de acuerdo en este aumento, porque sabemos las actividades que Coopeguanacaste realiza y que es injusto que se muestre ahora en déficit económico.*

- a. *Es importante indicarle al Sr. Pérez, que el resultado final de las peticiones conlleva un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal forma que el resultado pueda garantizar el equilibrio social y financiero de la empresa, así como armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos. Otro punto importante de hacerle ver al oponente es la responsabilidad que tiene esta Autoridad de velar porque se cumpla el principio de “servicio al costo” y, por consiguiente, excluir gastos desproporcionados y gastos que no estén relacionados con la prestación del servicio público.*

*Como resultado de la nueva audiencia pública celebrada el día 8 de noviembre del 2018, de conformidad con el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley N° 7593) y los artículos 45 y 49 del Reglamento de la cita Ley (Decreto N° 29732-MP).*

*De acuerdo con el informe IN-0074-DGAU-2018 correspondiente al informe de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, se recibieron las siguientes oposiciones y coadyuvancias adicionales a los estudios tarifarios propuestos por Coopeguanacaste para los sistemas de generación y distribución, las cuales se analizan de seguido.*

**1. Gerardo Martín Araya Naranjo, cédula de identidad No. 5-0290-0356:**

*Indica el oponente que se refiere al expediente de distribución en modalidad de coadyuvante e indica que tiene un terreno en Magencio que suplido por el ICE y hace una comparación entre precios y calidad del servicio de Coopeguanacaste y el ICE. Indica, además, que en la información que brinda la Aresep se puede ver que la tarifa de Coopeguanacaste es la más baja de todas las distribuidoras.*

*Indica el oponente que cuando se compara la tarifas a nivel Centroamericano hay que tomar en cuenta que existe un fuerte subsidio, por lo que no se vale decir que a nivel centroamericano la tarifa es más competitiva que en Costa Rica, pues si nos ponen a todos igual, Costa Rica es mucho más competitivo. Agrega, que la inflación acumulada del 2013, 2012 hasta la fecha es del 18% y*

*Coopeguanacaste acaba de recibir un 2,67% de ajuste, o sea tiene un rezago de un 14% y que le agradó lo expuesto por el defensor del usuario cuando habla de hacer una revisión tarifaria justa.*

*Explica el oponente sobre el proceso de reconocimiento de las inversiones por parte de la Aresep y que no necesariamente por que se haya presupuestado, o estén los materiales es todo y ya, si no que hasta que empiece a funcionar se reconoce la inversión o de ese servicio de la deuda debe ser considerada en la tarifa.*

*Aclara el oponente que los aumentos no son una suma en cascada, que el aumento final es del 5,40% y del 16,45% para el sistema propio de generación, y hace una explicación del porque la tarifa de acceso, y que es para la generación distribuida. Considera importante que retrotraer la audiencia provoca un reconocimiento por parte de la Aresep de lo que está sucediendo con el tipo de cambio ya que muchas de las compras son hechas en el extranjero y hay que pagarlos en dólares.*

*Indica el oponente que gracias a Dios Coopeguanacaste pudo hacer inversión en generación, ya que en los próximos cinco años no van a haber más proyectos de generación por la directriz que hay, y con estas inversiones generan con un costo más bajo que si todo lo comprara al ICE y eso gracias al esfuerzo de todo un equipo, aún con gente que cuestionó en su momento esas inversiones.*

- a. Se le agradece al Sr. Araya sus observaciones, las cuales fueron tomadas en cuenta en el presente análisis tarifario.*

## **2. Gerardo Gutiérrez García, cédula de identidad No. 1-0862-0699:**

*Indica el oponente que todo está muy caro, pero efectivamente Coopeguanacaste tiene una tarifa residencial la más baja. Indica, además, que nadie puede cuestionar el sentido social de la Cooperativa, pero hay un tema de proporcionalidad de los costos y es que del 2012 a la fecha el costo de la vida anda un poco más del 18%, los aumentos de la tarifa eléctrica llegaban al cuatro punto y resto, digamos que autoriza el 5,4 no llega ni a la mitad de lo que ha incrementado el costo de vida en los últimos años, eso es objetivo.*

*Se le agradece al Sr. Gutiérrez sus observaciones, las cuales fueron tomadas en cuenta en el presente análisis tarifario.*

*[...]*

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas del sistema de distribución que presta Coopeguanacaste a partir del 1 de enero de 2019, tal y como se dispone;

**POR TANTO  
EI INTENDENTE DE ENERGÍA  
RESUELVE:**

- I. Fijar las tarifas del sistema de distribución que presta Coopeguanacaste a partir del 1 de enero de 2019 y hasta el 31 de diciembre del 2019, de la siguiente manera:

COOPEGUANACASTE Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige desde el 1/ene/2019 al 31/dic/2019	Rige a partir del 1/ene/2020
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-30	Cargo fijo	2 067,60	1 952,70
Bloque 31-200	cada kWh	68,92	65,09
Bloque 201 y más	kWh adicional	97,16	91,76
<b>► Tarifa T-CO: comercios y servicios</b>			
○ <b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	101,69	96,03
-			
○ <b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	193 200,00	182 460,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	64,40	60,82
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-10	Cargo fijo	95 110,50	89 820,10
Bloque 11 y más	cada kW	9 511,05	8 982,01
<b>► Tarifa T-IN: tarifa Industrial</b>			
○ <b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	101,69	96,03
-			
○ <b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	193 200,00	182 460,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	64,40	60,82
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-10	Cargo fijo	95 110,50	89 820,10
Bloque 11 y más	cada kW	9 511,05	8 982,01
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta	cada kWh	84,74	80,03
Periodo Valle	cada kWh	73,45	69,36
Periodo Noche	cada kWh	65,54	61,89
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta	cada kW	3 839,22	3 625,67
Periodo Valle	cada kW	3 839,22	3 625,67

- II. Fijar la tarifa de acceso del sistema de distribución que presta Coopeguanacaste a partir del 1 de enero de 2019 y hasta el 31 de diciembre del 2019, de la siguiente manera:

		Vigente	Propuesta	$\Delta$ Abosuta	$\Delta$ Abosuta
Tarifa acceso	cada kWh	21,8	23,77	1,97	9,00%

- III. Tener como respuesta a las oposiciones lo externado en el Considerando II de esta 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, Intendente.—1 vez.—O.C. N° 9006-2018.—Solicitud N° 265-2018.—( IN2019309907 ).

**INTENDENCIA DE ENERGÍA**  
**RE-0124-IE-2018 del 21 de diciembre de 2018**

**APLICACIÓN ANUAL DE OFICIO DE LA “METODOLOGÍA DE FIJACIÓN DE TARIFAS PARA GENERADORES PRIVADOS (LEY 7200) QUE FIRMEN UN NUEVO CONTRATO DE COMPRA Y VENTA DE ELECTRICIDAD CON EL ICE”**

**ET-060-2018**

**RESULTANDO:**

- I. Que el 7 de mayo del 2010, mediante la resolución RJD-009-2010, se aprobó la “Metodología de fijación de tarifas para generadores privados (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra y venta de electricidad con el ICE”, publicada en La Gaceta No. 109 del 7 de junio del 2010. Modificada mediante las resoluciones aprobadas por la Junta Directiva RJD-027-2014 publicada en el Alcance No. 10 a La Gaceta No. 65 del 2 de abril de 2014 y RJD-017-2016 publicada en el Alcance No. 17 a la Gaceta No. 31 del 15 de febrero de 2016.
- II. Que el 21 de diciembre de 2017, mediante el oficio 2049-IE-2017, la Intendencia de Energía (IE) solicitó al Departamento de Gestión Documental la conformación de un nuevo expediente “OT” para documentar toda la información relacionada con el cumplimiento de lo establecido en la metodología RJD-009-2010, en lo que respecta a la información financiera auditada que deben presentar los generadores privados. Para tales efectos se realizó la apertura del expediente OT-399-2017 en el cual consta la información remitida por los generadores privados y las gestiones realizadas por la IE para tales efectos.
- III. Que el 12 de enero de 2018, mediante la resolución RIE-001-2018, la Intendencia de Energía (IE) resolvió fijar las tarifas vigentes para los generadores privados existentes, la cual fue publicada en el Alcance No. 9 a La Gaceta No. 9 del 18 de enero de 2018.
- IV. Que durante el 2018, según consta en el expediente OT-399-2019, la IE procedió a solicitar a los generadores privados la información financiera auditada, de conformidad con la dispuesto en la metodología RJD-009-2010.

- V. Que el 18 de octubre de 2018, mediante el oficio OF-1437-IE-2018, la IE solicitó al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del presente expediente, y (en el mismo oficio), a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) la programación de la respectiva nota explicativa y convocatoria a audiencia pública para la aplicación de oficio de la tarifa para generadores privados (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra y venta de electricidad con el ICE.
- VI. Que el 28 de octubre de 2018, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en la Gaceta No. 199, así como también en los diarios de circulación nacional La Extra y La Teja el 29 de octubre de 2018, siendo el 2 de noviembre de 2018 la fecha programada para la nota explicativa y el 23 de noviembre de 2018 la fecha programada para llevar a cabo la audiencia pública.
- VII. Que el 23 de noviembre de 2018 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la *respectiva* audiencia pública. El 29 de noviembre del 2018, mediante el oficio IN-0091-DGAU-2018, la Dirección General de Atención al Usuario emitió el informe de Oposiciones y Coadyuvancias de la audiencia mencionada, en donde se recibieron 3 posiciones.
- VIII. Que el 21 de diciembre de 2018, mediante el informe técnico IN-0065-IE-2018, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar las tarifas para los generadores privados existentes que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

### **CONSIDERANDO:**

- I. Que del informe técnico IN-0065-IE-2018, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

### **III. ANÁLISIS DEL ASUNTO**

#### **1. Aplicación de la metodología**

*En este apartado se presenta el detalle de la aplicación de oficio de la "Metodología de fijación de tarifas para generadores privados (Ley No. 7200) que firmen un nuevo contrato de compra y venta de electricidad con el ICE" según la resolución RJD-009-2010 y sus modificaciones aprobadas en las resoluciones RJD-027-2014 y RJD-017-2016.*

La respectiva tarifa se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$TR = \frac{Ca + (I * Xu * Ke)}{(8760 * Fp)}$$

Donde:

*Ca* son los costos de explotación unitarios promedios por kW,

*I* es la inversión unitaria promedio por kW instalado,

*Xu* es el factor promedio de antigüedad de las plantas,

*Ke* es el costo del capital,

*Fp* es el factor de planta (carga), y,

*TR* es la tarifa de referencia.

A continuación, se detalla la forma en que se realizó el cálculo de cada una de las variables de dicha ecuación.

## **2. Información financiera auditada según la resolución RJD-009-2010:**

De conformidad con la metodología dictada por medio de la resolución RJD-009-2010, se establece que: “Los generadores privados que le vendan energía eléctrica al ICE al amparo de la Ley N° 7200 tendrán la obligación de presentar a la Aresep la información financiera auditada que esta disponga, especialmente lo referente a: gastos operativos y de mantenimiento, administrativos y gastos de inversión individual; así como su debida justificación, que permita al Ente Regulador disponer de la mayor y mejor cantidad de información necesaria para el ajuste del modelo a las condiciones operativas reales. Mientras no se disponga de la información que se detalla en el párrafo anterior o en forma complementaria a esta situación, la Autoridad Reguladora calculará el modelo con la información que se disponga.”

Al respecto, a la fecha de emisión del presente informe, los generadores privados existentes que aportaron satisfactoriamente la información financiera auditada según consta en el expediente (OT-399-2017) son:

- G.P. Confidencial (RIE-003-2018)
- Rebeca La Marina
- Platanar
- G.P. Confidencial (RE-0083-IE-2018)
- Volcán
- Don Pedro
- G.P. Confidencial (RIE-052-2018 (2 plantas) y RE-0082-IE-2018 (información adicional).)
- PESA

El resto de los generadores privados existentes no la aportaron, por lo cual no pudo ser utilizada en la presente fijación tarifaria y se evidencia el incumplimiento

*respectivo de conformidad con lo resuelto en la metodología según la resolución RJD-009-2010 y sus modificaciones.*

### **3. Costos de explotación (Ca)**

*De acuerdo con la metodología aprobada mediante la resolución RJD-009-2010 y sus modificaciones según las resoluciones RJD-027-2014 y RJD-017-2016, el costo de explotación representa los costos necesarios para mantener y operar una planta en condiciones normales para nuestro país. No incluye gastos de depreciación ni gastos financieros.*

*El cálculo de este valor parte de la determinación de una muestra de los costos de explotación (operación, mantenimiento y administrativos) de plantas eléctricas, en la medida de lo posible similares a las plantas que se pretende tarifar.*

*De acuerdo con la metodología contenida en la resolución RJD-027-2014, si no es posible obtener información actualizada de los costos de explotación, estos se podrán actualizar de acuerdo con el índice de precios al productor local, siendo la fuente oficial para esto [www.bccr.fi.cr](http://www.bccr.fi.cr).*

*La muestra está conformada por costos de operación, mantenimiento y administrativos de plantas hidroeléctricas y eólicas existentes Ley 7200 que operan en el país excluyendo (si procediere) aquellas plantas que estén dos desviaciones por encima o por debajo del rango que establece la regla empírica del Teorema de Chebyshev.*

*La información y la muestra utilizada para calcular los costos de explotación, consta de 9 plantas, que se detallan a continuación:*

- *G.P. Confidencial (RIE-003-2018), Rebeca La Marina, Platanar, G.P. Confidencial (RE-0083-IE-2018), Volcán, Don Pedro, G.P. Confidencial 1 y G.P. Confidencial 2 (RIE-0052-2018 (2 plantas) y RE-0082-IE-2018, información adicional), y, Plantas Eólicas.*

*Según la metodología, la información de costos de explotación se debe actualizar por medio del Índice de Precios al Productor Industrial (IPPI) de Costa Rica; sin embargo, dado que este índice dejó de ser calculado por el Banco Central de Costa Rica en diciembre del 2014 y que en su lugar se calcula el Índice de Precios al Productor de la Manufactura (IPP-MAN), se utiliza este último.*

*Así las cosas, se obtienen los costos de explotación mediante la consulta y análisis de los estados financieros auditados de las plantas en colones de cada planta en su respectiva fecha original, para así indexarlos por el índice correspondiente hasta agosto de 2018, y luego, convertirlos a dólares con el tipo*

*de cambio de venta promedio de agosto de 2018. Luego, se aplica el procedimiento de exclusión de valores extremos, el mismo que se utiliza para la determinación de los costos de inversión (Teorema de Chebyshev), y se excluyen (cuando corresponde) aquellas plantas cuyos costos de explotación exceden el límite superior o inferior determinados. Así las cosas, el costo de explotación indexado y en dólares de cada una de estas plantas se multiplicó por el peso relativo que tiene la planta según su capacidad instalada. Estos últimos valores se suman y da como resultado el costo de explotación para esta fijación tarifaria.*

*El costo de explotación que resulta de aplicar el método de cálculo descrito es de \$155,67 por kW (ver anexo No.1).*

#### **4. Costos de Inversión (I)**

*De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, el costo de inversión representa los costos totales necesarios para construir una planta de generación en condiciones normales para nuestro país.*

*El cálculo de este valor parte de la determinación de una muestra de los costos de inversión de plantas eléctricas, en la medida de lo posible similares a las plantas que se pretende tarifar.*

*Según la metodología, al igual que con la actualización del costo de explotación, si no es posible obtener información actualizada de los costos de inversión, estos se podrán actualizar de acuerdo con el índice representativo de precios al productor de los Estados Unidos, utilizando para esto la página web [www.bls.gov](http://www.bls.gov).*

*Se calculó mediante el promedio ponderado de los valores de las plantas nacionales e internacionales según la muestra de plantas disponible. Se ponderó por medio de la relación entre la capacidad instalada de la planta con relación a la capacidad instalada de la muestra utilizada.*

*La información y la muestra utilizada para calcular los costos de inversión, consta de 61 plantas (previa exclusión de valores extremos), información que fue obtenida de cuatro fuentes de información, según se detalla:*

- *Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2018-2035, publicado por el Consejo de Electrificación de América Central-Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (CEAC-GTPIR),*
- *Los datos de plantas hidroeléctricas privadas que solicitaron fijaciones tarifarias y de los cuales la Autoridad Reguladora realizó informes*

técnicos. En este sentido, se utilizó información de la última fijación tarifaria (RIE-037-2015, ET-139-2014),

- Los datos de las plantas hidroeléctricas participantes en la Convocatoria N° 01-2012 (anexo No. 2), y,
- La Convocatoria N° 02-2014 (anexo No. 3) del ICE, excepto los datos del proyecto San Joaquín Los Santos, considerando que su capacidad excede los 20 MW.

Los datos de las plantas provenientes del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación se encuentran actualizados a enero 2016, los datos de plantas que solicitaron fijaciones tarifarias ante la Aresep se encuentran actualizadas al año 2011, los datos de la primera convocatoria del ICE se encuentran a octubre 2012 y los de la segunda convocatoria a febrero 2014, de forma tal que esta información se indexa con el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos (IPP-EEUU) para construcciones nuevas (“Inputs to new construction, godos”) obtenido del “Bureau of Labor Statistics” (Series Id WPUIP2310001) hasta agosto de 2018.

De acuerdo con regla empírica del Teorema de Chebyshev, es posible determinar valores atípicos extremos mediante límites establecidos por la desviación estándar de la serie de datos. En un rango confeccionado por dos desviaciones estándar por arriba y dos por debajo del promedio, se encuentran dos plantas fuera de los límites indicados (proyectos código HO-TABLON y CR-PIEDRAS NEGRAS), que se consideran valores atípicos y se recomienda su exclusión del presente análisis.

Así las cosas, el costo de inversión promedio ponderado que resulta de seguir el método de cálculo descrito es de \$3 695,31 por kW (ver anexo No. 4).

## **5. Factor de planta (Fp)**

El factor de carga (o de planta) mide el promedio del tiempo de operación de una planta o conjunto de ellas.

Para obtener el factor de planta, se consideró únicamente las plantas privadas existentes de generación eléctrica con información para los últimos tres años disponibles (2015-2017) considerando los dispuesto en la metodología: “se trata de información que se ajuste, en la medida de lo posible, a la realidad de las plantas que se trata de tarifar.” Además, se consideran las plantas que generaron durante al menos 10 meses del año.

Para los años 2015 y 2016, se utilizaron los valores contenidos en la resolución RIE-001-2018 (ajustados de acuerdo con la posición admitida del ICE), mientras

que para el 2017, se sigue un procedimiento similar con los datos de las plantas para ese año.

Según la metodología, el factor de planta se obtuvo para cada planta de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Fp_i = \frac{kWh_i}{(kW_i * 365 * 24)}$$

Donde,

$kWh_i$  = es la generación anual, y,

$kW_i$  = es la capacidad instalada

Luego, el factor de planta anual se obtiene del promedio ponderado de los factores de planta de las plantas de la muestra. La ponderación se realizó con base en la capacidad instalada de cada planta. De acuerdo con lo anterior, el factor de planta total se obtiene del promedio ponderado de los factores de planta anuales, donde la ponderación se realiza con base en la capacidad instalada de cada uno de los años mencionados.

Por lo tanto, aplicando los métodos descritos, da como resultado un factor de planta de 49,56% (ver anexo No. 5).

## **6. Factor de antigüedad ( $X_u$ )**

El factor de antigüedad mide la antigüedad promedio de las plantas, expresadas en función de su valor remanente, dado el tiempo en que las plantas han estado en operación.

Para calcular el factor de antigüedad se considera únicamente las plantas de generación privada existentes, considerando lo que la metodología indica sobre este apartado: “se trata de información que se ajuste, en la medida de lo posible, a la realidad de las plantas que se trata de tarifar.”

Se utilizó la información disponible para los últimos tres años (2015-2017), según la base de datos de la Autoridad Reguladora. La antigüedad máxima es de 40 años debido a que es la vida útil contable de este tipo de activos.

Según la metodología, el factor de antigüedad de las plantas de la muestra se estimó por medio de la siguiente fórmula:

$$X_u = \frac{40 - V_o}{40} * (1 - 10\%) + 10\%$$

Donde,

$V_u$  = es la vida útil de las plantas para generación eléctrica (40 años)

$V_o$  = es la vida en operación promedio

$V_r$  = es la vida residual de las plantas (10%)

La vida en operación ( $V_o$ ) de cada planta se calcula como la diferencia entre la fecha en que cada planta entró a operar y el 31 de diciembre del año inmediato anterior al cálculo de tarifas, en este caso 31 de diciembre 2017. El promedio de la vida en operación de la muestra o población se calcula como un promedio ponderado de las antigüedades de las diferentes plantas, ponderadas según la capacidad instalada de cada planta en particular.

Por lo tanto, aplicando los métodos descritos, da como resultado una vida en operación promedio de 20,60 años (ver anexo No. 6) y un factor de antigüedad de 53,66% (ver anexo No. 7).

## **7. Rentabilidad ( $K_e$ )**

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 ( $K_L$ ): 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 es de 2,24% (ver anexo No. 8).

- Prima por riesgo ( $P_R$ ): se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)" de la siguiente dirección: [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/implpr.html](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/implpr.html)

Por lo tanto, el promedio de prima por riesgo de los últimos 5 años es de 5,53% (ver anexo No. 9).

- *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](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/ctrypre.html).*

El valor del riesgo país utilizado es de 3,53%, que corresponde al promedio de los últimos 5 años del riesgo específico para Costa Rica (ver anexo No. 10).

- *Beta desapalancada ( $\beta_d$ ): 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](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html).*

Para calcular el promedio de los últimos cinco años para el beta desapalancado, se utiliza la siguiente dirección web [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/dataarchived.html](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html), según solicitado en audiencia pública. Este valor debe ser apalancado según la metodología RJD-027-2014 ( $\beta_a$ ).

El beta desapalancado promedio obtenido es de 0,3196 (ver Anexo No. 11).

- *Relación entre deuda y capital propio ( $D/K_p$ ): Se estima con la fórmula  $D/K_p = \psi / (1 - \psi)$ , donde  $\psi$  es el apalancamiento financiero. Sin embargo, al ser la deuda cero, el valor de la relación es de también cero. Por lo tanto, el beta apalancado coincide en valor al beta desapalancado.*
- *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-027-2014, la cual es,

$$K_e = K_L + \beta_a * PR + RP$$

De acuerdo con lo anterior, el nivel de rentabilidad obtenido es de 7,54% (ver anexo No. 12).

## 8. Tarifa de referencia propuesta (TR)

De los datos obtenidos en los apartados precedentes y la ecuación establecida en la metodología tarifaria correspondiente, se concluye que la tarifa de referencia de una planta de generación de electricidad hidroeléctrica existente se debe ajustar a US\$ 0,070293 por kWh, tal y como se detalla:

### Cuadro No. 1

#### Cálculo de la Tarifa de Referencia

<b>Variab</b> les	<b>Valor</b>
Inversión (\$/kW)	3.695,31
Costo Explotación (\$/kW)	155,67
Factor de Antigüedad	53,66%
Rentabilidad	7,54%
Horas Año (horas)	8.760,0
Factor de Planta	49,56%
<b>Tarifa de Referencia (\$/kWh)</b>	<b>0,070293</b>

Fuente: Intendencia de Energía

## 9. Estructura tarifaria

La estructura tarifaria que se aplica a la tarifa de referencia obtenida a partir del modelo propuesto será la estructura vigente para la tarifa de compra de energía eléctrica del ICE a las empresas de generación privada amparadas a la Ley No. 7200 (Capítulo I), según la última fijación realizada por la Autoridad Reguladora.

La estructura tarifaria de referencia para una planta de generación de electricidad hidroeléctrica y eólica existentes, según los parámetros adimensionales aprobados en la resolución RJD-152-2011, es entonces:

### Cuadro No. 2

#### Estructura tarifaria para plantas hidroeléctricas existentes (dólares/kWh)

<b>Estación\Horario</b>	<b>Punta</b>	<b>Valle</b>	<b>Noche</b>
Alta	0,167860	0,167860	0,100730
Baja	0,067130	0,026852	0,016800

Fuente: Intendencia de Energía

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

<b>Estación</b>	<b>Parámetro</b>
Alta	0,093209
Baja	0,037326

*Fuente: Intendencia de Energía*

**10. Obligaciones de los generadores privados: Información Financiera Auditada**

*La Ley de la Autoridad Reguladora (Ley No. 7593), en su artículo 14 detalla las obligaciones de los prestadores, específicamente el inciso a) establece que dichas empresas deben: “Cumplir con las disposiciones que dicte la Autoridad Reguladora en materia de prestación del servicio, de acuerdo con lo establecido en las leyes y los reglamentos respectivos.” En el inciso c) “Suministrar oportunamente, a la Autoridad Reguladora, la información que les solicite, relativa a la prestación del servicio.”, y el inciso d) “Presentar, cuando la Autoridad reguladora lo requiera, los registros contables de sus operaciones, conforme lo disponen esta ley y sus reglamentos.”*

*Con respecto a la información financiera auditada, la metodología según la resolución RJD-009-2010 establece lo siguiente: “Los generadores privados que le vendan energía eléctrica al ICE al amparo de la Ley No. 7200 tendrán la obligación de presentar a la Aresep la información financiera auditada que esta disponga, especialmente lo referente a: gastos operativos y de mantenimiento, administrativos y gastos de inversión individual; así como su debida justificación, que permita al Ente Regulador disponer de la mayor y mejor cantidad de información necesaria para el ajuste del modelo a las condiciones operativas reales. Mientras no se disponga de la información que se detalla en el párrafo anterior o en forma complementaria a esta situación, la Autoridad Reguladora calculará el modelo con la información que se disponga.” (el subrayado no es parte del original). Para lo anterior se ha habilitado el expediente OT-875-2018.*

*De conformidad con la metodología, mientras no se disponga de la información que se detalla en el párrafo anterior o en forma complementaria a esta situación, la Autoridad Reguladora calculará el modelo con la información que se disponga.*

**11. Obligaciones de los generadores privados: Contabilidad Regulatoria**

*De conformidad con la resolución RIE-132-2017, la contabilidad regulatoria busca satisfacer los requerimientos de información para fines regulatorios, diferenciando las partidas contables (activos, pasivos, patrimonio, ingresos, costos y gastos) relacionados con las actividades reguladas del resto de actividades que no son reguladas por la Aresep. La contabilidad regulatoria, toma*

*la información del sistema contable de la empresa y genera reportes de carácter regulatorio, resultando en beneficios para los regulados, el regulador y el usuario final. Asimismo, la Contabilidad Regulatoria tiene usos más allá de la fijación tarifaria; su objetivo es dotar al regulador de información financiera-contable suficiente para llevar a cabo sus funciones: fijar tarifas, fiscalizar el correcto manejo de los factores de costo del servicio público y evaluar y desarrollar instrumentos regulatorios como las metodologías y los reglamentos de calidad, y eso solo se lograría si el regulador cuenta con mayores niveles de detalle de activos, pasivos, patrimonio, ingresos, costos y gastos incurridos por los prestadores de los servicios públicos.*

*Por lo tanto, por medio de la mencionada resolución, se dispuso a los actores regulados de generación privada al amparo de la Ley No. 7200 remitir los saldos de las cuentas contables y los estados financieros anuales para la actividad de generación eléctrica separado por planta con concesión vigente junto con los anexos electrónicos adjuntos en CD a dicha resolución, la homologación completa de las cuentas de sus contabilidades con las de los planes de cuentas anexos, la metodología que explique la asignación de cuentas que se aplicó para el periodo fiscal cuando se produzcan transacciones que involucren actividades reguladas y actividades no reguladas, actividades entre plantas (centrales eléctricas) o bien varias actividades reguladas distintas, o un nivel de detalle diferente al que mantenga su contabilidad, detallando las cuentas asignadas, el criterio utilizado, la justificación técnica de la asignación y su cálculo, a más tardar 90 días naturales después de su respectivo cierre fiscal. Para esto se ha habilitado el expediente OT-238-2017.*

*Lo anterior quiere decir, por ejemplo, que aquellos actores regulados al amparo de la Ley 7200 Cap. I, cuyos cierres contables tuvieron como fecha el 30 de septiembre de 2018, tienen hasta el 31 de diciembre de 2018 para remitir la información dispuesta en la resolución RIE-132-2017. De lo contrario, se consideraría como incumplimiento a lo dictado en la resolución citada.*

*[...]*

## **V. CONCLUSIONES**

- 1. El costo de inversión es de US\$ 3 695,31 por kW, el costo de explotación es de US\$ 155,67 por kW, el factor de antigüedad es de 53,66%, la rentabilidad es de 7,54% y el factor de planta es de 49,56%.*
- 2. Con la actualización de las variables que integran la “Metodología de fijación de tarifas para generadores privados (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra y venta de electricidad con el ICE”, da como resultado una tarifa promedio de \$0,070293 por kWh [...]*

- II. Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio IN-0065-IE-2018 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

1. **Oposición:** Instituto Costarricense de Electricidad. cédula jurídica 4-000-042139, representada por el señor Javier Orozco Canossa, portador de la cédula de identidad número 1-0508-0457, en su condición de apoderado General sin límite de suma, para que represente al ICE en los asuntos que requiere gestionar ante Aresep.

**Observaciones:** Presenta escrito 0610-128-2018 (folios 36 al 69), no hace uso de la palabra en la audiencia pública.

**Notificaciones:** Al fax 2003-0121, rotuladas a nombre de Griselio Cubero Badilla

- a) Hace un llamado de atención con respecto a las facultades otorgadas por la ley a Aresep, específicamente en cuanto a la magnitud, estructura, desproporcionalidad e idoneidad de los costos de las plantas consideradas como datos de insumo en el cálculo del costo de explotación en función del principio del servicio al costo, específicamente respecto a los artículos 6, 24, y 32 de la Ley 7593 de Aresep. Asimismo, hace un llamado con respecto al tema de la confidencialidad de las informaciones otorgadas por la IE a las empresas reguladas.

*Al respecto, se le indica al opositor que en todas las fijaciones tarifarias la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso de la información aportada por los generadores privados existentes, con el propósito de velar por el principio de servicio al costo, de conformidad con la metodología y reformas vigentes, como condición para armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores del servicio público.*

*Durante el 2018, se les solicitó a todos los generadores privados la información financiera auditada de conformidad con lo dispuesto en la metodología y sus reformas, misma que fue utilizada en la presente fijación tarifaria, en donde se han excluido aquellos rubros que la metodología no permite, así como aquellos en donde no existe trazabilidad del contenido, por ejemplo, la cuenta de Otros. En este sentido, con la información adicional aportada por los generadores existentes al momento de la audiencia pública, fue posible realizar una depuración de los costos de explotación, considerando la imposibilidad de garantizar su trazabilidad y relación con la prestación del servicio público. Así las cosas, los costos de explotación de la pasada fijación tarifaria comparados (con indexación) con los de la presente aplicación tarifaria decrecieron más de 13%.*

*En este contexto, precisamente con el fin de contar con mayor cantidad y mejor calidad de la información financiera acerca del suministro del servicio público de los generadores privados Cap. I, se dispuso la resolución RIE-132-2017 acerca de la Implementación de la Contabilidad Regulatoria, por lo que se espera contar con la dicha información de los generadores privados **a partir del 1 de enero de 2019**, según los cierres contables de cada generador privado (ver apartado “11. Obligaciones de los generadores privados: Contabilidad Regulatoria”), en donde a la fecha, algunos generadores privados ya han entregado su información correspondiente.*

*Por otro lado, se reitera que los generadores privados pueden solicitar, cuando así lo consideren, la confidencialidad de la información aportada, solicitud que también es valorada técnicamente para determinar, según el procedimiento establecido, si corresponde o no.*

*Por último, se le indica al opositor que actualmente la Autoridad Regulatoria ha establecido una serie de fuerzas de tarea con el propósito de proponer actualizaciones y mejoras a los instrumentos regulatorios aplicables a la generación privada, al amparo del Capítulo I de la Ley N° 7200. En este proceso, que coordina el Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), se estarán valorando las observaciones de orden metodológico referidas por el oponente.*

*Por lo tanto, se ha aclarado este argumento.*

- b)** *Solicita corregir el error contenido en la fórmula del cálculo del costo de explotación del PH Río Volcán S.A. al sumar en lugar de restar la partida de “otros” por un monto de 22,4 MCRC.*

*Al respecto, se le indica al opositor que hecha la valoración técnica se procedió a realizar el ajuste correspondiente.*

*De acuerdo con lo expuesto, se recomienda acoger este argumento.*

- c)** *Solicita excluir del cálculo del costo de explotación la información correspondiente a la planta La Rebeca, al no cumplir con el criterio de capacidad instalada mínima, según lo indicado en la metodología.*

*Luego de las valoraciones respectivas, se le indica al opositor lo siguiente:*

*En lo que respecta al cálculo del costo de explotación, la metodología indica que: “Los datos contenidos en las bases de datos excluyen los valores extremos5”, en donde dicha cita al pie de página 5 indica: “Por*

*ejemplo las plantas con capacidad inferior a 1 000 kW y superior a 50 000 kW.” Sin embargo, la metodología también indica que: “En la base de datos se privilegiará los datos de plantas con capacidad instalada semejante a las plantas sobre la cual se calcula la tarifa, siempre que exista información confiable y verificable sobre ellas.” En este contexto, se aclara que la planta Rebeca forma parte del sector de generadores privados existentes.*

*De acuerdo con lo expuesto, se recomienda no acoger este argumento.*

- d)** *Solicita excluir del cálculo del factor de planta del año 2015 los valores de las plantas de La Esperanza y Río Lajas, por no cumplir con el requisito de tiempo mínimo de operación anual, de conformidad con la metodología.*

*Luego de las valoraciones respectivas, se le indica al opositor lo siguiente:*

*Se han revisado las bases de datos de la Aresep, con el propósito de verificar su argumento con información actualizada al momento de la audiencia pública. Realizada la valoración se confirma lo solicitado (ver cuadro adjunto) y se excluyen dichas plantas del cálculo del factor de planta del 2015.*

GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA 2015		
Mes	RÍO LAJAS	LA ESPERANZA
Enero	6.725.178	2.674.772
Febrero	6.397.760	3.019.260
Marzo	6.017.702	1.999.909
Abril	4.453.500	1.275.073
Mayo	5.508.278	2.953.177
Junio	824.016	2.889.251
Julio	-	3.463.120
Agosto	-	3.036.888
Septiembre	-	-
Octubre	-	-
Noviembre	-	-
Diciembre	2.246.256	-

*De acuerdo con lo expuesto, se recomienda acoger este argumento.*

- e)** *Solicita utilizar la energía acumulada anual reportada por el CENCE en los Informes “Generación y demanda, informe anual, Centro*

*Nacional de Control de energía” para los años 2015, 2016 y 2017 para el cálculo del factor de planta, disponible en la página web indicada.*

*Al respecto, se le indica al oponente que en la resolución RIE-089-2016 Simplificación y Estandarización de información de mercado para el “Servicio de Suministro de Electricidad que Prestan las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas de Electrificación Rural” del 11 de octubre de 2016, se establece el procedimiento para la presentación de información y modificación de información oficial ante la Autoridad Reguladora. La información utilizada es consistente con la remitida por el ICE según lo establecido para tales efectos. Por ello, esta Intendencia, en aras de garantizar la transparencia y confiabilidad de la información, le recomienda al ICE tramitar cualquier ajuste a la información oficial remitida, de acuerdo con el procedimiento establecido para tales efectos y evitar el recurrir a informes dispuestos en su página web que podrían cambiar en cualquier momento.*

*De acuerdo con lo expuesto, se recomienda no acoger este argumento.*

- f)** *Solicita eliminar de la muestra para el cálculo del costo de inversión, la información del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2018-2035.*

*Al respecto, se le indica al oponente que el “Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2018-2035”, elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central -Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR)-, es una de las fuentes que se ha venido utilizado, como marco de referencia para disponer de información sobre proyectos hidroeléctricos con condiciones físicas y económicas similares a los que se pretende tarifar, tal y como establece la metodología RJD-009-2010.*

*De acuerdo con lo expuesto, se recomienda no acoger este argumento.*

- g)** *En su defecto, si la IE mantiene dicha información, incluir en la muestra la información de los proyectos eólicos PA\_Eólico2-E y PA\_Eólico8-E para el cálculo del costo de inversión.*

*Luego de las valoraciones respectivas, se le indica al opositor lo siguiente:*

*El “Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2018-2035”, elaborado por el Consejo de Electrificación de América Central -Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional*

(GTPIR)-., y se han incluido los valores de las plantas eólicas solicitadas como parte de la muestra de costos de inversión.

De acuerdo con lo expuesto, se recomienda acoger este argumento.

- h)** Solicita sustituir el valor de riesgo país de Costa Rica por el valor de riesgo país de los Estados Unidos de América, igual a cero ya que según lo expuesto por el ICE, un generador privado existente no tiene riesgo país en el mercado costarricense por cuanto no existe la posibilidad de no pago por parte del ICE.

Luego de las valoraciones respectivas, se le indica al opositor lo siguiente:

La metodología y sus reformas señalan de manera precisa el cálculo de la rentabilidad, incluido el tratamiento del riesgo país. En función de lo anterior, la Intendencia de Energía no puede apartarse de lo establecido y acoger lo solicitado por el oponente, en el sentido de sustituir el valor de riesgo por cero.

De acuerdo con lo expuesto, se recomienda no acoger este argumento.

- 2. Oposición:** Enel Green Power Costa Rica S.A., cédula de persona jurídica número 3-101-120506; P H Don Pedro S.A. cédula de persona jurídica número 3-101-131035 y P H Rio Volcán S.A. cédula de persona jurídica número 3-101-131036, representadas por el señor Edgar Mauricio Garita Campos, cédula de identidad número 1-0342-0743, en su condición de Apoderado General Judicial.

**Observaciones:** Presenta escrito (folios 70 al 85) y hace uso de la palabra en la audiencia pública.

**Notificaciones:** A los correos electrónicos: karla.rodriguez@enel.com y notificaciones@batalla.com

- a)** Solicita que se incluya en el cálculo del Costo de Explotación Ca de la planta Don Pedro el gasto de la Nota 13 de los Estados financieros auditados correspondientes a otros por un monto de ¢18.685.436, y similarmente para la planta Volcán por un monto de ¢22.352.149.

Luego de las valoraciones respectivas, se le indica al opositor lo siguiente:

A partir de la información adicional presentada en la etapa de la audiencia pública para justificar estas erogaciones, la Intendencia realizó el análisis técnico e incorporó los costos asociados a la prestación del servicio público. En este sentido, se excluyeron los

*gastos de viaje y alojamiento y celebración de cumpleaños, considerando que no es posible determinar su justificación para el suministro del servicio público (Volcán), así como las comisiones bancarias por ser gastos financieros. Asimismo, se han revisado los datos de costo de explotación de las demás plantas en los términos expuestos en este informe.*

*De acuerdo con lo expuesto, se recomienda acoger parcialmente este argumento.*

- 3. Oposición:** *Compañía Hidroeléctrica Doña Julia S.R.L., cédula de persona jurídica número 3-102-124093, representada por Ronald Álvarez Campos, portador de la cédula de identidad número 2-0530-0396, en su condición de Gerente General con facultades de Apoderado Generalísimo sin límite de suma.*

**Observaciones:** *Presenta escrito visible a folios 86 al 124. Hace uso de la palabra en la audiencia pública*

**Notificaciones:** *Al fax: 2262-1203, al correo electrónico: info@chdj.co.cr*

- a)** *El opositor solicita que se aclare que en el informe se menciona 3 plantas con datos confidenciales mientras que el archivo de Excel se muestran 4 plantas confidenciales en el cálculo del costo de explotación.*

*Luego de las valoraciones respectivas, se le indica al opositor lo siguiente:*

*Se ha revisado tanto el informe como el archivo Excel, en donde la resolución RIE-052-2018 resolvió la declaratoria de confidencialidad de los datos de dos plantas, por lo que a nivel del Excel es visible y se ha ajustado en el presente informe.*

*Por lo tanto, se ha aclarado este argumento.*

- b)** *El opositor solicita que, dado que se aplican dos criterios de exclusión de valores en los costos de inversión, que se aplique el mismo criterio para los costos de explotación.*

*Luego de las valoraciones respectivas, se le indica al opositor lo siguiente:*

*Se le indica al opositor que, con respecto a los costos de inversión, la metodología indica “El cálculo de este valor se hará mediante la determinación de una muestra de los costos de inversión de plantas eléctricas en la medida de lo posible similares a las plantas que se pretende tarifar.” Posteriormente dice “Los datos contenidos en las*

*bases de datos excluyen los valores extremos (por ejemplo, las plantas con capacidad inferior a 1 000 kW y superior a 50 000 kW).” Al respecto, de manera consistente con lo actuado durante la tramitación de fijaciones tarifarias, primero se determina la muestra y posteriormente se procede a aplicar el criterio de exclusión de valores extremos. Por lo tanto, la Intendencia no considera que existan 2 procedimientos de exclusión de valores en el cálculo del costo de inversión. Así las cosas, este procedimiento es el que se aplicó también para el cálculo de los costos de explotación. Adicionalmente, la metodología dice “En la base de datos se privilegiará los datos de plantas con capacidad instalada semejante a las plantas sobre la cual se calcula la tarifa, siempre que exista información confiable y verificable sobre ellas.” Precisamente es Plantas Eólicas una planta del sector que pretende tarifar, por lo que ajustar su capacidad a un valor distinto a la realidad, más bien se estaría calculando un costo de explotación distinto al real.*

*De acuerdo con lo expuesto, se recomienda no acoger este argumento.*

- c) El opositor solicita que se re-incluyan los costos de la cuenta “Otros” ya que considera que dichas erogaciones forman parte de la estructura de costos de las compañías, y que deben ser considerados dentro del gasto de operación de las plantas.*

*Luego de las valoraciones respectivas, se le indica al opositor lo siguiente:*

*Durante el 2018, se les solicitó a las empresas reguladas de este sector lo dispuesto en la metodología RJD-009-2010, en lo que respecta a la presentación de información financiera auditada y su debida justificación. En el caso de la partida “Otros” la información aportada no permitía garantizar su trazabilidad. No obstante, se le indica al oponente que, durante la audiencia pública, algunos de los generadores privados presentaron información adicional y la Intendencia procedió a realizar la valoración técnica de la misma. En dicha etapa procesal, la empresa Enel Green Power Costa Rica S.A., que representa a las plantas Don Pedro y Volcán, se pronunció al respecto (ver su posición y respuesta en este informe), pero la empresa representando a Plantas Eólicas no lo hizo, por lo que la cuenta de “Otros”, ceteris paribus, sigue sin su justificación.*

*De acuerdo con lo expuesto, se recomienda no acoger este argumento.*

- d)** *El opositor solicita que se incluyan los gastos por depreciación como parte del cálculo del costo de explotación.*

*Luego de las valoraciones respectivas, se le indica al opositor lo siguiente:*

*De conformidad con la metodología y reformas vigentes, no es posible considerar los gastos de depreciación como parte del cálculo del costo de explotación.*

*Por lo tanto, se recomienda no acoger este argumento.*

- e)** *El opositor solicita que se explique por qué se utilizan índices promedio para actualizar datos provenientes de estados financieros auditados.*

*Luego de las valoraciones respectivas, se le indica al opositor lo siguiente:*

*De manera consistente con lo resuelto en fijaciones tarifarias anteriores, se utiliza índices promedios para actualizar datos provenientes de estados financieros auditados porque los mismos son datos anuales cuyas erogaciones fueron realizadas durante todo el año, por lo que es más representativo actualizar dichos datos por medio de índices promedios (que recogen en promedio la realidad del año) que utilizar índices correspondiente al mes de emisión.*

*Por lo tanto, se ha aclarado este argumento.*

- f)** *El opositor solicita que se corrija el valor consignado para el costo de inversión del proyecto CR-MONTEVERDE I de la Convocatoria 2-2014 con un valor de US\$ 2.512,94 por kW, de conformidad con los datos de dicha convocatoria.*

*Luego de las valoraciones respectivas, se le indica al opositor lo siguiente:*

*Se han revisado los datos de la Convocatoria 2-2014 y se ha procedido a ajustar el valor de costo de inversión del proyecto CR-MONTEVERDE I de dicha convocatoria como parte del cálculo del costo de inversión.*

*Por lo tanto, se recomienda acoger este argumento.*

- g)** *El opositor solicita que se ajuste el valor del factor de planta a 0,4907.*

*Luego de las valoraciones respectivas, se le indica al opositor lo siguiente:*

*El valor solicitado para el factor de planta coincide con el valor llevado a audiencia pública, pero se recomienda considerar las respuestas de las demás posiciones.*

*Por lo tanto, se ha aclarado este argumento.*

- h)** *El opositor solicita que se ajuste el valor del factor de antigüedad a 0,5366.*

*Luego de las valoraciones respectivas, se le indica al opositor lo siguiente:*

*El valor solicitado para el factor de planta coincide con el valor llevado a audiencia pública, pero se recomienda considerar las respuestas de las demás posiciones.*

*Por lo tanto, se ha aclarado este argumento.*

- i)** *El opositor solicita que se ajuste el valor de la rentabilidad a 7,54%.*

*Luego de las valoraciones respectivas, se le indica al opositor lo siguiente:*

*El valor solicitado para el factor de planta coincide con el valor llevado a audiencia pública, pero se recomienda considerar las respuestas de las demás posiciones.*

*Por lo tanto, se ha aclarado este argumento [...].*

- III.** Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas para los generadores privados existentes que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), tal y como se dispone;

**POR TANTO  
EL INTENDENTE DE ENERGÍA  
RESUELVE:**

- I. Fijar las siguientes tarifas para los generadores privados existentes que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en una tarifa de referencia ajustada de \$0,070293 por kWh, siendo la estructura tarifaria la siguiente:

**Cuadro No. 6**

Estructura tarifaria para plantas hidroeléctricas existentes  
(dólares/kWh)

<b>Estación\Horario</b>	<b>Punta</b>	<b>Valle</b>	<b>Noche</b>
Alta	0,167860	0,167860	0,100730
Baja	0,067130	0,026852	0,016800

Fuente: Intendencia de Energía

**Cuadro No. 7**

Estructura tarifaria para plantas eólicas existentes  
(dólares/kWh)

<b>Estación</b>	<b>Parámetro</b>
Alta	0,093209
Baja	0,037326

Fuente: Intendencia de Energía

- II. Reiterar a los generadores privados que le vendan energía eléctrica al ICE al amparo de la Ley No. 7200, que de conformidad con lo establecido en la resolución RJD-009-2010, están en la obligación de presentar anualmente a la Aresop estados financieros auditados, en los cuales se detalle las subpartidas que componen: gastos operativos y de mantenimiento, administrativos y gastos de inversión individual; así como la debida justificación de la relación que cada gasto tiene con la prestación del servicio público, que permita a la Autoridad Reguladora disponer de la mayor y mejor cantidad de información necesaria para el ajuste del modelo a las condiciones operativas reales de este sector.

- III. Indicar a los generadores eólicos nuevos que brindan el servicio público de electricidad en su etapa de generación amparados en el Capítulo I de la Ley 7200, que deben cumplir con la resolución RIE-132-2017 “Implementación de la Contabilidad Regulatoria para el Servicio Público Suministro de Electricidad en su Etapa de Generación, Prestado por Generadores Amparados en el Capítulo I De La Ley 7200, Consorcios de las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas que se dediquen a la Generación de Electricidad y otros similares que el Marco Legal Autorice” del 22 de diciembre de 2017.
- IV. Indicar a los generadores privados que le vendan energía eléctrica al ICE al amparo de la Ley No. 7200, que de no cumplir con lo establecido en la resolución RJD-009-2010 y sus reformas (información financiera auditada), la resolución RIE-132-2017 (contabilidad regulatoria) y lo dispuesto en esta resolución, se remitirá a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) la documentación respectiva, con el propósito de que se valore la posibilidad de iniciar los procedimientos administrativos correspondientes.

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.

## **PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

Mario Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—O.C. N° 9006-2018.—Solicitud N° 002-2018.—( IN2019309933