



ALCANCE N° 240 A LA GACETA N° 228

Año CXLIII

San José, Costa Rica, jueves 25 de noviembre del 2021

398 páginas

PODER LEGISLATIVO

LEYES

REGLAMENTOS

ECONOMÍA, INDUSTRIA Y COMERCIO

REMATES

BANCO POPULAR Y DE DESARROLLO COMUNAL

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

**AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

PODER LEGISLATIVO

LEYES

ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA

PLENARIO

**LEY QUE DEFINE LA COMPETENCIA POR MATERIA SOBRE CASOS DE
MENORES DE EDAD PRESUNTOS DE INFRINGIR LA LEY DE TRÁNSITO**

DECRETO LEGISLATIVO N.º 10067

EXPEDIENTE N.º 21.814

SAN JOSÉ - COSTA RICA

10067

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**LEY QUE DEFINE LA COMPETENCIA POR MATERIA SOBRE CASOS DE
MENORES DE EDAD PRESUNTOS DE INFRINGIR LA LEY DE TRÁNSITO**

ARTÍCULO ÚNICO- Se reforma el artículo 176 de la Ley 9078, Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, de 4 de octubre de 2012. El texto es el siguiente:

Artículo 176- Imputados personas menores de edad

Si alguno de los imputados es menor de dieciocho años y mayor de doce años, el juzgado de tránsito se declarará incompetente en relación con estos hechos y testimoniará piezas al juzgado penal juvenil para su conocimiento, sin perjuicio de remitir igualmente para lo de su cargo al Patronato Nacional de la Infancia (PANI), cuando se tratara de personas imputadas menores de doce años, antes de que transcurran seis meses de la fecha consignada en la boleta de citación y continuará con el procedimiento respecto de las personas mayores de edad, si las hubiera. Lo anterior, sin perjuicio de la responsabilidad civil objetiva directa del propietario del vehículo o los vehículos involucrados, de conformidad con el artículo 199, inciso f), de esta ley y ante la autoridad civil correspondiente.

Rige a partir de su publicación.

ASAMBLEA LEGISLATIVA.- Aprobado a los siete días del mes de octubre del año dos mil veintiuno.

COMUNÍCASE AL PODER EJECUTIVO

Silvia Hernández Sánchez
Presidenta

Aracelly Salas
Eduarte Primera secretaria

Xiomara Priscilla Rodríguez Hernández
Segunda secretaria

Dado en la Presidencia de la República, San José, a los once días del mes de noviembre del año dos mil veintiuno.

EJECÚTESE Y PUBLÍQUESE.

CARLOS ALVARADO QUESADA.—El Ministro a. í. de Obras Públicas y Transportes, Tomás Figueroa Malavassi, la Ministra de la Niñez y la Adolescencia, Gladys Jiménez Arias.—1 vez.—O. C. N° 10143-2021.—Solicitud N° 20210002835.—(L10067 – IN2021604608)

REGLAMENTOS

ECONOMÍA, INDUSTRIA Y COMERCIO

COMISIÓN PARA PROMOVER LA COMPETENCIA EL ÓRGANO SUPERIOR DE LA COMISIÓN PARA PROMOVER LA COMPETENCIA (COPROCOM)

Con fundamento en el Artículo 5 incisos b), g) h), j) y k) de la Ley de Fortalecimiento de las Autoridades de Competencia de Costa Rica, Ley 9736,

CONSIDERANDO:

- I. Que mediante el artículo 2 de la Ley de Fortalecimiento de las Autoridades de Competencia de Costa Rica, en adelante Ley N°9736, publicada en el Diario Oficial La Gaceta N°219, Alcance N°257 del 18 de noviembre del 2019, se le otorgó a la Comisión para Promover la Competencia, en adelante (COPROCOM), personalidad jurídica instrumental para realizar actividad contractual; administrar sus recursos y su patrimonio y suscribir contratos y convenios con entidades públicas y privadas, nacionales o internacionales. Contando dicho Órgano con independencia técnica, administrativa, presupuestaria y funcional para ejercer de forma exclusiva las funciones, atribuciones y competencias que le otorgan la Ley de Promoción de la Competencia y Defensa Efectiva del Consumidor, en adelante Ley N°7472, del 20 de diciembre de 1994; y, la Ley N°9736 sus reformas y sus reglamentos.
- II. Que los incisos b) y g) del artículo 5 de la Ley N°9736, le confieren al Órgano Superior de la COPROCOM las facultades de: Definir y aprobar sus estrategias, planes operativos anuales y plurianuales y las normas generales de organización; así como, dictar las normas y políticas que regulen las condiciones laborales, la creación de plazas, los esquemas de remuneración, el régimen salarial al que deben someterse los servidores de la COPROCOM y sus obligaciones y derechos, de conformidad con la Ley de Fortalecimiento de las Finanzas Públicas, Ley N°9635, de 3 de diciembre de 2018 y su reglamento.
- III. Que los incisos h), j) y k) del artículo 5 de la Ley N°9736 le otorgan al Órgano Superior las facultades de aprobar la organización interna de la COPROCOM, mediante un Reglamento Interno de Organización y Servicios; aprobar vacaciones, permisos, licencias, capacitaciones y actividades de representación; así como, definir reglamentariamente y aplicar el régimen disciplinario a los funcionarios de la COPROCOM.
- IV. Que, en virtud de ofrecer el mejor servicio a la ciudadanía, se considera necesario velar por el buen y eficiente uso de los recursos disponibles en la organización.
- V. Que en la Sesión Ordinaria N°13-2021 celebrada por la COPROCOM el 08 de abril de 2021, se aprobó el texto del Reglamento Interno de Organización y Servicios de la COPROCOM que sería sometido a consulta.
- VI. Que de conformidad con el artículo 12 bis del Decreto Ejecutivo N°37045-MP-MEIC de 22 de febrero de 2012 "Reglamento a la Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos" y su reforma, se considera que por la naturaleza del presente Reglamento no es necesario completar la Sección I denominada Control Previo de Mejora Regulatoria, que conforma el formulario de Evaluación Costo Beneficio, toda vez que el mismo no establece trámites ni requerimientos para el administrado.

VII. Que resulta necesario que el Órgano Superior de la COPROCOM regule las relaciones del servicio entre la COPROCOM y sus servidores con ocasión o por consecuencia del trabajo de conformidad con el ordenamiento jurídico administrativo vigente, la Ley General de Control Interno, Ley N°8292 del 31 de julio de 2001, publicada en el Diario Oficial La Gaceta N°169 del 04 de setiembre de 2002; La Ley contra el Enriquecimiento Ilícito y la Corrupción en la Función Pública, Ley N°8422 del 06 de octubre de 2004, publicada en el Diario Oficial La Gaceta N°212 del 29 de octubre de 2004 y los Principios de la Función Pública.

POR TANTO,

Emite el siguiente:

REGLAMENTO INTERNO DE ORGANIZACIÓN Y SERVICIOS DE LA COPROCOM

CAPÍTULO PRIMERO

Disposiciones Generales

Artículo 1: Se establece este Reglamento Interno de Organización y Servicios, en lo sucesivo denominado “Reglamento” para normar las relaciones de servicio entre la Comisión para Promover la Competencia, que en adelante se denominará “COPROCOM” o “Comisión” y sus servidores con ocasión o por consecuencia del trabajo de conformidad con el ordenamiento jurídico administrativo vigente, la Ley General de Control Interno, La Ley contra el Enriquecimiento Ilícito y la Corrupción en la Función Pública y los Principios de la Función Pública.

Artículo 2: Para los efectos de este Reglamento, se establecen las siguientes abreviaturas y definiciones:

a) Cambio Organizacional Menor: Proceso de reorganización administrativa que posee la particularidad que para su implementación no requiere la creación de plazas, ni incrementar el presupuesto salarial del periodo actual o siguiente, ni modificar la estructura organizacional a nivel de departamento u otra dependencia superior. Estará a cargo del Órgano Superior.

b) Capacitación: Formación técnica o profesional específica a corto plazo que reciben los servidores o colaboradores, tendiente a mejorar los conocimientos, actitudes y habilidades, para que desempeñen con idoneidad los puestos que ocupen, en función de objetivos definidos.

c) Categoría: Código numérico o alfa numérico que se da a una actividad ocupacional ubicada en una escala salarial.

d) Funcionarios de confianza: Funcionarios ubicados en las estructuras organizacionales administrativas del Órgano Superior y del Órgano Técnico, cuya designación directa -sin concurso-, ratificación o libre remoción es potestad del Órgano Superior, ya que en virtud de la naturaleza de las tareas que comprenden, y las características que se exige, se requiere de la

confianza y el apoyo especial del superior. Estos servidores son nombrados para la prestación de servicios de apoyo profesional, secretarial o logístico y deben cumplir con los requisitos que comprueben su idoneidad mínima para el desempeño del cargo.

e) Concurso: Proceso en el que participan oferentes para llenar una plaza vacante, acorde con los requerimientos y normativa institucional.

f) Dependencia: Unidad administrativa dentro de la estructura organizacional de la Institución.

g) Descriptivo de Puesto: Instrumento técnico del Sistema de Clasificación y Valoración de Puestos que particulariza, al menos, características y condiciones del puesto, la actividad ocupacional y el perfil del puesto.

h) Días de asueto: Son días libres y remunerados concedidos por disposición legal o por motivos especiales a criterio del Poder Ejecutivo, y cuyo ámbito de aplicación puede ser todo el territorio de la República o en determinados lugares del mismo.

i) Equipo de trabajo: Grupo constituido por dos o más servidores y/o colaboradores que participan en el desarrollo de metas de una dependencia, las cuales están contenidas dentro de los planes de servicio.

j) Escala salarial: Estructura de salarios global integrada por categorías, ordenada en forma ascendente y configurada según los principios de equidad interna y competitividad externa, de conformidad con los límites generales que señale la legislación.

K) Estructura de Organización y Funciones de la Coprocom: Instrumento que contiene la información completa y actualizada sobre los aspectos organizacionales de mayor relevancia concernientes a la Institución, entre ellos: fundamentos legales, estructura organizacional, objetivos y funciones. Tiene como propósito establecer y actualizar en las diferentes dependencias de la Institución cada uno de los aspectos mencionados, considerando que la entidad pueda adaptarse satisfactoriamente a un entorno dinámico en procura de asegurar el cumplimiento de los objetivos que establece el ordenamiento jurídico.

l) Horario rotativo: Horario ordinario de trabajo de un servidor o colaborador cuya prestación de servicios puede variarse de forma tal que, en el cumplimiento de sus labores, sea ubicado en una jornada diurna, mixta o nocturna, de acuerdo con el acto de nombramiento efectuado.

ll) Institución: Comisión para Promover la Competencia.

m) Jefatura: Servidores o Colaboradores con una categoría que le permite ejercer autoridad jerárquica sobre otros colaboradores de la Institución.

n) Jerarca Superior Administrativo: El Órgano Superior de la Comisión para Promover la Competencia.

ñ) Lista: Información suministrada al Jerarca Superior Administrativo de una dependencia con los candidatos elegibles para llenar una plaza vacante.

o) Manual de Actividades Ocupacionales: Instrumento técnico del Sistema de Clasificación y Valoración de Puestos compuesto por las actividades ocupacionales que se aplican en el Régimen Salarial, establecidas de conformidad con la metodología de clasificación y valoración de puestos vigente, y sustentadas en principios de equidad interna y competitividad salarial.

p) Metodología de Clasificación y Valoración de Puestos: Instrumento técnico del Sistema de Clasificación y Valoración de Puestos que permite, con base en el estudio de las funciones y responsabilidades asignadas a cada puesto, determinar la clasificación y valoración que le corresponda, utilizando para ello técnicas definidas en este mismo instrumento.

q) Nómina: Formulario que contiene la información relativa a los tres candidatos de mayor idoneidad de conformidad con los resultados obtenidos en el proceso de selección, que es suministrada a la jefatura de una dependencia para llenar una plaza vacante. En caso de que en el proceso de contratación no se logró alcanzar dicha cantidad de elegibles, la nómina se integrará con uno o dos de ellos; igualmente será factible mantener la relación de tres candidatos por el número de plazas vacantes que se procesen en cada formulario siempre que obedezca a un mismo concurso y se ubiquen en una misma dependencia. Asimismo, se generará una nómina ampliada (conformada por más de tres candidatos) cuando en el grupo de los mejores tres calificados se presenten casos con idéntica puntuación final.

r) Oferta de Servicios: Formulario para su entrega a personas que desean prestar sus servicios en un cargo determinado, adscrito a la Comisión para Promover la Competencia.

s) Pareja sentimental: Aquella persona que tiene una relación sentimental en la que convive en unión libre en forma estable y bajo un mismo techo con otra de igual o diferente sexo por un año o más. Para facilitar el reconocimiento de derechos los funcionarios pueden comunicar al Órgano Técnico la información necesaria bajo el entendido de que dicha información será tratada de manera confidencial.

t) Patrono: La COPROCOM.

u) Plaza vacante: Plaza sin titular, disponible en la estructura de puestos de una dependencia para promover un concurso.

v) Perfil de Puesto: Instrumento técnico del Sistema de Clasificación y Valoración de Puestos, que forma parte del descriptivo de puesto y que especifica, al menos, las funciones y responsabilidades asignadas al puesto, así como sus requisitos específicos.

w) Pruebas: Exámenes escritos, orales o prácticos, atestados de estudios, experiencia, documentos u otros elementos mediante los cuales se determina la idoneidad de los oferentes para los puestos, como por ejemplo entrevistas, valoración por competencias, pruebas psicométricas o diagnósticos psicolaborales, así como estudios de carácter económico y social.

x) Recargo de funciones: Desempeño temporal y parcial de las tareas de un puesto de categoría superior que realiza un servidor o colaborador, simultáneamente con las labores propias, por ausencia del titular o por plaza vacante.

y) **Régimen salarial:** Estructura de sueldos que, de conformidad con la naturaleza de los cargos se visualiza por medio de dos escalas salariales, una denominada Escala de Salarios Globales y otra llamada Escala de Salarios con Pluses. Además, este régimen comprende temporalmente las escalas salariales compuestas por salario básico más pluses, respetando derechos adquiridos y situaciones jurídicas consolidadas de los servidores y colaboradores de la Institución.

z) **Registro de Elegibles:** Registro de candidatos que aprobaron un proceso de selección para un puesto de una categoría y actividad ocupacional determinada en la Institución, pero que no fueron seleccionados para ocupar dicho puesto.

aa) **Registro de Oferentes:** Registro en el cual constan los nombres de las personas cuyas ofertas de servicios han sido aceptadas para su tramitación.

bb) **Reglamento:** El presente instrumento normativo.

cc) **Relación de Servicio:** El vínculo que se establece entre la Institución y el servidor con el fin de ejecutar una serie de prestaciones recíprocas regidas por los principios de la función pública.

dd) **Reordenamiento funcional:** Fase previa a la apertura de un eventual proceso de reorganización administrativa, en que una dependencia realiza temporalmente ajustes funcionales a sus estructuras administrativas, a fin de posibilitar un cumplimiento más oportuno y eficiente de los objetivos institucionales que le competen.

ee) **Reorganización Administrativa:** La modificación de unidades administrativas en cuanto a su gestión, normativa, tecnología, infraestructura, recursos humanos y estructura organizacional y de puestos. Los componentes básicos para la elaboración del estudio que fundamente una reorganización administrativa deberán respetar, en lo que resulte aplicable, los lineamientos generales, directrices y otros instrumentos que en esta materia emita MIDEPLAN.

ff) **Representantes Patronales:** Miembros del Órgano Superior.

gg) **Salario bruto:** Remuneración percibida por los servidores y colaboradores, compuesta por los salarios ordinarios y extraordinarios devengados en un período determinado y que no excluye las deducciones obligatorias y voluntarias.

hh) **Salario único global:** Remuneración que no reconoce ningún plus ordinario adicional, excepto el rubro de prohibición en los casos que corresponda.

ii) **Servidores:** Las personas físicas que presten a la COPROCOM sus servicios materiales, intelectuales o de ambos géneros en forma subordinada y a cambio de una retribución o salario, sea en forma permanente o transitoria y como consecuencia de una relación de servicio. Para efectos de este Reglamento son equivalentes los términos: servidor, empleado o funcionario público.

jj) **Sustitución de Funciones:** Trabajo que realiza un colaborador, durante un periodo determinado, en un puesto de igual o superior categoría por ausencia del titular.

kk) Órgano Superior de la Comisión para Promover la Competencia: Órgano colegiado integrado por tres miembros propietarios. En cuya ausencia de algún propietario se integra con un miembro suplente.

ll) Manual Descriptivo de Puestos: es una herramienta administrativa que describe las actividades (tareas) y las responsabilidades de los puestos que existen en la institución, así como también sus interrelaciones internas y externas, el perfil que se requiere para aspirar a un puesto.

mm) Acoso laboral: Aquellos comportamientos, palabras, actitudes que de forma sistemática y recurrente, ejerzan una o varias personas, sean superiores jerárquicos o no, sobre uno o varios funcionarios/as con el fin de degradar sus condiciones de trabajo, destruir u obstaculizar sus redes de comunicación, poner en duda su buen nombre o reputación, perturbar el ejercicio de sus labores, desvalorizar su capacidad laboral, procurar su desmotivación laboral o un deficiente ejercicio de sus labores. Incluye el proceso de atormentar, hostigar, aterrorizar psicológicamente y amenazar de palabra o de hecho.

nn) Acoso sexual: Se entiende por hostigamiento sexual o acoso sexual, toda conducta sexual escrita, verbal, no verbal, física o simbólica, indeseada por quien la recibe, sea hombre o mujer, que puede ser reiterada o aislada, que provoque una interferencia en el desempeño del trabajo de la persona que denuncia, así como en el estado general de bienestar personal y que genere un ambiente de trabajo intimidante, hostil u ofensivo.

oo) Persona teletrabajadora o teletrabajador: Servidor de la COPROCOM que ejecuta sus labores en la modalidad de teletrabajo.

Artículo 3: La COPROCOM está compuesta por las siguientes unidades administrativas:

- a) El Órgano Superior y su personal de apoyo.
- b) El Órgano Técnico.
 - b.1) La Unidad de Investigaciones y Promoción.
 - b.2) La Unidad de Instrucción.
 - b.3) La Unidad de Concentraciones Económicas.

Artículo 4: La aplicación del presente Reglamento, corresponde al Órgano Superior como los representantes patronales.

Artículo 5: El Órgano Superior o el integrante designado de su seno para tal efecto en conjunto con un funcionario encargado de los temas de Recursos Humanos controlará todo lo concerniente a nombramientos, despidos, cambios de puesto, ascensos, vacaciones, y permisos del personal de la Comisión, entre otros mediante acción de personal. Mientras dicho funcionario es designado se harán los trámites con el apoyo del área de Recursos Humanos correspondiente.

Lo relativo a los miembros del Órgano Superior, será definido en el capítulo vigésimo sexto de este Reglamento.

CAPÍTULO SEGUNDO

Del Ingreso, Nombramiento y Periodo de Prueba

Artículo 6: Para cumplir con sus funciones y garantizar la idoneidad de su personal, la COPROCOM contará con los profesionales y técnicos que requiera en las materias de su competencia. Este personal será nombrado por idoneidad para el cargo, a través de un procedimiento de selección y reclutamiento mediante concurso público que quedará excluido del Régimen de Servicio Civil y que será definido por el Órgano Superior conforme lo establece el artículo 19 y el Transitorio X de la Ley N°9736. Los puestos que queden vacantes en la COPROCOM o los que se promuevan por medio de concurso público, les aplicará el régimen retributivo aplicable al Viceministerio de Telecomunicaciones del Ministerio de Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones (MICITT).

Artículo 7: La Institución contará con un sistema transparente y participativo de selección y promoción de personal que permita la toma ágil y documentada de decisiones.

Para ello, se contará con un registro de oferentes que se actualizará periódicamente y en el que cualquier persona podrá solicitar la inclusión de su currículum, en el tanto existan puestos cuyo perfil dicha persona cumpla según los términos regulados por la Institución.

La selección y promoción del personal de la Institución se hará con base en la idoneidad comprobada de los participantes, por lo que éstos deberán someterse a las pruebas y aportar la información que se solicite para ello.

En caso de que en el registro de oferentes no existan candidatos calificados o que, luego de finalizado el proceso de reclutamiento, ninguno sea idóneo para ocupar la plaza, se procederá a promocionar el concurso por otros medios, con el fin de tratar de concluir el proceso y contar con el personal necesario para el cumplimiento de las funciones de la Institución.

Los funcionarios del Órgano Técnico que al momento de aprobarse la Ley N°9736 decidieron mantenerse en la Autoridad de Competencia, conservan todos sus derechos laborales al amparo del Régimen del Servicio Civil.

Asimismo, los funcionarios tendrán el derecho a participar en el procedimiento de selección, si quisieran aspirar a un puesto superior al que se encuentran, una vez que decidieron mantenerse en la Autoridad de Competencia.

En el caso de que queden vacantes puestos correspondientes a profesionales y técnicos cubiertos por el Régimen Estatutario, dichos puestos se trasladarán al régimen retributivo aplicable al Viceministerio de Telecomunicaciones del Ministerio de Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones (MICITT), tal y como lo establece el Transitorio X de la Ley N°9736.

Artículo 8: El interesado en establecer una relación de servicio o una relación laboral privada con la Institución solicitará, llenará y entregará una Oferta de Servicios.

Artículo 9: Para ingresar al servicio y ocupar cualquier puesto en la Institución se requiere:

- a) No tener relaciones de parentesco hasta un tercer grado de consanguinidad y un segundo grado de afinidad, con servidores o colaboradores que participen o influyan en la toma de decisiones durante el proceso de reclutamiento y selección de la plaza de que se trate.
- b) Cumplir con las especificaciones y requisitos establecidos para la plaza vacante a ocupar.
- c) No tener impedimento o incompatibilidad para ocupar el cargo.

Artículo 10: Para efectos de llenar una plaza vacante, se utilizará como primera opción, el registro de elegibles que para el efecto mantendrá actualizado con la información de los empleados de la Institución y los datos de las personas que, al igual que los primeros, hayan superado las pruebas necesarias para ser considerados elegibles para una posición dentro de la Institución.

Artículo 11: Los oferentes externos que soliciten ser incluidos en el registro de oferentes, deberán cumplir con las pruebas necesarias para determinar su idoneidad. Quienes aprueben estas pruebas, adquirirán el carácter de elegibles y deberán ser tomados en cuenta al momento de llenar plazas vacantes.

Artículo 12: Para llenar una plaza vacante en la Institución, le corresponderá al Director del Órgano Técnico solicitar dicho trámite al Departamento de Recursos Humanos, el cual verificará en el registro de elegibles si existen candidatos que cumplan con los requisitos del descriptivo del puesto vacante. En caso de existir candidatos idóneos en ese registro, se le comunicará a la dependencia, la cual podrá solicitar la conformación de la nómina o lista respectiva o en su defecto la ampliación del registro de elegibles, para lo cual se procedería con la publicación del concurso.

Alcanzada la etapa de escogencia del candidato mediante nómina o lista, la dependencia seleccionará y documentará las razones de su decisión; o bien, cuando existan razones para objetar a todos los integrantes de la nómina deberá plantear su oposición por escrito, considerando para ello los elementos descritos en el perfil del puesto y/o en las pruebas de idoneidad utilizadas en el proceso de contratación de personal y solicitará una nueva nómina. Si el Departamento de Recursos Humanos considera que las objeciones son atendibles dentro del marco técnico regulatorio existente, enviará la nueva nómina, caso contrario elevará el asunto para su decisión definitiva al Órgano Superior con las observaciones correspondientes.

Artículo 13: La información suministrada durante el Proceso de Contratación de Personal, se considerará recibida bajo la fe de juramento, y por consiguiente, cualquier inexactitud o alteración dolosa, o con culpa grave, dará lugar a que el aspirante sea excluido de este proceso. En caso de que una persona hubiere sido contratada en estas condiciones, se considerará que cometió una falta grave, y cuando proceda, el Órgano Técnico determinará si la situación amerita elevarla a conocimiento del Ministerio Público, sin perjuicio de las eventuales acciones administrativas que tome la Institución.

Artículo 14: Corresponde al Departamento de Recursos Humanos definir, aplicar, valorar y custodiar las pruebas y sus resultados, referencias personales y documentación de carácter personal que se relacione con el proceso de contratación para lo cual contará con el apoyo especializado de las dependencias de la Institución. Tales pruebas serán confidenciales y de su uso exclusivo manteniendo una vigencia máxima de tres años a partir de su realización.

Artículo 15: Las Ofertas de Servicios serán válidas por un año, contado a partir de la fecha de su presentación.

Artículo 16: Los resultados del proceso contratación de personal serán comunicados al oferente por los medios que el Departamento de Recursos Humanos establezca.

Artículo 17: Compete en forma exclusiva al Órgano Superior, dictar el acto de nombramiento y firmar la documentación correspondiente de todo servidor o colaborador que ingrese a laborar a la Institución.

Artículo 18: Los nombramientos de tipo discrecional se harán por un tiempo máximo igual a aquel para el que fueron designados los jerarcas, a menos que uno nuevo decida ratificarlos en sus puestos por el plazo que él dure en sus funciones. La discrecionalidad se aplica para efectos de remoción de esos servidores, quienes podrán ser empleados regulares de la Comisión o provenir de fuera de la Institución.

En cuanto a los empleados regulares de la Comisión que desempeñen esa clase de funciones, una vez terminadas éstas serán reinstalados en el cargo que ocupaban antes de su designación en la dependencia de que se trate.

Los empleados regulares una vez que se dé por finalizado el nombramiento interino, serán reinstalados en el cargo que ocupaban antes de su designación.

Artículo 19: El Órgano Superior, a solicitud de la Jefatura correspondiente o del Auditor Interno podrá, conforme a las condiciones de los contratos que se suscriban, nombrar o remover discrecionalmente, en las plazas cuyos titulares gozan de una licencia o permiso sin goce de sueldo, o como parte de las cadenas de movimientos de personal que se autoricen, a empleados regulares o personas externas a la Institución, por un período máximo al autorizado en cada caso, o hasta que reingrese el titular de la plaza afectada. La persona nombrada en estas condiciones estará sujeta al período de prueba correspondiente. En el caso de que el nombramiento del funcionario interino recaiga en personas externas a la Institución, éste se seleccionará en primer lugar dentro del grupo de candidatos que tenga el Registro de Elegibles para el puesto en cuestión. De no haber personas en ese registro, se nombrará a un candidato apto que conste en el Registro de Oferentes, y si tampoco se cuenta con ninguno en ese repositorio, la Comisión hará una publicación por medios de difusión nacional y elegirá entre las ofertas que se presenten, con base en los atestados.

Artículo 20: Cualquier nombramiento que se realice en contravención de la normativa aplicable, se considerará nulo y constituirá falta grave para aquellos que teniendo la responsabilidad de su gestión no advirtieron sobre sus vicios.

Artículo 21: Todo servidor de la COPROCOM deberá estar amparado por un contrato de trabajo o acción de personal que contendrá, en términos amplios, las cláusulas y estipulaciones particulares que regulen la prestación del servicio, así como el nombre del puesto, salario, jornada de trabajo, lugar de prestación de servicios y cualquier otro aspecto de interés.

Artículo 22: Los contratos de trabajo o acciones de personal se harán en tres tantos uno para la COPROCOM para efectos de trámite interno, otro para el funcionario interesado, y el tercero para el expediente de personal.

Artículo 23: Pese a lo dispuesto en los artículos anteriores se presume la existencia de la relación de empleo entre la COPROCOM y quienes presten sus servicios personales en forma subordinada y a cambio de una retribución o salario de cualquier clase o forma, por el simple hecho de la prestación de servicios.

Artículo 24: Los contratos de prestación de servicios serán:

- a) Por tiempo indefinido: que se llevará a cabo con aquellos funcionarios para satisfacer las necesidades propias y permanentes de la COPROCOM.
- b) Por tiempo determinado: que se celebrará con aquellos servidores que vengan temporalmente a ejecutar las labores de quien o quienes se encuentran disfrutando de vacaciones o bajo licencia, así como aquellos excepcionales en que su celebración resulte procedente por la naturaleza de los servicios a prestar.
- c) Por obra o servicio determinado: que se podrán celebrar para la ejecución de obras y/o para satisfacer necesidades que eventualmente se prestan en la Comisión y en el cual sin previa fijación de tiempo, el objeto de prestación personal de los servicios será la misma obra producida.
- d) De aprendizaje: Que se formalicen por escrito de acuerdo con las disposiciones de la Ley de Aprendizaje, Ley N°4903 del 17 de noviembre de 1971 así como la Ley N° 9728 del 12 de setiembre del 2019 de Educación y Formación Técnica Dual, sus Reglamentos y disposiciones conexas y supletorias, y que tiendan a la formación profesional, metódica y completa del individuo.
- e) Interina: Con los servidores o colaboradores nombrados temporalmente, en una plaza vacante o en la que el titular de dicha plaza se encuentre laborando en otra área de la Institución en un puesto de nombramiento discrecional, o fuera de la Institución con un permiso sin goce de salario, cuando exista necesidad de ello y mientras se nombra o reingresa el titular definitivo que la ocupará.

Artículo 25: Todo servidor o colaborador deberá cumplir con un período de prueba de tres meses, contados a partir de la fecha de su ingreso o a partir del momento en que ocupa otro puesto, luego del cual, si la evaluación realizada por su superior inmediato es satisfactoria, será ratificada su condición de servidor o colaborador regular o titular del nuevo puesto asumido. La evaluación referida la hará Recursos Humanos con el superior inmediato del servidor o colaborador, mediante la aplicación de los instrumentos técnicos establecidos al efecto.

Artículo 26: Cuando un empleado es ascendido, trasladado o permutado a desempeñar otra clase de puesto en forma permanente, sea éste con mayor remuneración o no, pero nunca con una remuneración inferior, ni en funciones no atinentes a su profesión o formación académica, los primeros treinta días naturales se considerarán como prueba, pudiendo generarse el reingreso a su antiguo puesto, en las mismas condiciones que prevalecían antes de realizarse el cambio.

Lo anteriormente descrito, no le será aplicable a aquellos servidores que, siendo objeto de una investigación administrativa, sea necesario trasladarlos provisionalmente a otro puesto distinto del suyo, con la finalidad de no entorpecer dicha investigación y se mantendrá dicha reasignación siempre que se disponga la apertura de un procedimiento ordinario disciplinario en los treinta días hábiles siguientes al traslado.

Artículo 27: La Institución contará con un sistema que garantice la adecuada medición del desempeño del servidor y los resultados de la gestión de las áreas y dependencias en el cumplimiento de sus obligaciones y metas organizacionales, con espacios de retroalimentación y crecimiento, necesarios para convertir las oportunidades de mejora de los servidores y dependencias en fortalezas futuras.

Cuando un servidor obtenga resultados negativos en dos evaluaciones semestrales en un periodo de dos años consecutivos, se ordenará la apertura de un proceso de investigación a efectos de determinar las causas de tales resultados y si existe alguna responsabilidad por parte del funcionario.

CAPÍTULO TERCERO

De la Evaluación del Desempeño

Artículo 28: La COPROCOM realizará el proceso de gestión de la evaluación de desempeño de todos los funcionarios de la institución, basado en instrumentos y procedimientos con parámetros objetivos, que tienden a valorar y potenciar la mejora continua y rendición de cuentas individual e institucional en un determinado tiempo, y medir su aporte en el logro de las funciones, objetivos y responsabilidades de acuerdo con la clasificación y valoración de puestos. Este proceso se regirá por los siguientes principios rectores:

- a) Principio de participación.
- b) Principio de transparencia.
- c) Principio de objetividad e imparcialidad.
- d) Principio de igualdad de oportunidad, trato y no discriminación.
- e) Principio de legalidad.
- f) Principio de eficacia.
- g) Principio de eficiencia.

Artículo 29: Los lineamientos generales, parámetros, objetivos y la evaluación que orientarán la gestión del desempeño de los funcionarios de la COPROCOM para promover su desarrollo, con el propósito de mejorar la gestión pública y aumentar la generación de valor público, serán establecidos mediante una Política de la COPROCOM que se ajuste al Decreto Ejecutivo N°42087 “Lineamientos generales de gestión de desempeño de las personas servidoras públicas” del 04 de diciembre de 2019 publicado en el Diario Oficial La Gaceta N° 235 del 10 de diciembre de 2019.

CAPÍTULO CUARTO

De la Jornada de Trabajo

Artículo 30: La jornada de trabajo para el Personal Administrativo se desarrollará en las instalaciones actuales o futuras de la COPROCOM o mediante el teletrabajo. El teletrabajo se regirá conforme a lo regulado en el Capítulo Quinto de este cuerpo normativo; la Ley para Regular el Teletrabajo, Ley N° 9738 del 18 de setiembre de 2019; y su Reglamento, Decreto Ejecutivo N° 42083 del 20 de diciembre de 2019 y mediante el acuerdo de teletrabajo y sus adendas.

Artículo 31: La jornada ordinaria de trabajo en la Institución será como máximo de cuarenta horas semanales. La jornada ordinaria de trabajo efectivo diario será de ocho horas cuando las labores se realicen entre las 5:00 y las 19:00 horas. Esta jornada se denomina Jornada Diurna.

La jornada laboral está prevista dentro de la jornada diurna en un horario de 8:00 a.m. a 4:00 p.m. de lunes a viernes.

Para los servidores de confianza, la jornada ordinaria semanal será hasta de 60 horas semanales, en razón de 12 horas diarias máximo, según lo dispuesto en el artículo 143 del Código de Trabajo.

Artículo 32: El Órgano Superior podrá modificar temporalmente el horario oficial para la prestación del servicio, dentro de la jornada ordinaria de trabajo indicada en el artículo anterior, de forma que se ajuste a las necesidades particulares de operación y servicio de la Comisión, siempre que circunstancias especiales así lo exijan y no se cause grave perjuicio a los servidores.

El cambio deberá ser comunicado a los funcionarios afectados con un mínimo de un día hábil de anticipación.

Artículo 33: El tiempo para la alimentación y descanso dentro de la jornada ordinaria de trabajo será de 15 minutos al desayuno, 50 minutos al almuerzo, y 10 minutos para el café, en el horario que se determine de común acuerdo con la Jefatura inmediata.

Artículo 34: Se considera tiempo efectivo de trabajo aquel en que los trabajadores permanezcan bajo las órdenes y dirección inmediata o delegada del Patrono, incluso los tiempos destinados para tomar alimentos.

Artículo 35: Cuando necesidades imperiosas de la COPROCOM lo requieran, los servidores quedan en la obligación de laborar en horas extraordinarias, conforme lo establece el artículo 139 del Código de Trabajo.

Artículo 36: La jornada extraordinaria será remunerada a tiempo y medio. En los días de descanso, feriados de pago legal obligatorio y de asueto, la jornada ordinaria se pagará a tiempo doble. Cuando los días feriados de pago legal obligatorio y de asueto estén comprendidos en la jornada ordinaria semanal, el pago del trabajo efectivo realizado se hará tomando en cuenta lo pagado en la jornada ordinaria más un tanto igual para completar el pago doble.

A los servidores de confianza se les calculará el pago de jornada extraordinaria tal como se indica en el párrafo anterior, tomándose en cuenta que su jornada diaria hábil ordinaria máxima es de 12 horas.

Artículo 37: Cuando un servidor, por la naturaleza de su puesto, deba trasladarse fuera del lugar de su trabajo en cumplimiento de sus funciones, se le reconocerá como parte efectiva de su jornada ordinaria el tiempo que tarde su traslado.

De igual modo, si en cumplimiento de sus funciones, el servidor deba desplazarse dentro o fuera del territorio nacional, la Institución aplicará la normativa vigente, dictada por la Contraloría General de la República, en materia de gastos de viaje y de transporte para funcionarios públicos, a efectos de cubrir las erogaciones que, por ese concepto, realicen.

CAPÍTULO QUINTO

Del Teletrabajo

Artículo 38: Créase la Comisión de Teletrabajo, la cual tendrá por objeto coordinar y administrar la modalidad de teletrabajo en la institución y es la responsable de asesorar en la planificación e implementación de acciones que impulsen el teletrabajo en las áreas de la COPROCOM de acuerdo con los objetivos y normativa establecida en el programa.

Artículo 39: La Comisión de Teletrabajo estará integrada por:

- a) Un representante del Órgano Superior de la COPROCOM.
- b) El (la) director (a) del Órgano Técnico.
- c) Un representante de la Unidad de Procedimientos.
- d) Un representante de la Unidad de Concentraciones.
- e) Un representante de la Unidad de Investigaciones y Promoción.
- f) Cualquier otro funcionario que designe el Órgano Superior de la COPROCOM.

Las funciones de la Comisión serán:

- a) Fungir como órgano responsable de la implementación del programa de teletrabajo institucional.
- b) Desempeñarse como interlocutor oficial con el Equipo de Coordinación Técnica del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social.
- c) Recomendar al Órgano Superior los lineamientos para la implementación, mejora y actualización del teletrabajo en la institución.
- d) Definir, actualizar y modificar el procedimiento para la aplicación de la modalidad de teletrabajo.

- e) Determinar los criterios de medición, evaluación y control del teletrabajador a incluir en el acuerdo de teletrabajo, con arreglo a lo recomendado por el Órgano Superior y de conformidad con los lineamientos del Equipo de Coordinación Técnica.
- f) Determinar el perfil de teletrabajador de acuerdo con los lineamientos emitidos por el Equipo de Coordinación Técnica.
- g) Podrá emitir evaluaciones sobre el desempeño de la aplicación del teletrabajo a nivel institucional.

Artículo 40: De los derechos de los trabajadores en el ejercicio de labores mediante la modalidad de teletrabajo. Las personas teletrabajadoras, tendrán los mismos derechos que le corresponden en el ejercicio ordinario de su relación laboral, con arreglo a las normas de derecho público y las contenidas en la Ley para Regular el Teletrabajo, Ley N° 9738 del 18 de setiembre de 2019 y su Reglamento, Decreto Ejecutivo N° 42083 del 20 de diciembre de 2019; así como la Directriz denominada: “MEDIDAS DE ATENCIÓN Y COORDINACIÓN INTERINSTITUCIONAL ANTE LA ALERTA SANITARIA POR CORONAVIRUS (COVID-19)” y las disposiciones pactadas por los funcionarios en acuerdos o adenda de teletrabajo.

Quienes conforman el Órgano Superior podrán teletrabajar según lo requerido y lo acordado en el marco de dicho órgano.

Artículo 41: De las obligaciones de las personas teletrabajadoras durante el teletrabajo. Las personas teletrabajadoras estarán sujetas a las siguientes obligaciones, sin perjuicio de las que acuerden las partes en el acuerdo o adenda de teletrabajo:

- a) Mantenerse localizable durante toda la jornada laboral destinada para el teletrabajo.
- b) Cumplir con los criterios de medición, evaluación y control determinados en el contrato o adenda, así como sujetarse a las políticas y disposiciones de la Comisión, respecto a temas de relaciones laborales, comportamiento, confidencialidad, manejo de la información y demás disposiciones aplicables.
- c) Informar a su jefatura inmediata en un plazo no mayor a veinticuatro horas, cuando se presente cualquier situación donde la persona teletrabajadora no pueda realizar sus labores o estas se vean interrumpidas y coordinar el restablecimiento de sus funciones.
- d) Informar a su Jefatura inmediata en un plazo no mayor a veinticuatro horas cuando las herramientas, los materiales y demás implementos afines, que se le haya entregado a la persona teletrabajadora para la realización de sus labores, sufran algún daño, extravío, robo, destrucción o cualquier otro imprevisto que impida su utilización, y coordinar las acciones a seguir para garantizar la continuidad de sus labores y el servicio público.

Cuando las fallas en el equipo y/o herramientas impidan el normal desarrollo de las funciones de la persona teletrabajadora y se afecte el adecuado cumplimiento

de sus labores, se podrá suspender temporalmente el teletrabajo. En situaciones excepcionales y por requerimiento expreso de su jefatura, la persona teletrabajadora podrá acudir al centro de trabajo a continuar con sus labores.

La persona teletrabajadora no será responsable por los imprevistos que ocurran en el ejercicio de sus funciones, salvo que se determine, por medio de un procedimiento elaborado al efecto que estos hayan acaecido de forma intencional, por alguna negligencia, descuido o impericia de su parte debidamente demostrada.

- e) La persona teletrabajadora debe cumplir con el horario establecido, su jornada laboral y estar disponible para la persona empleadora durante dicho horario y jornada. El incumplimiento de la jornada u horario de trabajo, o bien, el no estar disponible para la persona empleadora durante dicho horario y jornada serán considerados como abandono de trabajo, conforme al inciso a) del artículo 72 de la Ley N.º 2, Código de Trabajo, de 27 de agosto de 1943.
- f) Las demás obligaciones contenidas en el contrato o adenda de teletrabajo y la normativa costarricense aplicable.

Los funcionarios deberán asumir los gastos relativos a electricidad, agua, transporte y alimentación, relacionados con las actividades asignadas en la modalidad de teletrabajo. Asimismo, deberán utilizar el equipo de cómputo institucional que le sea asignado y otro equipo de carácter propio, como impresora, teléfono celular, fax e internet entre otros para el desempeño de las funciones designadas. También serán de uso del teletrabajador, el equipo o materiales de trabajo establecidos en el respectivo Acuerdo de Teletrabajo y su adenda, en las condiciones pactadas.

El teletrabajador, dentro de su jornada de teletrabajo, deberá incorporarse a sus labores regulares de forma presencial, para la ejecución de una tarea específica cuando así lo requiera su Jefatura o el Órgano Superior, en procura del cumplimiento del fin público. El incumplimiento a lo anterior será sancionado, de conformidad con el ordenamiento jurídico que se encuentre vigente al momento de su inobservancia.

Asimismo, la persona teletrabajadora estará sujeta a las obligaciones derivadas de la Ley para Regular el Teletrabajo, Ley N° 9738 del 18 de setiembre de 2019 y su Reglamento, Decreto Ejecutivo N° 42083 del 20 de diciembre de 2019; así como la Directriz denominada: “MEDIDAS DE ATENCIÓN Y COORDINACIÓN INTERINSTITUCIONAL ANTE LA ALERTA SANITARIA POR CORONAVIRUS (COVID-19)” y otras disposiciones emitidas en virtud de cualquier situación de emergencia nacional declarada.

Artículo 42: De las prohibiciones de las personas teletrabajadoras.

Se prohíbe realizar actividades ajenas a sus labores dentro de su horario laboral, por ejemplo, compras, actividades extracurriculares y de índole personal; siendo esto una causal para la apertura de un procedimiento administrativo disciplinario por abandono de trabajo.

Artículo 43: De las actividades y labores a desarrollar en la modalidad de teletrabajo

El teletrabajo se llevará a cabo en el domicilio del teletrabajador mediante el uso de las tecnologías de la información y comunicación sin afectar el normal desempeño de los puestos, los procesos y los servicios que se brindan. La Comisión, podrá realizar visitas al lugar donde el teletrabajador desempeña sus funciones, para la valoración de las condiciones psico-sociolaborales.

Esta modalidad se encontrará sujeta a los principios de oportunidad y conveniencia, en procura del cumplimiento del fin público. Las actividades a desarrollar por la persona teletrabajadora serán definidas de común acuerdo, guiados por los objetivos y necesidades institucionales, conforme al perfil del puesto que ostenta. La persona teletrabajadora deberá atender sus labores de manera diligente, elevando en todo momento su productividad y sujeta a la forma de evaluación de resultados del trabajo pactados.

Como medida de protección para la manipulación del material de trabajo y la producción cualitativa y cuantitativa que se le requiera, la Jefatura coordinará con el teletrabajador las condiciones más favorables para su adecuada custodia, así como el seguimiento, supervisión de las funciones asignadas, los términos en que se ejecutará y presentará el trabajo realizado, mientras se encuentra fuera de su oficina habitual. Para esto, se tomará en cuenta el medio de traslado, la cantidad, la complejidad y el grado de responsabilidad del teletrabajador.

Artículo 44: Las jefaturas tendrán las responsabilidades que le corresponden en su relación laboral ordinaria, regidos por las normas de derecho público que le atañen, teniendo, que acatarlas de la misma forma como si prestara sus servicios dentro de las instalaciones de la Comisión, así como siguientes responsabilidades, y las que sean pactadas en el acuerdo de teletrabajo o su adenda:

- a) Determinar que los puestos de trabajo sean aptos para la modalidad del teletrabajo.
- b) Elaborar y divulgar entre las personas trabajadoras, un documento en el que se indiquen las condiciones del entorno que debe tener la persona trabajadora para desempeñarse en la modalidad de teletrabajo.
- a) Capacitar para el adecuado manejo y uso de los equipos y programas necesarios para desarrollar sus funciones.
- b) Coordinar la forma de restablecer las funciones de la persona teletrabajadora, ante situaciones en las que no pueda realizar sus labores o estas se vean interrumpidas.

Asimismo, deberá respetar tanto la Ley para Regular el Teletrabajo, Ley N° 9738 del 18 de setiembre de 2019 y su Reglamento, Decreto Ejecutivo N° 42083 del 20 de diciembre de 2019; así como la Directriz denominada: “MEDIDAS DE ATENCIÓN Y COORDINACIÓN INTERINSTITUCIONAL ANTE LA ALERTA SANITARIA POR CORONAVIRUS (COVID-19)”

Artículo 45: La eficiencia y cumplimiento en las labores encomendadas al a la persona teletrabajadora se medirá de acuerdo con la producción-meta que establezca para ese efecto quien ejerza su Jefatura o Dirección, según corresponda, en cuanto a calidad y cantidad, según los informes que al efecto se presentarán y aprobarán oportunamente.

Artículo 46: Cuando una Jefatura requiera revocar la modalidad de teletrabajo otorgada a una persona trabajadora con posterioridad al inicio de la relación laboral, la decisión no podrá implicar perjuicio o ruptura de la relación laboral, ni podrá obedecer a prácticas discriminatorias o represalias.

La revocatoria deberá comunicarse a la persona teletrabajadora en el plazo de cinco días hábiles, al menos por escrito y deberá detallar los motivos en los que se respalda la decisión con fundamento en las políticas y los lineamientos emitidos al efecto.

El teletrabajador, cuando así lo requiera Jefatura, deberá incorporarse a sus labores regulares dentro de su jornada de teletrabajo, para la ejecución de una tarea específica, en procura del cumplimiento del fin público. Su incumplimiento será sancionado, acorde al ordenamiento jurídico previo procedimiento administrativo que demuestre el incumplimiento conforme al artículo 91 de este Reglamento.

La Comisión podrá dejar sin efecto la ejecución de labores en la modalidad de teletrabajo, cuando la persona teletrabajadora incumpla con las disposiciones establecidas en la normativa vigente aplicable; o bien, cuando lo estime necesario por razones de conveniencia institucional. El acto en que se decida será razonado y debidamente justificado e implicará la reintegración al centro de trabajo.

CAPÍTULO SEXTO

De las Pasantías

Artículo 47: Las pasantías pueden desarrollarse en las opciones que las universidades y colegios de secundaria ofrecen, dentro de las que se detallan los TCU, Prácticas Profesionales, Proyectos de Graduación, Tesis, entre otras. Para todas ellas, es fundamental que exista el respaldo de la institución educativa con el objetivo de salvaguardar la confidencialidad de la información institucional que el pasante tendrá a disposición para elaborar el proyecto acordado.

Artículo 48: Los pasantes deberán suscribir un contrato mediante el cual se comprometan a respetar la normativa interna de la Institución, observar buenas costumbres, disciplina en todo momento, la adopción de las medidas de salud y seguridad, hacer uso correcto de la información que el COPROCOM le otorgue, conservar y cuidar la documentación sometida a su custodia, así como a no divulgar, ni revelar en forma alguna información, datos, y en general cualquier mecanismo relacionado con la información a la cual tiene acceso, sujetándose a las responsabilidades que marca la ley en caso de contravenir lo anterior.

En caso que revele, publique, o utilice para su propio beneficio cualquier Información Confidencial a la que se refiere el párrafo anterior, la Comisión podrá reclamar los daños y perjuicios que resulten de la divulgación de información, sujetándose a las penas y/o responsabilidades establecidas en la legislación Penal y Civil vigente de la República de Costa Rica, según corresponda.

Artículo 49: Los pasantes deberán aportar a la COPROCOM los siguientes requisitos: póliza estudiantil, Curriculum vitae y carta de la universidad firmada por el director de carrera correspondiente.

Artículo 50: La duración de la pasantía podrá ser de hasta diez meses, prorrogables por el mismo plazo.

Artículo 51: Los pasantes tendrán las siguientes prohibiciones:

- a) Inobservar la adopción de medidas de salud y seguridad de carácter obligatorio que sean hechas de su conocimiento.
- b) Revelar o divulgar información, datos y cualquier mecanismo al cual haya tenido acceso en virtud de su desempeño en la institución.

CAPÍTULO SÉTIMO

Del Sistema de Clasificación y Valoración de Puestos

Artículo 52: Compete al Órgano Superior la aprobación de las políticas de alto nivel en materia de clasificación y valoración de puestos de la Institución, para lo cual tomará en cuenta las particularidades y necesidades específicas de las funciones realizadas por sus dependencias.

Artículo 53: Los estudios técnicos de la Institución que recomienden nuevas clasificaciones y valoraciones serán efectuados por Recursos Humanos en coordinación con MIDEPLAN.

Artículo 54: Forman parte del Sistema de Clasificación y Valoración de Puestos los instrumentos técnicos que se indican a continuación:

- a) Manual de Actividades Ocupacionales.
- b) Descriptivos de Puestos.
- c) Perfiles de Puestos.
- d) Metodología de Clasificación y Valoración de Puestos.
- e) La Escala Regular de Salarios.

Artículo 55: El Manual de Actividades Ocupacionales contempla, al menos, los requisitos de formación y experiencia mínima de las distintas actividades ocupacionales vigentes en la Institución, así como su agrupación por categoría.

Artículo 56: La información que contienen los Descriptivos de Puestos será de aplicación obligatoria para determinar la idoneidad de los candidatos elegibles para llenar las plazas vacantes en la Institución.

Artículo 57: Todas las plazas tendrán un código de posición, considerando para ello la estructura organizacional y de puestos de cada dependencia dentro de la Institución. El Órgano Superior será el encargado de incluir, modificar o eliminar los códigos cuando existan razones plenamente justificadas, administrativa y jurídicamente, sin perjuicio de los derechos laborales correspondientes.

Artículo 58: El Departamento de Recursos Humanos será el encargado de administrar y emitir criterio técnico respecto a las solicitudes de modificación a los Perfiles de Puestos que presenten las dependencias. El Director del Órgano Técnico será el responsable de velar para que estos instrumentos técnicos se mantengan actualizados.

Artículo 59: Las Escalas de Salarios Globales están integradas por categorías, dispuestas verticalmente y numeradas en forma ascendente del número uno en adelante de acuerdo con los principios de competitividad externa y equidad interna.

Artículo 60: Los instrumentos técnicos del Sistema de Clasificación y Valoración de Puestos, serán de aplicación obligatoria en los procesos de nombramiento, reclutamiento, selección, capacitación, permutas, traslados, reorganizaciones administrativas, elaboración de planillas, movimientos o acciones de personal, elaboración de los presupuestos y en cualquier otra gestión administrativa en donde se considere pertinente su consulta y aplicación en virtud de la utilidad de su contenido.

Artículo 61: La realización de un estudio técnico integral de puestos de servicio deberá tramitarse por el Director del Área Técnica con las justificaciones que estime pertinentes ante el Órgano Superior. Lo anterior cuando considere que debería tener variaciones sustanciales y permanentes, para mejorar el servicio público que la Comisión brinda, cumpliendo más eficientemente con las funciones asignadas por ley. Para esos efectos, se deberá presentar ante el Órgano Superior al menos los procedimientos operativos afectados, así como un análisis razonado de los cambios que tendrá cada puesto.

En caso de que dicha propuesta sea avalada por el Órgano Superior, éste ordenará la realización de un estudio de clasificación y valoración de estos puestos, con el objeto de determinar la correcta ubicación y remuneración.

También podrá el Órgano Superior solicitar directamente la realización de un estudio técnico integral de los puestos de servicio que considere deberían tener variaciones sustanciales y permanentes para mejorar el servicio público que se brinda.

En caso de que el Órgano Superior avale la propuesta del Órgano Técnico o la formule directamente, la remitirá a Recursos Humanos para que sea analizada e inicie el estudio de clasificación y valoración de puestos; o en su defecto, emita criterio técnico denegando dicha propuesta si se presenta alguna de las siguientes razones:

- a) Si la propuesta implica la clasificación y valoración de plazas nuevas que no sean parte de un informe de reorganización administrativa.
- b) Si las variaciones que se consideran procedentes en la solicitud del estudio de clasificación y valoración, no han sido debidamente incorporadas y contempladas en los procedimientos operativos de la dependencia donde se ubica el puesto.

- c) Si las variaciones al puesto descritas en la propuesta no están debidamente justificadas para iniciar el estudio.
- d) Cualquier otro motivo que mediante un acto debidamente razonado estime que existe por parte de Recursos Humanos.

Se eximen de lo estipulado anteriormente, los estudios de clasificación y valoración de puestos que deban realizarse de forma inmediata, por los siguientes motivos:

- a) Por una disposición legal o reglamentaria, que imponga nuevas funciones o servicios que deba brindar la Comisión.
- b) Por el acatamiento de una resolución judicial.
- c) Lo anterior, bajo el entendido que es temporal, mientras se realizan los estudios técnicos y se gestiona la aprobación de los cambios correspondientes, para la adopción de estas variaciones en forma permanente.

Artículo 62: Corresponde tanto a la Dirección del Órgano Técnico y Jefatura respectiva, velar que los servidores o colaboradores de las dependencias a su cargo no realicen, de manera permanente, labores diferentes a las previamente establecidas para su puesto de servicio. La infracción de esta disposición se considerará falta grave para los efectos de este Reglamento.

Artículo 63: Recursos Humanos remitirá el resultado del estudio al Órgano Superior quien podrá aceptar o denegar la valoración y reclasificación de un puesto. En caso de que no se apruebe la propuesta, se puede archivar la gestión o solicitar las aclaraciones y reconsideraciones que considere pertinentes del estudio técnico.

Artículo 64: La aprobación de la variación sustancial y permanente de una plaza conforme a lo dispuesto en los artículos anteriores, puede conducir a las siguientes acciones:

- a) Si el puesto se reclasificó a una actividad ocupacional de superior categoría, el empleado que lo ocupe se mantendrá en el cargo siempre y cuando reúna los requisitos de éste.
- b) Si la persona no cumple con los requisitos mínimos de acuerdo con el nuevo perfil del puesto, se suspenderán los efectos de la nueva clasificación y valoración hasta por un periodo máximo de tres meses, tiempo durante el cual el servidor o colaborador continuará en el desempeño de las actividades correspondientes a esa plaza antes de sufrir su modificación, a efecto de que pueda completar los requisitos mínimos del cargo modificado o ser trasladado en principio a otro puesto de igual categoría al que venía desempeñando, siendo que en caso de no ser posible esto último, se reubicará en otra plaza vacante de categoría superior, siempre y cuando en todos los casos resulte idóneo para el nuevo cargo.
- c) En aquellos casos en que la reclasificación y valoración del puesto aprobada corresponda a una categoría inferior a la de la plaza evaluada, el servidor o colaborador podrá mantenerse en el cargo siempre y cuando reúna los requisitos mínimos establecidos para ocupar el puesto.

- d) En caso de que el servidor o colaborador no acepte la reasignación o no cumpla los requisitos mínimos establecidos para el puesto, se aplicará en lo procedente lo estipulado para estos efectos en el inciso 2.
- e) Si del estudio técnico se concluye que las funciones y características particulares del puesto no deben sufrir variaciones sustanciales y permanentes, el servidor o colaborador conservará la misma categoría y se mantendrá en el cargo siempre y cuando reúna los requisitos mínimos del puesto; caso contrario, se aplicará lo estipulado en el inciso 2.

Artículo 65: En los casos en que se recomiende la implementación de un proceso de reordenamiento funcional, la Dirección del Órgano Técnico podrá, entre otras cosas, reasignar actividades de un proceso, fusionar o separar procesos de un área o departamento y reubicar personal internamente, previa aprobación del Órgano Superior y por un período no mayor de seis meses, después de lo cual, si se obtiene un resultado exitoso en su aplicación, tal ajuste a la estructura administrativa deberá ser aprobado a través de un proceso de reorganización administrativa. Caso contrario se volverá a la situación inicial. Los reordenamientos funcionales no afectarán derechos laborales de los servidores o colaboradores.

Artículo 66: En los casos que se determine la procedencia de un proceso de reorganización administrativa, Recursos Humanos realizará una propuesta de mejora o cambio que contemplará de forma integral la problemática de las dependencias y las medidas que se pretende implementar para su solución, la cual deberá incorporar con claridad la justificación de la necesidad de los cambios, el marco jurídico aplicable, el diagnóstico detallado de la situación actual, las implicaciones presupuestarias y una propuesta técnica de mejora que incluya el análisis costo beneficio de las medidas recomendadas, así como los indicadores con que se evaluarán los resultados de su implementación.

En cualquiera de estos casos, el criterio de Recursos Humanos será de conocimiento del Órgano Superior quien podrá objetarlo, total o parcialmente, así como solicitar aclaraciones, correcciones o reelaboración en los aspectos que considere pertinentes, estos dos últimos en el tanto sean procedentes, todo lo cual deberá hacer mediante un acto motivado.

Artículo 67: La reorganización del recurso humano de una dependencia que se realice como resultado de la implementación de un proceso de reorganización administrativa, deberá responder al cumplimiento de requisitos académicos por parte de los titulares y a una evaluación sobre su idoneidad y potencialidad, con base en los perfiles ideales definidos y las descripciones de funciones establecidas para cada actividad ocupacional y puesto.

Artículo 68: Cuando como resultado del estudio de reorganización administrativa, se requiera suprimir, variar o crear plazas, o realizar una combinación de estas acciones, los nombramientos de personal en dichas plazas se harán de manera descendente, esto es, partiendo de la plaza de mayor rango jerárquico hasta la de menor rango, de manera tal que se garantice una adecuada participación de los responsables de cada proceso, en la conformación de su equipo inmediato de trabajo.

En las plazas que no sufran variación alguna, el titular del puesto permanecerá en ella si ese es su deseo, caso contrario, podrá participar en los concursos que se establezcan para las demás plazas resultantes del proceso de reorganización y que no cuenten con un titular confirmado, a las que se le sumará la suya en caso de resultar elegido para otro puesto.

En los concursos que se lleven a cabo para realizar los nombramientos indicados, podrán participar todo el personal adscrito al área o áreas afectadas por la reorganización, sin distinción de categoría, siempre que los mismos cumplan con los requisitos definidos para la plaza por la cual se encuentren optando.

Los instrumentos para evaluar el cumplimiento de los requisitos de las plazas, sean estas pruebas técnicas, atestados, u otros, serán definidos por el Órgano Superior en cada proceso de reorganización.

Artículo 69: Si como resultado de la implementación del proceso de reorganización administrativa, algún servidor o colaborador cuya plaza ha sufrido variaciones significativas que impidan su nombramiento en forma automática, no puede ser ubicado en otra plaza, sea porque decidió no someterse a la aplicación de los procesos de valoración requeridos para los concursos de nombramiento, o porque aun participando en ellos no aprobó ninguno, la Dirección del Órgano Técnico procurará reubicarlo en otra plaza regular de igual o mayor nivel y categoría disponible dentro de la estructura de la Institución; de no ser posible lo anterior, se tratará de ubicarlo en una plaza de menor categoría.

Las reubicaciones indicadas en el párrafo anterior se podrán realizar siempre y cuando el servidor colaborador manifieste su anuencia a tal gestión.

En todos los casos, los servidores o colaboradores deberán cumplir satisfactoriamente con los requisitos establecidos de acuerdo al perfil de las plazas disponibles, lo cual será evaluado mediante los instrumentos técnicos que correspondan.

Artículo 70: Cuando como resultado de un proceso de reorganización administrativa se crean plazas pero no se varían y/o suprimen las existentes según la estructura organizacional y de puestos aprobada antes de ese proceso, las nuevas plazas serán puestas a concurso en los términos definidos en este Reglamento.

Artículo 71: En los casos de reorganizaciones administrativas en donde no sea posible realizar las reubicaciones contempladas, el servidor o colaborador será cesado con derecho a recibir una única indemnización de conformidad con las reglas del Código de Trabajo.

Artículo 72: Cuando Recursos Humanos determine que es necesario contratar externamente los estudios de cargas de trabajo para atender una solicitud de reorganización administrativa, esto justificado por la carga de trabajo que puedan significar los estudios y la capacidad instalada de esa dependencia, el Órgano Técnico podrá proceder con la contratación del servicio, teniendo como base los requerimientos que establezca Recursos Humanos.

Artículo 73: Todo nombramiento en categoría superior, traslado o permuta quedará en firme al concluir el periodo de prueba, salvo que el Órgano Técnico justifique dentro de este plazo la inconveniencia institucional de mantenerlo en el puesto, o bien el servidor o colaborador manifieste su deseo de regresar al cargo anterior.

Durante el periodo de prueba citada las funciones del puesto del servidor o colaborador que fue nombrado en otra plaza, según la necesidad institucional, serán atendidas por el mecanismo de sustitución o recargo.

Artículo 74: En caso de servidores y colaboradores que contraigan matrimonio entre sí o establezcan una relación como pareja sentimental, con el propósito de reducir eventuales conflictos interpersonales en las relaciones laborales y deterioro en los procedimientos de control interno, el Director del Órgano Técnico ordenará un estudio de su ubicación administrativa, de la relación funcional que existiera entre ambos y de las implicaciones administrativas o de control interno de dicha relación. Si se concluye que existen consideraciones que por interés institucional, requieren separarlos, con el apoyo de Recursos Humanos se procurará reubicar a uno de ellos en otro puesto dentro de la Comisión. En caso de que lo anterior no fuera posible y si uno de ellos lo acepta, se le podrá rescindir el contrato con responsabilidad patronal.

CAPÍTULO OCTAVO

Categorías y Salarios

Artículo 75: Los salarios de los servidores serán los que correspondan de acuerdo con la categoría del puesto que desempeña, que en ningún caso podrá ser inferior a los mínimos legales establecidos por decreto ejecutivo. El Órgano Superior en coordinación con MIDEPLAN para la elaboración de nuevas plazas elaborará y mantendrá al día un Manual Descriptivo de Puestos.

Artículo 76: La forma de pago será quincenal para todo el Personal, y si el día de pago coincide con día feriado se hará el pago el día inmediato anterior. El pago se hará mediante depósito a la cuenta electrónica designada por el funcionario.

Artículo 77: La COPROCOM reconocerá al funcionario que sustituya a otro de mayor jerarquía, el equivalente al 50% del salario de quien sustituye al trabajador que además de sus propias funciones asuma las del funcionario ausente. Eso se considerará como recargo de funciones. El procedimiento correspondiente para el recargo de funciones, será llevado a cabo por el área de Recursos Humanos respectiva, dependiendo del régimen laboral al que esté sujeto el funcionario de acuerdo con el artículo 19 y el Transitorio X de la Ley N°9736.

CAPÍTULO NOVENO

De la Capacitación

Artículo 78: La Comisión identificará anualmente sus necesidades de capacitación, de acuerdo con las prioridades y objetivos institucionales y en estrecha vinculación con el Plan Anual Operativo y con la disponibilidad de recursos presupuestarios. Para tal propósito el Órgano Técnico determinará y comunicará al Órgano Superior dentro de las tres primeras sesiones ordinarias del año, las necesidades de capacitación y desarrollo del personal de las unidades administrativas a su cargo.

Artículo 79: Es obligación del personal someterse a los programas de capacitación y desarrollo, requeridos para el buen desempeño de sus funciones.

CAPÍTULO DÉCIMO

De las Vacaciones

Artículo 80: Los funcionarios de la COPROCOM tendrán derecho a vacaciones anuales remuneradas, cuyo disfrute será regulado bajo las siguientes disposiciones:

- a) Si han trabajado un tiempo entre cincuenta semanas y cuatro años gozarán de quince días hábiles de vacaciones.
- b) Si han trabajado durante un tiempo de cuatro años y más hasta nueve años, gozarán de veinte días hábiles de vacaciones.
- c) Si han trabajado durante un tiempo de nueve años y más gozarán de veintiséis días hábiles.

En caso de terminación de la relación de servicio por cualquier causa y en cualquier tiempo, el funcionario tendrá derecho al pago de vacaciones en la proporción correspondiente pendiente.

Artículo 81: La jefatura en mutuo acuerdo con el funcionario realizará el cronograma de programación anual para el disfrute de las vacaciones y deberá hacerlo dentro de los tres meses posteriores al día en que se cumplieran las cincuenta semanas de servicio continuo, tratando de que no se altere la buena marcha de la COPROCOM ni la efectividad del descanso. El control del disfrute de las vacaciones se llevará mediante los sistemas informáticos respectivos y excepcionalmente mediante la boleta de vacaciones impresa respectiva.

Artículo 82: El pago de las vacaciones se hará con base en el promedio de los salarios ordinarios y extraordinarios devengados por el trabajador durante las cincuenta semanas de trabajo, o durante el tiempo que le otorga derecho proporcional a las mismas.

Artículo 83: Los servidores gozarán sin interrupción del periodo de sus vacaciones. Excepcionalmente podrán dividirse en tres períodos como máximo, cuando exista convenio de las partes al respecto y no se presente afectación en la gestión de la Unidad respectiva.

Artículo 84: Queda prohibido a los servidores acumular las vacaciones, pero podrán serlo por una sola vez cuando el trabajador desempeñare labores técnicas, de dirección, de confianza u otras análogas, que dificulten especialmente su reemplazo.

Artículo 85: En el caso de periodos de vacaciones acumulados, la Comisión deberá tomar las acciones pertinentes para que los empleados disfruten de los periodos acumulados por encima del máximo permitido, considerando en cada caso que la acción tomada no tenga como efecto una desmejora o paralización en el servicio público que brinda la institución.

Artículo 86: Los empleados deberán disfrutar de sus vacaciones legales antes de que se jubilen o terminen un periodo de nombramiento.

CAPÍTULO DÉCIMO PRIMERO

Del Descanso semanal

Artículo 87: Todos los servidores de la COPROCOM disfrutarán de dos días de descanso absoluto después de cada semana.

CAPÍTULO DÉCIMO SEGUNDO

De los Días Feriados

Artículo 88: Son hábiles para el trabajo todos los días del año menos los de descanso, los feriados establecidos en el Código de Trabajo y los de asueto que sean acogidos. Sin embargo, podrá trabajarse en tales días siempre y cuando ello fuere posible al tenor de las excepciones contenidas en el artículo 151 del Código de Trabajo.

Artículo 89: La COPROCOM por ser una institución pública, pagará todos los feriados a que se refiere el artículo 147 del Código de Trabajo, de manera que si se labora un día feriado se tendrá que abonar al servidor, un salario adicional sencillo, al correspondiente de la jornada de trabajo de que se trate.

CAPÍTULO DÉCIMO TERCERO

Aguinaldo

Artículo 90: Todos los servidores de la COPROCOM de cualquier clase que sean y cualquiera que sea la forma en que desempeñen sus labores y en que se le pague el salario, tendrán derecho a un sueldo adicional anual en el mes de diciembre conforme a las disposiciones de la Ley de Pago de Aguinaldo para los Servidores Públicos N°1835 del 11 de diciembre de 1954 y sus reformas. Dicho beneficio deberá ser entregado dentro de los primeros veinte días del mes de Diciembre de cada año, salvo terminación del contrato o relación de servicio antes del vencimiento del período respectivo, caso en el cual se le pagará proporcionalmente.

CAPÍTULO DÉCIMO CUARTO

Obligaciones de los Servidores de la COPROCOM

Artículo 91: Conforme a lo dispuesto en este Reglamento, la Ley General de la Administración Pública y lo regulado en el Código de Trabajo son obligaciones, de los trabajadores:

- a) Prestar los servicios personales en forma regular y continua y dentro de la jornada de trabajo, cumpliendo las obligaciones inherentes a sus cargos.
- b) Ejecutar el trabajo con intensidad, cuidado, dedicación y esmero apropiado en la forma, tiempo y lugar convenidos.
- c) Restituir a la COPROCOM los materiales no usados y conservar en buen estado los instrumentos, bienes y útiles que se les faciliten para el trabajo, en el entendido que no serán responsables por el deterioro normal ni del que se ocasione por caso fortuito, fuerza mayor, mala calidad o defectuosa confección, pero si por mal uso o uso negligente.
- d) Desempeñar el servicio contratado bajo la dirección del Órgano Superior a cuya autoridad estarán sujetos en todo lo concerniente al trabajo y ejecutar las labores que los mismos les encomienden y las respectivas jefaturas dentro de la jornada de trabajo siempre que sean compatibles con sus aptitudes, estado y condición y que sean aquellos que formen parte del contrato o la relación de servicio.

e) Observar durante la jornada de trabajo buenas costumbres y disciplina y observar dignidad en el desempeño de sus cargos.

f) Prestar los auxilios necesarios en caso de siniestro o riesgo inminente en que las personas o intereses del Patrono, o algún compañero de trabajo estén en peligro, nada de lo cual les dará derecho a remuneración adicional.

g) Guardar la discreción necesaria en los asuntos relacionados con su trabajo, que por su naturaleza o en virtud de instrucciones especiales así lo requieran, aún después de haber cesado en sus cargos, sin perjuicio de la obligación en que están de denunciar cualquier hecho delictuoso. Mediante directriz el Órgano Superior determinará el protocolo para el manejo de información y la interacción entre los funcionarios a efectos de resguardar la confidencialidad debida.

h) Brindar los informes requeridos sobre sus labores de forma detallada y debidamente documentada con los respectivos respaldos.

i) Guardar a sus jefes, compañeros y al público en sus relaciones con él motivadas por el trabajo toda consideración y respeto debido, de modo que no se origine queja justificada por mal servicio, maltrato o falta de atención.

j) Someterse a reconocimiento médico, a solicitud del Patrono para comprobar si padece alguna incapacidad permanente o alguna enfermedad; o a petición de un organismo oficial de salud pública o seguridad social por cualquier motivo.

k) Observar rigurosamente las medidas preventivas de las autoridades competentes, y las que indique el Patrono y en materia de Salud Ocupacional para la seguridad y protección de los servidores, sus compañeros de trabajo o de los lugares donde laboran.

l) Responder económicamente por los daños que causaren intencionalmente a los bienes propiedad o al servicio de la COPROCOM, que se debieren a su negligencia o descuido manifiesto y absolutamente inexcusable.

m) Reportar al Órgano Superior o al jefe inmediato de los daños o imprudencias que otros compañeros causaren en perjuicio de la COPROCOM. Si descubren un robo, daño o imprudencia realizado por cualquier persona, deben denunciarlo de inmediato.

n) Durante la jornada de trabajo deben vestir de forma correcta y decente, de conformidad con las labores que desempeñen.

o) Desarrollar las labores dentro de un ambiente de seriedad y armonía.

p) Acatar y hacer cumplir las medidas que tiendan a prevenir el acaecimiento de riesgos del trabajo.

q) Comenzar las labores de conformidad con el horario establecido, no pudiendo abandonarlas ni suspenderlas sin causa justificada antes de haber cumplido la jornada de trabajo.

r) Obtener autorización del jefe inmediato para salir del centro de trabajo y reportar con exactitud el lugar donde se encuentra.

s) Presentar al jefe inmediato constancia escrita del tiempo empleado en sus visitas a instituciones aseguradoras o centros médicos.

t) Mantener al día las labores que le han sido encomendadas, salvo que motivos justificados lo impidan de lo cual debe informar de manera inmediata a que se presenten.

u) No sobrepasar los límites de descanso entre las jornadas destinadas a tomar alimentos. Lo contrario será abandono de trabajo.

v) Respetar, no discriminar ni violentar de manera verbal, no verbal o escrita por cualquier medio a las personas servidoras, colaboradoras, proveedoras, clientes o cualquiera otra con la que se establezca una relación con el servicio que presta la Institución, en razón de su raza, género, origen étnico, religión, credo, afinidad política, nacionalidad, discapacidad, edad, estado civil, condición de salud, orientación sexual, identidad de género u otras razones.

w) Reconocer en las comunicaciones o relaciones interpersonales, la identidad de género, de acuerdo con lo que soliciten servidores y colaboradores, así como proveedores, clientes o cualquier otra persona externa con la que se establezca alguna relación, lo cual solo aplica cuando no sea necesario utilizar la identidad legal para registrar o formalizar gestiones dentro o fuera de la Comisión.

x) Informar a su superior inmediato si está padeciendo de alcoholismo o adicción a algún otro tipo de droga. Lo anterior con el fin de coordinar el tratamiento necesario para el restablecimiento de su salud.

y) Cumplir con lo asignado de conformidad con el Contrato de Teletrabajo.

A efectos de la valoración de eventuales incumplimientos a lo antes descrito y el régimen sancionatorio correspondiente, se considerarán graves las conductas descritas en los siguientes incisos: e), k), y v).

Con el mismo propósito se considerará incumplimiento muy grave incurrir en las conductas descritas en los incisos g), i), v) y w).

Las demás se considerarán faltas leves sin perjuicio de que la conducta investigada califique dentro de faltas graves o muy graves según las particularidades del caso que se determinen en el procedimiento administrativo sancionatorio correspondiente.

Artículo 92: Además de lo dispuesto en este Reglamento y artículo anterior, son obligaciones de las jefaturas:

a) Velar por el cumplimiento de las funciones que le son encomendadas y hacer que sus subalternos cumplan con sus obligaciones, supervisando y asesorando diligentemente al personal a su cargo.

- b) Reportar las faltas que cometan sus subalternos, informando inmediatamente y por escrito al Órgano Superior, para la aplicación del procedimiento y sanción correspondiente.
- c) Evitar que se cometan irregularidades en su Unidad.
- d) Tomar las precauciones necesarias para prevenir posibles riesgos del trabajo.
- e) Velar por la disciplina y asistencia de los funcionarios a su cargo, informando sobre cualquier anomalía al Órgano Superior.
- f) Rendir los informes que en cualquier momento le solicite el Órgano Superior.

CAPÍTULO DÉCIMO QUINTO

Prohibiciones a los Funcionarios de la COPROCOM

Artículo 93: Conforme a lo dispuesto en otros artículos de este Reglamento, y además de lo dispuesto en el Código de Trabajo, queda absolutamente prohibido a los servidores de la COPROCOM:

- a) Ocupar tiempo dentro de la jornada de trabajo para asuntos ajenos a las labores que les han sido encomendadas.
- b) Ausentarse del trabajo sin causa justificada y sin permiso o de su jefatura inmediata.
- c) Trabajar en estado de embriaguez o bajo cualquier otra droga o condición análoga.
- d) Recibir en horas de trabajo visitas de carácter personal, salvo casos urgentes e importantes, previa autorización del jefe inmediato.
- e) Hacer durante el trabajo propaganda política electoral o contraria a las instituciones democráticas del país, o ejecutar cualquier otro acto que signifique coacción de las libertades que establece la Constitución Política.
- f) Mantener conversaciones innecesarias con compañeros de trabajo o con terceras personas en perjuicio o con demora de las labores que están ejecutando.
- g) Distraer con cualquier clase de juegos o bromas a sus compañeros de trabajo, quebrantar la cordialidad y el mutuo respeto que deben ser normas en las relaciones del personal de la COPROCOM.
- h) Usar los útiles y herramientas de trabajo suministradas por el patrono para objeto distinto de aquel a que están destinadas.
- i) Portar armas de cualquier clase durante la jornada de trabajo, excepto en los casos especialmente autorizados.

- j) Negarles el debido cumplimiento y acatamiento a las órdenes del Órgano Superior o Jefatura inmediata, cuando sean propias del objeto de su relación de servicio.
- k) Tratar de resolver por medio de la violencia, de hecho o de palabra, las dificultades que surjan durante la realización del trabajo o durante la permanencia en el trabajo.
- l) Burlarse del público, hacer bromas con sus compañeros de trabajo con terceras personas que puedan motivar molestias o mal entendidos con el público o a lo interno.
- m) En el desempeño de sus cargos, actuar para fines distintos a los encomendados.
- n) Dedicarse durante las horas de laborar, a trabajos o discusiones ajenas a sus funciones.
- ñ) Recoger o solicitar, directa o indirectamente contribuciones o suscripciones de otros servidores públicos, para fines de interés público-social o de beneficencia.
- o) Solicitar o recibir dádivas, obsequios y recompensas que se ofrezcan como retribución por actos inherentes a sus cargos.
- p) Solicitar o percibir, subvenciones de otras entidades públicas por concepto de desempeño de sus funciones.
- q) Usar utensilios o máquinas, emplear útiles o materiales propiedad de la COPROCOM para fines ajenos a la realización del trabajo.
- r) Hacer negocios personales dentro del centro de trabajo o durante la jornada de trabajo.
- s) Proferir, insultar o usar vocabulario incorrecto.
- t) Impedir o entorpecer el cumplimiento de las medidas de salud ocupacional en la ejecución de las labores.
- u) Dañar, destruir, remover o alterar los avisos o advertencias sobre la prevención de riesgos del trabajo y los equipos de protección personal o negarse a usarlos sin motivo justificado.
- v) Violentar la confidencialidad de la información obtenida en los procedimientos ante la COPROCOM a lo interno o hacia afuera de la institución.
- w) Realizar comentarios o apreciaciones dentro o fuera de la institución que desacrediten el actuar de la COPROCOM.
- x) Incumplir los requerimientos de informes de labores o cumplimiento de plazos en la tramitación de un asunto.
- y) Acumular periodos de vacaciones de conformidad con lo dispuesto en el artículo 159 del Código de Trabajo.
- z) Presentarse a trabajar en estado de embriaguez o bajo el efecto de alguna droga.

A efectos de la valoración de eventuales incumplimientos a lo antes descrito y el régimen sancionatorio correspondiente, se considerarán graves las conductas descritas en los siguientes incisos: a), b), e), g), j), l), m), n), ñ), q), s), t), u) y z).

Con el mismo propósito se considerará incumplimiento muy grave incurrir en las conductas descritas en los incisos: c), h), i), k), o), p), r), v) y w).

Artículo 94: El servidor que cometa alguno de los actos señalados en el artículo anterior, o que incumpla alguna de las obligaciones a que se refiere el artículo 91 de este Reglamento, o el 93 de este Reglamento si se trata de un jefe, será sancionado conforme a este Reglamento.

CAPÍTULO DÉCIMO SEXTO

Del Registro de Asistencias

Artículo 95: El control de Asistencia y Puntualidad al trabajo se llevará, para todos los servidores de la COPROCOM por las respectivas jefaturas por los medios que se estimen idóneos, tales como listas, registros electrónicos, entre otros y bajo su responsabilidad.

Quien se ausente por dos días en el mismo mes si la debida justificación:

- a) Por la primera vez: amonestación escrita.
- b) Por la segunda vez: reprensión escrita.
- c) Por la tercera vez: despido sin responsabilidad patronal.

Estas faltas se computarán para efectos de reincidencia en un lapso de tres meses.

Artículo 96: Se exceptúa de la marca de puntualidad a los Comisionados, funcionarios de confianza; a los que expresamente señale el Órgano Superior en virtud de las funciones que realizan y los que hayan alcanzado 20 años de servicio en la Comisión y que tengan un buen record de asistencia.

CAPÍTULO DÉCIMO SÉTIMO

Licencias y Beneficios Sociales

Artículo 97: Todos los funcionarios de la COPROCOM tienen derecho a licencias, las cuales se regirán por lo aquí estipulado. Los funcionarios que se encuentren bajo el Régimen del Servicio Civil en virtud de la transición de la Ley 9736 se regirán además por el Estatuto del Servicio Civil y su Reglamento en forma supletoria.

Podrán disfrutar licencia con o sin goce de salario, de conformidad con lo indicado en este artículo, previa solicitud escrita, debidamente razonada y con las pruebas del caso, cuando ello fuere necesario, en los siguientes casos:

a) Hasta por una semana, con goce de salario, en caso de matrimonio del servidor o de fallecimiento de cualquiera de sus padres, hijos, hermanos o cónyuge, de su pareja sentimental o de un familiar de hasta segundo grado de consanguinidad o afinidad; por nacimiento o adopción de un hijo.

b) En casos urgentes ya sea por problemas de índole personal o familiar, podrán disfrutar permisos sin goce de sueldo previa solicitud y fundamentación presentada ante el Órgano Superior y siempre que no se ocasione perjuicio grave a la gestión.

c) En cuanto a licencias para estudios se deberá acreditar el programa a seguir, duración, cursos y titulación. Este podrá ser concedido a título de permiso sin goce de salario. No forma parte de este tipo de licencias de estudio, las capacitaciones que la COPROCOM disponga para sus funcionarios a nivel nacional o internacional ya que éstas serán consideradas como actividades propias de la Comisión y parte de las labores ordinarias, razón por la cual se aprovecharán con goce de salario.

d) En circunstancias excepcionales no previstas anteriormente, el director del Órgano Técnico podrá conceder una licencia con goce de salario de hasta por 5 días hábiles. Para esos efectos el interesado deberá demostrar a satisfacción del director la existencia de la situación excepcional.

Artículo 98: Las solicitudes de licencias, permisos, etc. deberán hacerse por escrito ante el jefe inmediato, quien deberá resolver dentro de los ocho días hábiles siguientes. Los asuntos urgentes podrán gestionarse verbalmente ante el jefe inmediato y deberán resolverse del mismo modo y debiendo comunicarse o notificarse por cualquier medio al Órgano Superior. Sobre lo resuelto por la jefatura inmediata procederá recurso de apelación ante el Órgano Superior, el cual deberá resolverlo dentro de los ocho días naturales siguientes.

Artículo 99: La asistencia al Seguro Social cuando sean en horas laborales, se considerará como licencia con goce de salario, para ello el funcionario deberá presentar el documento de control de asistencia que la institución aseguradora otorga para estos fines.

Artículo 100: La Comisión podrá conceder permiso sin goce de sueldo a aquellos trabajadores que así lo soliciten, de conformidad con la siguiente escala:

Hasta por un máximo de quince días serán otorgados por el Jefe del Departamento al que pertenezca el trabajador.

Los mayores de quince días hasta un máximo de tres meses serán otorgados por el Director del Órgano Técnico.

Adicionalmente, el Órgano Superior podrá conceder al personal que lo solicite, permisos sin goce de sueldo superiores a tres meses y hasta por dos años, renovables en forma consecutiva mientras subsistan las causas que motivaron el permiso original cuando se trate de realizar labores por periodos determinados en otras instituciones o dependencias del Estado u organismos internacionales vinculados con la Comisión, siempre que medie interés público e interés institucional. Iguales reglas se aplicarán cuando el trabajador pase a laborar en otras áreas de la Institución, en puestos de nombramiento discrecional.

En todos los casos contemplados, si en virtud del plazo del permiso solicitado se observa que la ausencia del trabajador interrumpirá el normal funcionamiento del área en que labora, el Director del Órgano Técnico propondrá el nombre del personal que participará en la cadena de remplazos o ascensos interinos que estime necesaria. Por su parte, el Órgano Superior podrá autorizar los nombramientos interinos que se requieran, para lo cual deberán mediar las justificaciones correspondientes, por el período que se estime necesario, a fin de cubrir el permiso otorgado o renovado al titular del puesto y aprovechar el contenido presupuestario asignado a las plazas involucradas en los movimientos de personal que se definan.

Artículo 101: En lo que corresponde a presentación de tesis, exámenes de grado y otros trabajos de graduación en universidades y otros centros de enseñanza superior, el servidor podrá acogerse a una licencia con goce de sueldo por quince días hábiles, en el tanto la carrera universitaria que realiza y la temática de la tesis sea de interés institucional, lo cual será calificado por Recursos Humanos en estrecha coordinación con el Director del Órgano Técnico y la Jefatura de la dependencia en donde se ubica el servidor o colaborador. Las funciones de las áreas indicadas deberán tener afinidad con el tema de la tesis. Si el requisito de graduación es efectuar exámenes de grado, la indicada licencia con goce de sueldo por quince días hábiles, se concederá en el tanto la carrera universitaria que realiza sea de interés institucional. El funcionario deberá acreditar la realización de la gestión objeto de la licencia, de lo contrario deberá reintegrar el monto correspondiente a los días hábiles disfrutados. Este compromiso deberá consignarse en un “acuerdo de compromisos” suscrito de previo al disfrute de la licencia.

Artículo 102: En los casos de incapacidades por enfermedad, accidente o riesgo laboral y licencias por maternidad, adopción de menor de edad y responsabilidad de pacientes en fase terminal, los servidores de la Comisión tendrán derecho a lo siguiente:

- a) Recibir en calidad de subsidio un porcentaje del salario promedio devengado en los últimos tres meses anteriores a su incapacidad, conforme lo establecen la Ley y los reglamentos vigentes sobre la materia, monto que no estará sujeto a cargas sociales, patronales y obreras, ni se considerará para aguinaldo, aportes a la Asociación Solidarista y prestaciones legales.
- b) Las servidoras y colaboradoras a quienes se les otorguen una licencia remunerada por maternidad o adopción de menor de edad, continuarán devengando su salario con los derechos y obligaciones que ello deriva, de conformidad con lo establecido en el artículo 95 del Código de Trabajo; en los casos de licencia para cuidar a un enfermo en fase terminal, regirá en todos sus extremos lo estipulado en la Ley 7756 Beneficios para los Responsables de Pacientes en Fase Terminal.
- c) La Institución gestionará ante la Caja Costarricense de Seguro Social o el Instituto Nacional de Seguros, el reintegro de los subsidios derivados de las incapacidades y licencias, en los porcentajes que la Ley y los reglamentos respectivos establecen.

Los reportes que emita la Comisión en esta materia identificarán a los servidores incapacitados, de manera que en el periodo de que se trate no aparezcan devengando salario alguno.

Las ausencias por enfermedad de tres o menos días no se calificarán como subsidio y podrán ser autorizadas por la instancia jerárquica inmediata del servidor como una licencia con goce de

salario, quien podrá exigir los justificantes que estime convenientes, en concordancia con la legislación vigente.

Artículo 103: La Comisión concederá a toda servidora y colaboradora que haya concebido un hijo y este se encuentre en periodo de lactancia materna, una licencia con goce de salario equivalente a una hora diaria de la jornada laboral, hasta el cumplimiento del primer año del lactante, salvo que por prescripción médica esta licencia deba extenderse.

Artículo 104: La Comisión mantendrá el sistema de servicios de consulta de medicina general para sus servidores, el cual contará con el personal, el equipo y el espacio necesarios para que su prestación sea eficiente y de calidad, dentro de un horario que se ajustará a las necesidades que atienda.

Artículo 105: La Comisión dispondrá en sus instalaciones físicas, de un espacio de comedor para sus servidores. Este local deberá mantenerse limpio, reunir las condiciones de iluminación, ventilación y dimensiones físicas necesarias y estar amueblado convenientemente y dotado de medios especiales para guardar, refrigerar y recalentar alimentos, así como para lavar utensilios.

El Órgano Técnico valorará dar su autorización para instalar en los comedores equipos para la venta de alimentos preparados, siempre y cuando la prestación de este servicio no afecte el normal funcionamiento del comedor. En ningún caso se permitirá la preparación de alimentos dentro de las instalaciones de la Comisión.

CAPÍTULO DÉCIMO OCTAVO

De las Sanciones Disciplinarias

Artículo 106: Las faltas en que incurran los trabajadores serán sancionadas con las siguientes medidas y sanciones disciplinarias:

- a) Amonestación verbal.
- b) Amonestación escrita.
- c) Suspensión del trabajo sin goce de sueldo hasta por 15 días.
- e) Despido sin responsabilidad para la COPROCOM.

Dichas sanciones se aplicarán de acuerdo a los hechos y circunstancias y su eventual adecuación a la tipificación y gravedad.

Artículo 107: La amonestación verbal se aplicará en los siguientes casos:

- a) Cuando el servidor incurra en alguna falta que no esté prevista como grave o muy grave o desatención respecto a las funciones propias de su cargo.
- b) Cuando el servidor no cumpla en tiempo y forma una orden expresa de su superior correspondiente a una tarea propia de sus funciones dirigida al cumplimiento de los fines.

Artículo 108: La amonestación escrita se aplicará en los siguientes casos:

- a) Cuando el servidor desatienda de forma reiterada lo advertido por su superior mediante amonestación verbal sobre el cumplimiento de sus funciones.
- b) Cuando el servidor incurra en falta de respeto y actuación descortés con el público o con sus compañeros o jefatura.
- c) Cuando incumpla alguna de las obligaciones establecidas en el artículo 93 y 94 de este Reglamento según corresponda, si la falta no diere mérito para una sanción mayor en atención a la afectación.
- d) Cuando el funcionario se ausente injustificadamente dos días consecutivos o alternos dentro del mismo mes.
- e) Faltar a lo indicado en materia de salud ocupacional.
- f) Cuando las leyes de trabajo exijan la amonestación escrita antes del despido.

Artículo 109: La suspensión del trabajo se aplicará hasta por quince días y sin goce de salario en los siguientes casos:

- a) Cuando el funcionario después de haber sido reprimido por escrito incurra de nuevo en la falta que motivo la reprobación dentro de los cuatro meses siguientes a aquella.
- b) Cuando el funcionario viole alguna de las obligaciones prescritas en los artículos 93 y 94 o en las prohibiciones del artículo 95 de este Reglamento consideradas como actuaciones graves en este Reglamento, salvo que la falta diere mérito para el despido por la afectación o alcances.
- c) En los casos en que incumpla en dos ocasiones con el requerimiento de un informe de labores o cumplimiento de plazos para determinadas actuaciones dentro de las distintas etapas del procedimiento especial u otros informes en virtud de estudios u opiniones. Para ello deberá existir constancia de los requerimientos.
- d) Cuando el funcionario se ausente sin justificación durante tres días alternos en el mismo mes.
- e) Cuando el funcionario incurra en acoso laboral o sexual respecto a otro funcionario.

Artículo 110: El despido se efectuará sin responsabilidad para la COPROCOM en los siguientes casos:

- a) Cuando el funcionario en tres ocasiones se le imponga suspensión e incurra en causal para una cuarta suspensión dentro del periodo del año calendario en que acaeció la primera. Se considera la repetición de infracciones como una conducta irresponsable y contraria a las obligaciones de la relación de servicio.

- b) Cuando el funcionario incurra en alguna de las conductas consideradas muy graves por este Reglamento, entre éstos cuando se violente la confidencialidad de información manejada en los procedimientos ante la COPROCOM a lo interno o hacia afuera de la Comisión.
- c) Cuando en los informes requeridos se incurra por negligencia o de manera intencional, en omisión de información a la jefatura u Órgano Superior o se incluyan datos falsos.
- d) Cuando se incurra en formas que desacrediten de manera maliciosa, infundada o perniciosa a la institucionalidad, credibilidad y buen nombre de la Comisión o de sus miembros.
- e) Cuando el funcionario se ausente sin justificación durante tres días consecutivos en el mismo mes o cuatro o más alternos en el mismo mes.
- f) Por seis llegadas tardías en el mismo mes.
- g) Cuando el funcionario incurra en abandono de trabajo.
- h) Cuando el funcionario incurra en una causal de acoso laboral o sexual por segunda ocasión.
- i) Cuando el funcionario incurra en algunas de las causales previstas en el artículo 81 del Código de Trabajo

Artículo 111: La amonestación verbal o escrita, deberá imponerse dentro de los ocho días calendario, siguientes al día en que se cometió la falta o se tuvo conocimiento de ella. Para la imposición de la suspensión sin goce de salario o el despido sin responsabilidad patronal, deberá realizarse de previo un procedimiento disciplinario ordinario conforme a la Ley General de la Administración Pública. Dicho proceso deberá instaurarse dentro del mes siguiente al día en que se cometió la falta o que el Órgano Superior o jefatura inmediata tuvieron conocimiento de la misma. Para ello, el Órgano Superior, dispondrá el inicio de tal procedimiento y designará el órgano director respectivo a efectos de realizar la instrucción y garantizar el debido proceso y derecho de defensa. Una vez concluida la instrucción se remitirá el expediente respectivo al Órgano Superior, el cual deberá tomar una decisión dentro del mes siguiente al recibo del expediente por parte del Órgano Instructor. La decisión tiene recurso de reconsideración, el cual deberá interponerse ante el Órgano Superior dentro del plazo de tres días hábiles. El recurso deberá resolverse dentro de los quince días hábiles posteriores. Una vez firme la decisión el Órgano Superior contará con un mes calendario para hacer efectiva la respectiva sanción en caso de mantenerse ésta.

CAPÍTULO DÉCIMO NOVENO

De las Ausencias

Artículo 112: Se considera ausencia la inasistencia a un día completo de trabajo. La falta a una fracción de la jornada de trabajo se computará como media ausencia. Dos mitades de una ausencia para efectos de este Reglamento se considerarán como una ausencia.

Artículo 113: Las ausencias al trabajo deberán ser comprobadas mediante documento expedido por la Caja Costarricense de Seguro Social en los casos protegidos por ese régimen o por el Instituto Nacional de Seguros si se trata de un riesgo del trabajo. En casos muy calificados, la ausencia podrá dispensarse mediante presentación de un certificado médico particular.

CAPÍTULO VIGÉSIMO

De las Llegadas Tardías

Artículo 114: Se considera llegada tardía el ingreso al trabajo después de quince minutos de la hora exacta para el comienzo de las labores. Sin embargo, en casos muy calificados a juicio del Órgano Superior o de la Jefatura Inmediata se podrá justificar la llegada tardía a efecto de no aplicar el rebajo de media jornada correspondiente.

Artículo 115: Las llegadas tardías mayores a los quince minutos después de la hora exacta de iniciación de la jornada de trabajo, impedirán al funcionario laborar en la respectiva fracción de jornada, lo que se considera como media ausencia para efectos de sanción.

Artículo 116: Las llegadas tardías injustificadas computables dentro de un mismo mes calendario se sancionarán de la siguiente forma:

- a) Por tres llegadas tardías: amonestación escrita.
- b) Por cuatro llegadas tardías: reprensión escrita.
- c) Por cinco llegadas tardías: suspensión sin goce de salario hasta por quince días.
- d) Por seis o más llegadas tardías: despido sin responsabilidad patronal.

CAPÍTULO VIGÉSIMO PRIMERO

Abandono de Trabajo

Artículo 117: Se considera abandono de trabajo el hacer dejación dentro de la jornada de trabajo de la labor objeto de la relación de servicio. Para efectos de calificar el abandono no es necesario que el servidor salga del lugar donde presta servicios, sino que bastará que de modo evidente abandone la labor que le ha sido encomendada.

CAPÍTULO VIGÉSIMO SEGUNDO

Salud Ocupacional

Artículo 118: Declárese de interés público todo lo referente a la salud ocupacional, que tiene como finalidad promover y mantener el más alto nivel de bienestar físico, mental y social del servidor en general, prevenir todo daño causado a la salud de este por condiciones del trabajo, protegerlo en su empleo contra riesgos resultantes de la existencia de agentes nocivos a la salud.

Artículo 119: Es deber de la COPROCOM adoptar las medidas necesarias para proteger eficazmente la salud ocupacional de sus servidores, conforme a la legislación vigente en esta materia y las recomendaciones que sobre la misma formulen tanto las autoridades de Inspección del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, Ministerio de Salud e Instituto Nacional de Seguros que garanticen:

a) La protección de la salud y la preservación de la integridad física, mental y social de los servidores.

b) La prevención y control de los riesgos del trabajo.

Artículo 120: En la COPROCOM se designará a uno o varios funcionarios para que de manera periódica evalúen las condiciones de salud ocupacional de la Comisión y formulen recomendaciones preventivas o de mejora al Órgano Superior.

CAPÍTULO VIGÉCIMO TERCERO

Riesgos del Trabajo

Artículo 121: Son riesgos del trabajo los accidentes y enfermedades que ocurren a los servidores, con ocasión o por consecuencia del trabajo que desempeñan, en forma subordinada y remunerada, así como su agravación o reagravación consecuencia directa del mismo.

Artículo 122: La COPROCOM deberá dar aviso al Instituto Nacional de Seguros de cualquier riesgo del trabajo que le ocurra a sus servidores dentro del término de cinco días hábiles a partir de su acaecimiento.

Artículo 123: En esta materia, sin perjuicio de lo establecido en la legislación vigente, es obligación de la COPROCOM:

a) Permitir a las autoridades competentes la inspección periódica de los centros de trabajo.

b) Permitir la capacitación y adiestramiento de los funcionarios en materia de salud ocupacional.

c) Cumplir con las disposiciones legales y reglamentarias sobre salud ocupacional.

d) Proporcionar el equipo y elementos de protección personal y de seguridad en el trabajo y asegurar su uso y funcionamiento.

Artículo 124: Todo servidor deberá acatar y cumplir, la legislación y reglamentos vigentes en esta materia y las normas que se promulguen en el futuro, así como las recomendaciones que formulen las autoridades competentes.

Serán obligaciones del funcionario en esta materia, sin perjuicio de lo dispuesto en legislación vigente, las siguientes:

a) Someterse a los exámenes médicos que por ley o por orden de las autoridades competentes sean necesarios, de cuyos resultados deberá ser informado.

b) Colaborar y asistir a los programas que procuren su capacitación, en materia de salud ocupacional.

c) Participar en la elaboración, planificación y ejecución de los programas de salud ocupacional en los centros de trabajo.

d) Utilizar, conservar y cuidar el equipo y elementos de protección personal y de seguridad en el trabajo que se le suministren.

Artículo 125: Ningún empleado de la COPROCOM debe:

a) Impedir o entorpecer el cumplimiento de las medidas de salud ocupacional.

b) Remover, sin autorización, los resguardos y protecciones de las máquinas y útiles de trabajo.

c) Alterar, dañar, destruir los equipos y elementos de protección personal, de seguridad en el trabajo o negarse a usarlos sin motivo justificado.

d) Manejar, operar o hacer uso de equipo o herramientas de trabajo para los cuales no está capacitado o cuenta con autorización.

e) Hacer juego o dar bromas que pongan en peligro la vida, salud e integridad personal de otros funcionarios o de terceros.

CAPÍTULO VIGÉSIMO CUARTO

Reclamos

Artículo 126: Las solicitudes de reclamos deberán hacerse por escrito ante el jefe inmediato, quien deberá resolver dentro de los ocho días hábiles siguientes. Los asuntos urgentes podrán gestionarse verbalmente ante el Jefe inmediato y deberán resolverse del mismo modo y debiendo comunicarse o notificarse por cualquier medio al Órgano Superior. Sobre lo resuelto por la jefatura inmediata procederá recurso de apelación ante el Órgano Superior, el cual deberá resolverlo dentro de los ocho días naturales siguientes.

CAPÍTULO VIGÉSIMO QUINTO

Trámite Especial de Denuncias por Acoso Sexual y Laboral

Artículo 127: Para los casos de denuncias y situaciones relacionadas con las figuras de acoso sexual o laboral se establece que la COPROCOM tiene el deber de vigilar y mejorar las condiciones de trabajo de sus colaboradores/as, eliminando los riesgos o minimizando los que no se puedan eliminar. La protección no sólo se debe orientar a la atención de los riesgos de carácter físico-ambiental, sino también a aquellos que causen deterioro psíquico en la salud de los y las servidores/as por lo que en este Reglamento se dispone la normativa base para la atención preventiva y sancionatoria de los casos de acoso laboral y sexual que se susciten.

A nivel preventivo, como parte de las labores de salud ocupacional, el funcionario designado evaluará periódicamente el ambiente laboral a efectos de determinar posibles factores de abuso a efectos de brindar al Órgano Superior las recomendaciones pertinentes.

En cuanto al régimen sancionatorio se aplicarán las sanciones correspondientes señaladas en este reglamento conforme a su reiteración y gravedad a través de un procedimiento ordinario que se llevará bajo estricta confidencialidad.

Dentro del procedimiento respectivo podrán adoptarse las siguientes medidas preventivas y cautelares:

- a) Suspensión con goce de salario del servidor/a denunciado/a;
- b) Traslado temporal de la persona denunciada;
- c) Traslado de la persona denunciante, con su consentimiento o a solicitud de sus representantes legales, o de algún testigo, cuando exista relación de subordinación o cuando se presuma la continuación de las aparentes conductas de acoso laboral;
- d) Cambio en la supervisión de las labores de la persona denunciante, cuando la persona denunciada sea su superior inmediato. La supervisión podrá ser efectuada por otro servidor/a de superior jerarquía;
- e) Otras medidas que recomiende el Órgano Instructor, siempre que garanticen los derechos de las partes, guarden proporción y legalidad, y siempre que no afecte el servicio público que se brinda.

Artículo 128: Para la institución es reprochable y sancionable cualquier conducta que revista carácter de acoso laboral o sexual, para lo cual se llevará a cabo el procedimiento disciplinario respectivo.

Artículo 129: Manifestaciones de acoso sexual: El hostigamiento sexual puede manifestarse por medio de las siguientes conductas:

- a) Requerimientos de favores sexuales que impliquen:
 - a.1) Promesa, implícita o expresa, de un trato preferencial, o cualquier condición de ventaja respecto de la situación, actual o futura, de empleo o de estudio de quien la reciba.
 - a.2) Amenazas, implícitas o expresas, físicas o morales, de daños, represalias o castigos referidos a la situación, actual o futura, de empleo o de estudio de quien las reciba.
 - a.3) Exigencia de una conducta cuya sujeción o rechazo sea, en forma implícita o explícita, condición para el empleo o el estudio.
- b) Uso de palabras, símbolos e imágenes de naturaleza sexual, escritas y contenidas mediante documentos o instrumentos tecnológicos u orales, que resulten hostiles, humillantes u ofensivas para quien las reciba. Remisión de mensajes verbales o escritos, por cualquier medio, de contenido sexual.
- c) Acercamientos corporales u otras conductas físicas de naturaleza o connotación sexual indeseadas y ofensivas para quien los reciba.
- d) Realización de gestos, ademanes o cualquier otra conducta no verbal de naturaleza o connotación sexual no deseada por la persona que la reciba.

Artículo 130: Manifestaciones del acoso laboral o psicológico. Entre otras, serán manifestaciones de acoso laboral las siguientes conductas, en tanto sea una conducta reiterada:

a) Maltrato laboral: cualquier acto de violencia contra la moral, la libertad física y los bienes de quien se desempeñe como servidor/a, cualquier expresión verbal injuriosa o ultrajante que lesione la integridad moral o los derechos a la intimidad y al buen nombre de quienes participen en una relación de tipo laboral o cualquier comportamiento tendiente a menoscabar la autoestima y la dignidad del servidor/a.

b) Persecución laboral: toda conducta cuyas características de reiteración o evidente arbitrariedad permitan inferir el propósito de inducir la permuta, traslado o renuncia del servidor/a, mediante cualquier acción que tenga la intención de producir desmotivación laboral.

c) Discriminación laboral: todo trato diferenciado por razones de raza, género, origen familiar o nacional, credo religioso, preferencia política, orientación sexual, situación de discapacidad o condición social.

d) Entorpecimiento laboral: toda acción tendiente a obstaculizar el cumplimiento de las labores o hacerlas más gravosas o retardarlas con perjuicio para el servidor/a. Constituyen acciones de entorpecimiento laboral, entre otras, la privación, ocultación o inutilización de los insumos, documentos o instrumentos para la labor, la destrucción o pérdida de información, el ocultamiento de correspondencia o mensajes electrónicos y la exclusión de las reuniones en las que se requiere su participación, sin justificación razonable.

e) Otras conductas que pueden constituir acoso laboral: sin que se consideren taxativas, las siguientes conductas constituirán acoso laboral:

e.1) Las expresiones injuriosas o ultrajantes sobre la persona, con utilización de palabras soeces o con alusión a la raza, al género, el origen familiar o nacional, la preferencia política, orientación sexual, situación de discapacidad, estatus social o cualquier otra manifestación de discriminación.

e.2) Los comentarios hostiles o humillantes de descalificación en el ejercicio de sus funciones y las amenazas de despido injustificadas.

e.3) Las múltiples denuncias disciplinarias de cualquiera de los sujetos activos del acoso, cuya temeridad quede demostrada por el resultado de los respectivos procesos disciplinarios.

e.4) Las burlas sobre la apariencia física o la forma de vestir.

e.5) La alusión pública a hechos pertenecientes a la intimidad de la persona.

e.6) La imposición de deberes ostensiblemente extraños a las obligaciones laborales o propias del cargo, las exigencias abiertamente desproporcionadas sobre el cumplimiento de la labor encomendada, el sometimiento a una situación de aislamiento social o el brusco cambio del lugar de trabajo o de la labor contratada sin ningún fundamento objetivo referente al interés público o a la necesidad técnica de la COPROCOM.

e.7) La negativa claramente injustificada a suministrar materiales e información absolutamente indispensables para el cumplimiento de las labores encomendadas.

e.8) Desacreditar públicamente a la persona, atribuyéndole de manera injustificada y reiterada errores en su desempeño, descalificando su trabajo o haciendo comparaciones indebidas. Difamarla, extendiendo por la Comisión rumores maliciosos o calumniosos que menoscaben su reputación, su imagen o su profesionalidad.

e.9) Ignorar reiteradamente su presencia e impedir o limitar la comunicación de o hacia terceras personas.

e.10) Supervisar y registrar su desempeño laboral mediante la aplicación de controles excesivos, improcedentes o diferenciados, con el fin de causar daño o perturbación de las labores.

Artículo 131.- Conductas que no constituyen acoso laboral. Entre otras, no constituyen acoso laboral bajo ninguna de sus modalidades, las siguientes conductas:

a) Las políticas, directrices, exigencias y órdenes necesarias para mantener el orden, la disciplina y el aprovechamiento de los recursos institucionales, conforme al bloque de legalidad, así como los preceptos establecidos en la Ley General de la Administración Pública, N°6227, Ley de la Administración Financiera de la República y Presupuestos Públicos, N°8131, el Código de Trabajo, la Ley General de Control Interno, N°8292, la Ley contra la Corrupción y el Enriquecimiento Ilícito en la Función Pública, N°8422, el Estatuto de Servicio Civil No. 1581, así como sus correspondientes Reglamentos, así como lo dispuesto en este reglamento.

b) Los actos destinados a ejercer la potestad disciplinaria que legalmente corresponde a las jerarquías sobre sus colaboradores/as.

c) La formulación de comunicados (circulares, oficios, correos electrónicos u otros) encaminados a solicitar exigencias técnicas o mejorar la eficiencia laboral, así como la evaluación laboral periódica de los y las colaboradores/as conforme a objetivos e indicadores de rendimiento.

d) La solicitud de cooperación que excepcionalmente se requiera al funcionario por una situación de urgencia de la institución.

e) Las actuaciones administrativas o gestiones encaminadas a dar por terminada la relación de servicio, con base en una causa legal o una justa causa.

f) Las órdenes dadas por la jefatura para el fiel cumplimiento de las labores de los y las servidores/as, así como la formulación de exigencias razonables para la elaboración de un trabajo o cumplimiento de funciones.

g) La solicitud que realicen las jefaturas de acatar las prohibiciones y deberes inherentes a su relación de servicio, establecidos en la presente normativa.

h) Las diferencias o conflictos personales o laborales aislados, de carácter pasajero, que se presenten en un momento concreto y en el marco de las relaciones interpersonales, de forma tal que afecte el ámbito laboral pero que su finalidad no sea la destrucción o el deterioro de las partes implicadas en el suceso.

i) Denegar justificadamente ascensos o reasignaciones, condición de propiedad, capacitaciones, permisos o licencias, así como vacaciones, para los que no se cumplan con los requisitos de ley o los requerimientos institucionales según la necesidad del servicio.

Artículo 132: La interposición de una denuncia por acoso laboral y sexual será realizada ante la Jefatura inmediata de la persona denunciante, o bien ante el Órgano Superior o la Dirección de Recursos Humanos, cuando en virtud del fondo de la denuncia, sea improcedente su presentación ante su jefatura inmediata.

La denuncia podrá ser presentada de forma escrita o mediante declaración rendida por el denunciante, aportando testigos y todo el material probatorio que estime pertinente y se ajuste a la legislación vigente.

1. Nombre completo de la persona denunciante, número de documento de identidad.
2. Nombre de la o las personas denunciadas y relación jerárquica que ostentan.
3. Departamento en el que laboran ambas partes.
4. Elenco de los presuntos hechos y/o conductas que la persona denunciante considera constitutivas de acoso laboral, con una secuencia de modo, tiempo y lugar.
5. Lugar para recibir notificaciones.

De haber defectos en la denuncia, se comunicará a la persona denunciante en el acto o al medio señalado para recibir notificaciones, a partir del cual tendrá un plazo de 3 días hábiles para subsanar lo correspondiente. De no cumplir con la prevención recibida y si no existe otro medio para obtener de forma idónea la información o precisión faltante, se desestimarán la denuncia y se procederá su archivo.

Artículo 133: Posterior a la recepción de la denuncia y de cualquier subsanación requerida, la jefatura competente procederá a conformar un órgano director, compuesto por personas funcionarias que no formen parte de la misma unidad de trabajo, ni guarden relación de parentesco por consanguinidad o afinidad con las partes.

El procedimiento administrativo será conducido con estricta confidencialidad de su contenido, el cual será de acceso exclusivo de los sujetos procesales que se desenvuelvan en el procedimiento y con arreglo a lo dispuesto en la Ley General de la Administración Pública.

Artículo 134: El órgano director efectuará el traslado de cargos a la parte denunciada, que será notificada de forma personal.

La persona denunciada contará con un plazo de ocho días hábiles a fin de referirse de forma escrita sobre todos los hechos imputados, oponiendo las excepciones previas y de fondo que estime pertinente, ofreciendo la prueba de descargo que considere procedente y señalando un medio para recibir notificaciones.

Artículo 135: El órgano director procederá a citar a las partes a una audiencia oral y privada, posterior al vencimiento del plazo señalado para contestar el traslado de cargos, y de conformidad con en el artículo 311 de la Ley General de Administración Pública. La notificación deberá realizarse en un plazo no menor a quince días hábiles previo a la celebración de la audiencia, con indicación de hora, fecha, lugar, así como a los testigos que se recibirán en esa diligencia.

La prueba ofrecida por las partes será evacuada en una sola audiencia, pudiendo ser de uno o más días consecutivos, cuando no resulte posible realizar la evacuación de la prueba en un solo día.

Artículo 136: La audiencia podrá ser grabada, en cuyo caso, el acta se levantará con la sola firma del órgano director. De no contarse con los medios para realizar la grabación, se levantará un acta en la cual se consignará las calidades de las personas funcionarias y de las partes, sus representantes legales y/o sindicales, si hubiera, a quienes se les deberá solicitar al inicio de la comparecencia, sus documentos de identificación y credenciales.

Se recibirá a las partes y sus representantes, se procederá a la lectura de los presuntos hechos que han sido imputados y las faltas atribuidas, así como las consecuencias derivables de acreditarse su comisión. Se indicará a la persona denunciada que tiene derecho a declarar en ese momento o en cualquier otro que estime conveniente o abstenerse de hacerlo, sin que ello implique presunción de culpabilidad en su contra. Su declaración será consignada en el acta que se levante en la audiencia, de forma exacta a lo expresado.

Para la recepción de declaraciones de testigos o peritos deberá seguirse el siguiente procedimiento:

1. Solicitud de documento de identidad, a consignarse en el acta.
2. Se prevendrá sobre su obligación de decir la verdad en el testimonio que rendirá, de conformidad con lo establecido en el artículo 300 de la Ley General de Administración Pública y el 316 del Código Penal.
3. Se preguntará si conoce o no a las partes, si tiene parentesco con alguna de ellas, si tiene relación de trabajo o de subordinación con alguna de ellas y si tiene algún interés en la resolución del asunto.
4. Se le solicitará que declare ampliamente sobre los hechos investigados, de manera espontánea.
5. El órgano director procederá a realizar las preguntas que considere pertinentes; posteriormente la parte, su abogado y /o representante sindical, podrá preguntar o repreguntar sobre lo ya declarado.
6. El acta deberá ser firmada debidamente por el órgano director en pleno, las partes y el representante sindical y/o abogado, así como por el testigo o investigado, según sea el caso, cuya declaración se haya consignado en dicha acta.

Artículo 137: Al finalizar la evacuación de toda la prueba, se consignará en un acta, junto con la conclusión de la audiencia. Las partes podrán realizar su alegato de conclusiones al finalizar la comparecencia o contarán con un plazo de tres días hábiles, contados a partir del siguiente día hábil de la conclusión de esta, para su presentación de forma escrita.

Artículo 138: El órgano director notificará a las partes el informe de conclusiones y trasladará el expediente administrativo al órgano decisor.

Artículo 139: El órgano decisor dictará la propuesta de sanción disciplinaria que corresponda o el archivo del expediente cuando proceda, la cual será dictaminada en el plazo de un mes calendario posterior a la recepción del expediente.

Si el órgano decisor dicta una propuesta de sanción disciplinaria, esta será notificada al denunciado, a quien deberá informarse su derecho de oponerse por escrito a esa propuesta, dentro del término de cinco días hábiles y solicitar que su caso sea conocido por la Comisión de Asuntos Laborales que se constituya con una representación de los funcionarios, con representación del Patrono y con un representante de Recursos Humanos, a fin de que emita las recomendaciones pertinentes.

Vencido el plazo, sin que la persona denunciada se oponga a la propuesta de sanción, la jefatura competente dictará, dentro del plazo de un mes, el acto final; contra este acto final cabrán los recursos ordinarios.

Artículo 140: El órgano decisor deberá emitir el acto final dentro del plazo de un mes, conforme con las reglas de la lógica, la experiencia y la sana crítica y deberá razonar y justificar su decisión.

Este acto administrativo será notificado a las partes del procedimiento, contra este acto final cabrán los Recursos ordinarios de revocatoria y apelación, indicándose el plazo para presentarlos y ante quién o quienes podrán ser interpuestos.

Artículo 141: El procedimiento deberá realizarse dentro del plazo de cuatro meses, a partir de la fecha de recibo de la denuncia o la subsanación de sus defectos, cuando aplique. Los plazos establecidos son ordenatorios, no perentorios.

Artículo 142: En casos de acoso sexual se aplicará lo estipulado en la Ley contra Hostigamiento o Acoso Sexual en el Empleo y la Docencia N° 7476.

CAPÍTULO VIGÉCIMO SEXTO

Disposiciones Relativas al Órgano Superior

Artículo 143: Los miembros del Órgano Superior son nombrados conforme lo dispuesto en la Ley N°9736 y para la acreditación respectiva bastará la certificación del acuerdo de nombramiento del Consejo de Gobierno, según los plazos ahí indicados y la correspondiente ratificación legislativa.

Para cada uno de los miembros propietarios y suplentes se llevará el respectivo expediente personal con la acreditación de nombramiento antes indicada, los respectivos atestados y demás gestiones del funcionario, como permisos, licencias o vacaciones.

Artículo 144: Los miembros del Órgano Superior están nombrados a tiempo completo como funcionarios de planta, no sujetos a un horario específico, en atención al ejercicio de sus funciones.

Artículo 145: El régimen salarial de los miembros del Órgano Superior es el establecido en el Ley N°9736.

Artículo 146: En cuanto al disfrute de vacaciones, los miembros del Órgano Superior disfrutarán de una vacación anual de veintiséis días hábiles, cuyo disfrute será coordinado con los restantes miembros para no afectar el normal desempeño del órgano. Gozarán sin interrupción del periodo de sus vacaciones, sin perjuicio de que pueda ser fraccionado a solicitud del servidor, y siempre que no afecte el normal desempeño de las funciones.

Artículo 147: Prohibiciones a los miembros propietarios del Órgano Superior:

- a) No podrán ejercer su profesión de manera liberal fuera de su cargo, a excepción de la docencia universitaria, siempre y cuando esta no vaya en menoscabo de sus obligaciones ni exista transposición con la jornada laboral.
- b) No podrán incurrir en el régimen de impedimentos previsto en el artículo 8 de la Ley N°9736.
- c) A los miembros propietarios o suplentes del Órgano Superior les aplicarán las causales por incompatibilidad establecidas en la Ley N°8422, Ley contra la Corrupción y el Enriquecimiento Ilícito en la Función Pública, de 6 de octubre de 2004

Artículo 148: Causas de remoción de los integrantes del Órgano Superior y procedimiento de remoción.

Son causas justas para destituir a los integrantes del Órgano Superior las siguientes:

- a) Dejar de cumplir los requisitos establecidos para ejercer el cargo o incurrir en alguno de los impedimentos señalados.
- b) Incurrir en alguna incompatibilidad durante el ejercicio de su cargo.
- c) Incurrir en el incumplimiento de los deberes de su cargo.
- d) Ser condenado, en sentencia firme, por cualquier delito de forma dolosa o en la modalidad de tentativa.
- e) Ser inhabilitado para el desempeño de cargos u oficios públicos.
- f) Conocer o votar sobre asuntos para los cuales haya tenido motivo de excusa o impedimento.
- g) Ausentarse de participar en al menos tres sesiones consecutivas, sin causa justificada.
- h) Ausentarse del país por más de dos meses sin autorización del Órgano Superior. En ningún caso, los permisos otorgados podrán exceder los tres meses.

- j) Abstenerse de resolver sin causa justificada los asuntos de su competencia.
- k) Cuando se violente la confidencialidad de información manejada en los procedimientos ante la COPROCOM a lo interno o hacia afuera de la Comisión.
- k) Presentar incapacidad física o mental sobreviniente, debidamente acreditada, que le impida desempeñar su cargo por más de seis meses.
- l) Ejercer su profesión de manera liberal.

De ser la causa de la remoción lo dispuesto en el inciso f), del Órgano Superior deberá adicionalmente certificar el expediente y elevarlo a conocimiento del Ministerio Público, para lo que corresponda.

El procedimiento de remoción de los miembros del Órgano Superior deberá tramitarse ante el Consejo de Gobierno, conforme a lo establecido en la Ley N°6227, Ley General de la Administración Pública, de 2 de mayo de 1978 y sus reglamentos. Para ello, ante el conocimiento de la existencia de una causal, se le deberá informar al miembro respectivo y los restantes mediante acuerdo motivado remitirán la gestión al Consejo de Gobierno para la sustanciación del procedimiento.

CAPÍTULO VIGÉCIMO SÉTIMO

Disposiciones Finales

Artículo 149: Este Reglamento no perjudica los derechos adquiridos previamente por los funcionarios de la Institución.

Artículo 150: El Órgano Superior se reserva el derecho de adicionar o modificar este Reglamento en cualquier momento y coordinar su publicación en La Gaceta.

Artículo 151: En defecto de disposiciones propias de este Reglamento deberá tenerse como supletorias la Ley General de La Administración Pública, el Código de Trabajo y el Estatuto del Servicio Civil y su Reglamento.

Artículo 152: El presente reglamento rige a partir de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta. (una vez)

Comisión para Promover la Competencia.—Guillermo Rojas Guzmán, Presidente.—
1 vez.—O. C. N° 4600055302.—Solicitud N° 310514.—(IN2021604313).

REMATES

BANCO POPULAR Y DE DESARROLLO COMUNAL

El Área de Pignoración (Monte Popular) del Banco Popular, avisa que a las once horas del día 18 de diciembre del 2021, se rematarán al mejor postor las garantías de las operaciones de crédito que tengan dos o más cuotas de atraso, o que su fecha de cancelación esté vencida, según lo establece el Reglamento de Crédito de Pignoración. El remate se efectuará en San José, calle primera, avenidas nueve y once, o de Radiográfica Costarricense 250 metros al norte, oficina del Centro de Crédito sobre Alhajas Amón. Remate No. 587.

AGENCIA 04

ALHAJAS

OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE
004-060-827653-0	10K122.9G 14KK14.8G 18K13.0G G	1,511,207.35	004-060-829638-6	LOTE DE ALHAJAS	AT 1,938,131.85
004-060-829734-0	LOTE DE ALHAJAS	AT 1,013,724.10	004-060-830084-0	LOTE DE ALHAJAS	AT 1,535,474.35
004-060-830276-0	LOTE ALHAJAS 10K 12.6 GRS	AT 118,433.30	004-060-830932-1	LOTE DE ALHAJAS	AT 753,446.00
004-060-831131-2	LOTE DE ALHAJAS	AT 272,694.40	004-060-831182-3	LOTE DE ALHAJAS	AT 460,190.95
004-060-831672-1	LOTE ALHAJAS	AT 861,353.10	004-060-831750-9	LOTE DE ALHAJAS	AT 1,183,982.35
004-060-831776-1	LOTE DE ALHAJAS	AT 2,074,072.00	004-060-832003-2	LOTE DE ALHAJAS	AT 822,037.70

TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE: 12 12,544,747.45

AGENCIA 06

ALHAJAS

OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE
006-060-978936-4	LOTE DE ALHAJAS	AT 576,090.95	006-060-979559-8	LOTE DE ALHAJAS	AT 812,026.80
006-060-979755-5	LOTE DE ALHAJAS	AT 1,841,168.80	006-060-979817-1	LOTE DE ALHAJAS	AT 1,340,766.65
006-060-981552-5	LOTE DE ALHAJAS	AT 615,260.75	006-060-981699-0	LOTE DE ALHAJAS	AT 355,486.40
006-060-982270-9	10K 46.6G	AT 662,536.90	006-060-982701-0	10K 26.7G 14K 6.3G 18K 6.8G	AT 711,184.50
006-060-983139-1	10K 6.8 14K 3.4G 18K 5.0G	AT 484,548.45			

TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE: 9 7,399,070.20

006-060-981180-9	LOTE DE ALHAJAS	AT 991,392.70	006-060-981822-0	10K 15.6G	GI889984 238,178.25
------------------	-----------------	---------------	------------------	-----------	---------------------

TOTAL DE ALHAJAS SEGUNDO REMATE: 2 1,229,570.95

AGENCIA 07

ALHAJAS

OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE
007-060-835281-2	LOTE DE ALHAJAS	AT 453,310.95	007-060-835816-4	LOTE DE ALHAJAS	AT 788,982.85
007-060-835831-8	LOTE DE ALHAJAS	AT 1,676,470.45	007-060-836026-1	10K 125.0G 14K 29.0G	GI 1,785,429.30
007-060-836340-9	LOTE DE ALHAJAS	AT 1,690,070.85	007-060-943675-7	LOTE DE ALHAJAS	AT 241,825.15
007-060-943819-7	LOTE DE ALHAJAS	AT 885,987.80	007-060-944673-9	LOTE DE ALHAJAS	GJ 207,663.85
007-060-944737-2	LOTE DE ALHAJAS	AT 1,427,692.25	007-060-944748-2	LOTE MDE ALHAJAS	GJ 1,364,131.50
007-060-944790-3	LOTE DE ALHAJAS	AT 2,211,728.15	007-060-945289-9	LOTE DE ALHAJAS	AT 1,948,793.85
007-060-945314-6	LOTE DE ALHAJAS	AT 1,750,119.15	007-060-945338-0	LOTE DE ALHAJAS	AT 1,521,689.85
007-060-945378-4	LOTEW DE ALHAJAS	AT 2,298,068.30	007-060-945512-2	LOTE DE ALHAJAS	AT 443,037.60
007-060-945517-4	LOTE DE ALHAJAS	AT 345,569.35	007-060-945523-0	4ANILLOS 10K C/PDRAS	AT 149,243.95
007-060-945643-0	LOTE DE ALHAJAS	AT 802,273.30	007-060-946283-4	LOTE 18K PT: 40.1G	AT 1,050,118.40

TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE: 20 23,042,206.85

007-060-945280-0	10K 4.7G 14K 130.8G	GI 2,969,858.70	007-060-945888-8	10K 119.3G 14K 16.8G	GI 2,234,999.80
------------------	---------------------	-----------------	------------------	----------------------	-----------------

TOTAL DE ALHAJAS SEGUNDO REMATE: 2 5,204,858.50

AGENCIA 08

ALHAJAS

OPERACION	DESCRIPCION	BASE	REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE	REMATE
008-060-834863-8	LOTE DE ALHAJAS	AT	1,296,640.60	008-060-834873-2	LOTE DE ALHAJAS	AT	851,165.05
008-060-834991-0	LOTE DE ALHAJAS	AT	143,268.15	008-060-835348-4	LOTE DE ALHAJAS	AT	449,036.85
008-060-835549-3	LOTE DE ALHAJA	AT	616,971.60	008-060-835601-8	LOTE DE ALHAJAS	AT	846,972.20
008-060-835799-2	LOTE DE ALHAJAS	AT	1,098,005.45	008-060-835963-0	LOTE DE ALHAJAS	AT	636,832.05
008-060-836205-8	LOTE DE ALHAJAS	AT	629,283.20	008-060-836251-5	LOTE DE 37.5G 10K	AT	454,798.75
008-060-836813-4	LOTE DE ALHAJA 14.5G10K	AT	187,980.35	008-060-837004-0	LOTE 10.1G18K/ 19.4G10K	AT	526,435.10
TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE:				12	7,737,389.35		
008-060-835580-8	LOTE DE ALHAJA	GI	1,175,320.05	008-060-835638-7	10K 47.1G	GI88998	661,036.65
008-060-835836-1	10K 29.8G	GI8899	438,126.50				
TOTAL DE ALHAJAS SEGUNDO REMATE:				3	2,274,483.20		

AGENCIA 10

ALHAJAS

OPERACION	DESCRIPCION	BASE	REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE	REMATE
010-060-895144-7	LOTE ALHAJAS	AT	1,557,560.10	010-060-897721-1	LOTE ALHAJAS	AT	121,006.05
010-060-898034-3	LOTE ALHAJAS	AT	153,108.35	010-060-898039-5	LOTE ALHAJAS	AT	675,868.50
010-060-898302-1	LOTE ALHAJAS	AT	240,719.90	010-060-898364-9	LOTE ALHAJAS	AT	610,464.60
010-060-898591-1	LOTE ALHAJAS	AT	1,092,466.80	010-060-900076-6	LOTE ALHAJAS	AT	2,970,644.55
010-060-900153-8	LOTE ALHAJAS	AT	651,761.50	010-060-900189-3	LOTE ALHAJAS	AT	1,262,968.30
010-060-900680-6	LOTE ALHAJAS	AT	3,162,779.35	010-060-900885-1	LOTE ALHAJAS	AT	904,685.95
TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE:				12	13,404,033.95		

AGENCIA 14

ALHAJAS

OPERACION	DESCRIPCION	BASE	REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE	REMATE
014-060-811729-5	LOTE DE ALHAJAS	AT	384,981.50	014-060-812006-3	LOTE D ALHAJAS	AT	477,839.00
014-060-812275-6	LOTE DE ALHAJAS	AT	562,048.60	014-060-812302-0	LOTE DE ALHAJAS	AT	536,845.25
014-060-812729-6	LOTE DE ALHAJAS	AT	1,359,406.65	014-060-813423-4	LOTE DE ALHAJAS	AT	2,189,158.15
014-060-813832-0	LOTE DE ALHAJAS	AT	936,166.40	014-060-813838-8	¥OTE DE ALAHAS	AT	1,212,633.00
TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE:				8	7,659,078.55		
014-060-810935-4	LOTE DE ALAJAS	AT	1,009,947.05	014-060-811475-9	10K 5.7G	GI889984	109,130.80
014-060-812739-9	14k 4.2g diam 90pts aprox	GI	236,734.05				
TOTAL DE ALHAJAS SEGUNDO REMATE:				3	1,355,811.90		

AGENCIA 15

ALHAJAS

OPERACION	DESCRIPCION	BASE	REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE	REMATE
015-060-811897-4	10K 14.2G 18K 3.4G	GI	222,977.40	015-060-812427-3	LOTE ALHAJAS	AT	823,594.05
015-060-812460-7	CAD DJ	AT	611,319.80	015-060-812771-2	PULS ANILLOS	AT	364,379.40
TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE:				4	2,022,270.65		

AGENCIA 17

ALHAJAS

OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE
017-060-846110-3	LOTE ALHAJAS	AT 119,282.60	017-060-846359-8	LOTE ALHAJAS	AT 766,637.25
017-060-846441-2	A14KC/BRILLS	AT 225,442.45	017-060-847538-3	LOTE ALHAJAS	AT 1,091,978.70
017-060-847948-5	LOTE ALHAJAS	AT 32,377.90	017-060-848174-1	PULSO DAMA 10K P10.6G	AT 133,813.75
017-060-848498-0	LOTE ALHAJAS	GI 249,154.85	017-060-848997-6	LOTE ALHAJS	AT 461,364.25
017-060-849761-8	10K P14.4 10K P 15.4 10K 6.3AT	471,627.10	017-060-850440-0	10K P11.5G 1C1D1P TODO DAMA	AT 197,268.10
TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE:			10	3,748,946.95	

AGENCIA 21

ALHAJAS

OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE
021-060-898420-4	LOTE DE ALHAJAS	AT 553,278.90	021-060-900467-5	LOTE DE ALHAJAS	AT 1,658,832.60
021-060-902545-8	LOTE ALHAJAS	AT 70,778.40	021-060-902677-7	LOTE DE ALHAJAS	AT 430,729.60
021-060-903456-1	LOTE ALHAJAS	AT 504,525.60	021-060-903552-7	14K 3.0G 18K 12.3G	GI 460,366.60
021-060-905117-9	LOT22 K 1 MONEDA 41.7GRS	AT 1,292,611.45	021-060-905656-9	LOT 10K P 27.2 G	AT 394,470.70
TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE:			8	5,365,593.85	
021-060-902620-0	10K192.3G14K49.9G18K554G38PTGI	16,080,173.00			
TOTAL DE ALHAJAS SEGUNDO REMATE:			1	16,080,173.00	

AGENCIA 22

ALHAJAS

OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE
022-060-839851-0	LOTE ALHAJAS	AT 178,554.15	022-060-840080-9	LOTE ALHAJAS	AT 87,290.55
022-060-840284-9	LOTE ALHAS	AT 201,184.40	022-060-840773-3	LOTE ALHAJAS	AT 393,216.85
TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE:			4	860,245.95	

AGENCIA 24

ALHAJAS

OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE
024-060-865403-4	1CAD DIJ Y ANNILL SOLD / 2PUAT	339,779.55	024-060-865917-4	2 CADE 2 DIJE 2PUL 1 ANILL	AT 800,719.40
TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE:			2	1,140,498.95	
024-060-865907-1	10K,9.9G GI88998457	137,212.60			
TOTAL DE ALHAJAS SEGUNDO REMATE:			1	137,212.60	

AGENCIA 25

ALHAJAS

OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE
025-060-874102-3	LOTE DE ALHAJAS	AT 354,610.25	025-060-874880-6	LOTE DE ALHAJAS	AT 659,775.15
025-060-874939-9	LOTE DE ALHAJAS	AT 533,532.35	025-060-875102-4	LOTE DE ALHAJAS	AT 566,072.85
025-060-875144-6	LOTE DE ALHAJAS	AT 477,252.55	025-060-875151-6	LOTE DE ALHAJAS	AT 1,296,423.40
TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE:			6	3,887,666.55	

AGENCIA 60
ALHAJAS

OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE
060-060-774584-3	LOTE ALHAJAS	AT 256,131.40	060-060-774796-9	LOTE ALHAJAS	AT 277,658.30
060-060-775029-5	LOTE ALHAJAS	AT 200,440.40	060-060-775037-9	LOTE ALHAJAS	AT 206,129.00
060-060-775106-9	LOTE ALHAJAS	AT 136,799.50	060-060-775290-3	LOTE ALHAJAS	AT 529,676.70
060-060-775320-2	LOTE ALHAJAS	AT 967,464.95	060-060-775620-0	1 CADENA CON DIJE	AT 896,559.10
TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE:			8	3,470,859.35	
060-060-775316-5	10K 15.9G	GI88 223,947.10			
TOTAL DE ALHAJAS SEGUNDO REMATE:			1	223,947.10	

AGENCIA 77
ALHAJAS

OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE
077-060-174264-1	LOTE ALHAJAS	AT 1,419,824.95	077-060-174693-7	LOTE ALHAJAS	AT 1,428,764.10
077-060-175075-9	LOTE ALHAJAS	AT 1,999,920.35	077-060-175571-1	LOTE ALHAJAS	AT 1,340,668.10
077-060-176870-4	10K 3.0GR 14K 185.0G 18K 13.AT	2,726,317.70	077-060-177335-1	10K 118.9G 14K 6.4G 18K4.1G	AT 1,229,154.30
077-060-178690-8	LOTE 10K 26G	AT 240,013.30	077-060-178899-0	LOTE ALHAJAS	AT 480,544.85
077-060-178908-0	LOTE 10K 35.3G	GJ 336,669.50	077-060-179284-3	18K 14.1G 10K 13.8G	AT 394,891.40
077-060-179333-4	LT 10 150.5 14 23.0	AT 1,757,103.30	077-060-179618-8	LOTE 14K67.4G 18K57.2G	AT 3,916,990.85
077-060-179733-3	14K 8.8G 166P/E BRILL	AT 325,467.00	077-060-179770-5	10K 90.2G 14K 49.4G	AT 1,759,437.35
077-060-179880-0	10K 29.6G	GI 305,529.40	077-060-179926-7	LOTE 10K64.2G 14K18.6G	AT 880,281.95
077-060-180013-0	18K 11.4G 14K 111.8 10K133.5AT	3,581,626.70	077-060-180072-5	LT 18 135.7 21 34.5 150P/E	AT 3,625,839.80
077-060-180085-2	LOTE ALHAJAS	AT 238,768.80	077-060-180168-0	LOTE ALHAJAS	AT 1,752,453.95
077-060-180314-0	LOTE 14K 7.9G	AT 218,947.40	077-060-180322-3	LOTE ALHAJAS	AT 2,318,583.45
077-060-180329-4	LOTE 10K5.9G 14K2.8G	AT 173,843.20	077-060-180371-7	LT 10 27.5 14 7.4	AT 421,645.20
077-060-180505-8	LOTE ALHAJAS	GI 674,310.05	077-060-180517-8	LT 10 4.7 14 30.7 18 41.2	AT 1,582,135.25
077-060-180631-0	LT 10 39.4 14 17.3	AT 749,898.40	077-060-180777-1	10K 69G	AT 759,072.10
077-060-180779-0	10K 17G	GH 185,541.45	077-060-180780-5	14K 17.5G 18K 75.1G	AT 1,850,498.70
077-060-180804-8	LOTE 10K 479.6G	GH 5,307,791.20	077-060-180887-6	10K 36.5G	AT 353,883.10
077-060-180996-7	LOTE ALHAJAS	AT 1,341,323.25	077-060-181050-1	14K 13.6G 18K 33.7G	AT 794,462.65
077-060-181253-8	18K 8G 273P/E BRILL	AT 797,612.10	077-060-181293-0	LT 10 10.3 14 2.4 18 0.6	AT 163,716.15
077-060-181322-4	10K 31G 18K 1.6G	AT 335,675.70	077-060-181396-5	LT 10 48.1 14 58.0	AT 1,424,306.55
077-060-181477-5	10 23.5 N/ORO 8.8 65PT A GI889	303,962.15	077-060-181599-3	1C.1D 10K 27.3G	GJ 314,095.15
077-060-181625-6	10K 5.9G 15.0G 14K	AT 307,226.80	077-060-181669-5	10K 23.3G	AT 215,910.95
077-060-181726-1	14K 5.1G 72P/E	GI 160,404.45	077-060-181740-3	LT 10K 40.4G	AT 450,728.05
077-060-181747-2	LT 10 47.6G 18 3.4 PT 51.1	AT 662,859.15	077-060-181805-4	// PT 51.1G	GI 882,328.15
077-060-181928-4	LT 14 10.3 18 3.0	AT 233,228.70	077-060-182111-5	2 PULSERAS 18K 55.2G	AT 1,295,628.70
077-060-182132-4	1C 10K 52.9	AT 625,543.90	077-060-182171-5	10K 8.4G 14K 16.2G	433,748.40
077-060-182178-6	10K 100.7G 14K 58.9G 15.3G 18K	2,867,641.05	077-060-182200-0	10K 45.7G 14K 54.1G 18K 17.1G	2,076,137.75
077-060-182231-2	10K14.3G14K23.1G18K10.3G	AT 856,181.15	077-060-182246-9	30.1G 10K	AT 385,551.60
077-060-182290-9	2A 1P 1C 10K 52.3G	AT 660,456.00	077-060-182314-1	LOTE 10K,14K 10PTS 204.60G	AT 2,946,716.30
077-060-182322-5	10K 18.1G	AT 246,248.85	077-060-182341-9	1 BROCHE 14K 17.0G PT 17.0G	AT 322,544.35
077-060-182342-2	1 P/AR 14K 16.5G PT16.5G	AT 293,626.70	077-060-182347-4	LOTE ALHAJAS	AT 3,026,336.95
077-060-182353-0	1REL 14K 29.1G 30P/E	GJ 393,678.75	077-060-182430-2	10K 36.3G	AT 499,630.70
077-060-182460-2	LT 10 73.1 14 7.6G	AT 1,091,613.50	077-060-182471-0	LT 10 55.8 14 2.7 18 6.3	AT 1,020,491.15
077-060-182472-4	LOTE 10K PT32.6G	AT 450,183.60	077-060-182487-9	LOTE ALHAJAS	AT 5,729,083.15
077-060-182507-7	14K P/F 12.1G	AT 138,944.50	077-060-182529-1	LOTE ALHAJAS	AT 419,590.95
077-060-182545-2	LOTE ALHAJAS	AT 395,869.85	077-060-182592-3	LOTE ALHAJAS	AT 1,331,102.25
077-060-182613-5	LOTE ALHAJAS	AT 781,977.10	077-060-182614-9	PREND 18K 26.5G	AT 646,005.15
077-060-182653-8	LOTE ALHAJAS	AT 594,813.45	077-060-182670-2	LOTE ALHAJAS	AT 1,131,128.50
077-060-182687-4	10K 27.8G	AT 385,153.30	077-060-182696-3	LOTE ALHAJAS	AT 5,724,093.80

077-060-182722-4	LOTE 14K 18K PT 210.1G	AT	5,620,613.80	077-060-182753-0	LOTE 10 K PT 56.9G	AT	851,098.85
077-060-182775-6	LT 18 204.9G	AT	6,425,601.65	077-060-182785-9	LOTE ALHAJAS	AT	158,662.05
077-060-182790-0	LOTE ALHAJAS	AT	655,559.15	077-060-182799-8	LOTE ALHAJAS	AT	1,128,247.25
077-060-182801-7	10K 38.3G 14K 7.6G 18K 2.8G	GJ	875,519.70	077-060-182803-6	LT 10 2.3 14 26.7 18 25.4	AT	1,225,035.30
077-060-182805-5	LOT 18K PT27.7G	AT	772,499.75	077-060-182813-9	LOTE 14K 18K PT 22.0G	AT	514,442.95
077-060-182821-2	1A 18K 6.0G 67.5PTS APRO	GI	163,496.65	077-060-182830-1	10K 31.2G	AT	494,430.85
077-060-182840-6	10K 60.5G	GJ	808,479.00	077-060-182844-2	LOTE 10K PT16.90G	AT	230,369.60
077-060-182847-5	LOTE 10K 14K PT:135.4G	GJ	2,263,623.30	077-060-182849-4	10 165.5 14 47.7 18 115.6 22	AT	6,804,068.10
077-060-182860-1	LOTE 10K,18K PT109.40G	AT	1,767,152.35	077-060-182862-9	LOTE ALHAJAS	AT	10,000,772.35
077-060-182865-3	LOTE 10K 14K	AT	1,884,954.05	077-060-182960-3	LOTE ALHAJAS	AT	1,363,204.25
077-060-182992-0	LOTE ALHAJAS	AT	968,313.90	077-060-182998-8	10K 47.3G 14K 114.8G 18K 64.4G	AT	5,479,016.95
077-060-183046-6	10 1.9 14 5.6 18 3.9 379P/E	GJ	825,928.20	077-060-183047-0	LOTE 14K 39 P/E PT:45.6G	AT	1,005,931.95
077-060-183049-9	LOTE 10K 14K 18K PT:42.2G	AT	702,078.85	077-060-183081-7	LOTE ALHAJAS	AT	808,350.30
077-060-183083-6	LOTE 14K 18KPT:28.6G	AT	1,365,897.75	077-060-183106-5	14K 13.1G 45 PTS APROX.	AT	313,188.60
077-060-183133-0	LT 10 7.0 14 10.0	AT	547,911.35	077-060-183139-6	PUL	AT	390,568.05
077-060-183160-8	LOTE PARA ALHAJAS	AT	937,155.95	077-060-183179-0	LOTE 10K 14K PT:45.2G	AT	756,247.65
077-060-183226-2	10K 4.0G 14K 5.3G	GJ02308	169,974.75	077-060-183246-0	LOTE ALHAJAS	AT	2,346,118.50
077-060-183248-9	LOTE 10K,14K PT:40.20G	AT	839,093.20	077-060-183250-7	LOTE ALHAJAS	AT	1,055,643.50
077-060-183251-0	LOTE 10K 14K 18K 22K PT160G	AT	2,795,042.15	077-060-183254-3	LT 14 133.3 18 56.2	AT	4,053,911.30
077-060-183255-9	LOTE 10K PT/101.2G	AT	1,726,067.80	077-060-183258-1	LOTE 10K 14K 18K PT:75.7G	AT	1,764,874.30
077-060-183268-4	LOTE 10K 14K PT50.5G	AT	1,052,375.95	077-060-183309-1	1AN 14K PT/2.8G	AT	151,401.35
077-060-183317-5	LOTE 18K PT:15.2G	AT	285,409.90	077-060-183326-4	1C 10K 40.6G	AT	336,230.05
077-060-183354-5	PULSERA	AT	1,087,511.00	077-060-183361-5	10K 61.4G	AT	982,954.50
077-060-183381-2	1A 1P/A 10K PT:28G	AT	174,560.40	077-060-183389-7	LOTE 10K PT/239.2G	AT	3,817,055.65
077-060-183428-5	1ANILLO 14K PT10.7G 6PTS/E	AT	222,846.85	077-060-183443-0	LOTE 10K 14K 18K PT:66.5G	AT	1,619,848.90
077-060-183446-3	LOTE 10K 18K PT27.1G	AT	507,322.80	077-060-183450-0	10K 28.8G 14K 36.3G 136PTS	AAT	1,320,437.20
077-060-183452-8	1P 18K 88.8G PT:88.8G	AT	2,386,858.85	077-060-183486-6	4P 14K 99.3G	AT	2,269,720.00
077-060-183518-6	14K 843.3G 18K 4.7G 6PTS AP	GJ	18,941,857.35	077-060-183540-1	LT 10K 42.1G	AT	662,608.10
077-060-183545-3	LT 10 102.4 14 1.7 18 1.9	AT	1,728,774.55	077-060-183552-1	LOTE 10K 14K 18K 22KPT366.2G	AT	5,878,423.10
077-060-183577-0	14K 4.2G 20 PTS APROX.	GJ	117,539.40	077-060-183591-0	10K 11.7G	AT	175,574.25
077-060-183595-9	1 AN 10K 4.5G	AT	58,469.80	077-060-183603-3	LT 10 75.2 14 15.4 18 1.5	AT	1,615,644.75
077-060-183604-7	4A 1C 1P 10K PT:16.9G	AT	263,462.10	077-060-183616-9	LOTE 10K14K18K PT/23.3G	AT	493,041.35
077-060-183620-6	LOTE 10K,18K,22K PT:43.50G	AT	804,146.95	077-060-183636-4	10K 5.9g 14k 8.1g 40pts ap	GJ0	317,693.45
077-060-183642-0	LT 10 19.2 14 2.8	AT	365,122.05	077-060-183651-0	CADENA	AT	139,402.30
077-060-183681-0	10K 8.1G 14K 53.1G 21K 9.4G	AT	1,649,765.10	077-060-183699-7	LOTE 10K,14K,18K PT:34.1G	AT	648,948.30
077-060-183741-9	10K 48.7G	AT	689,920.25	077-060-183748-0	10K 9.5G	AT	142,235.65
077-060-183750-8	LT 10 22.5 14 5.1	AT	396,553.00	077-060-183766-6	14K 59.2G 10 PTS APROX.	AT	1,209,940.90
077-060-183775-7	2P 10K PT:18G	AT	280,391.20	077-060-183780-8	10K 20.9G	AT	289,923.40
077-060-183782-5	10K 4.4G 14K 2.0G 18K 7.8G	AT	300,103.70	077-060-183787-7	10K33G 14K27.1G 18K9.9G 68PEAT	AT	1,391,496.75
077-060-183809-2	PULSERA 10K 6G	AT	82,438.70	077-060-183829-8	10K 10.9G 14K 6.4G 37PTS	APRAT	343,092.55
077-060-183839-0	14K 32.5	AT	685,458.30	077-060-183861-6	LOTE ALHAJAS	AT	539,068.20
077-060-183864-9	LOTE ALHAJAS	AT	1,743,638.70	077-060-183875-9	10K 17.2G	GJ	222,129.40
077-060-183901-0	1P 18K 51G 44P/E	AT	1,343,165.75	077-060-183903-9	LT 10K 22.4G	AT	345,727.85
077-060-183965-6	10K 0.8G 18K 38.5G	AT	1,088,547.05	077-060-183968-9	10K 9.5G 18K 4.9G	AT	264,004.05
077-060-183980-1	10K 3.1G 14K 6.1G 79PTS APRO	AT	284,971.65	077-060-183993-7	LOTE 10K,14K 234P/E 14.30G	AT	595,348.90
077-060-184003-1	LOTE ALHAJAS	AT	1,624,464.95	077-060-184004-5	LOTE ALHAJAS	AT	1,691,385.90
077-060-184008-3	10K 8.2G	AT	133,352.30	077-060-184023-7	LOTE 10K,14K PT:8.7G	AT	158,063.45
077-060-184030-7	10K 37.2G 14K 4.8G	AT	648,347.30	077-060-184040-1	10K41.2G 14K2.4G	AT	708,400.35
077-060-184048-6	LT 10K 14K 18K LT 20.4G	AT	550,102.75	077-060-184062-4	18K 128.3G 14K 11.4G	AT	3,879,272.15
077-060-184063-0	1A.P/F 14K 3.7G	AT	80,018.65	077-060-184109-9	10K 52.3G 14K 20.2 18K 8.3G	AT	1,481,804.85
077-060-184129-4	18K PT 32.3G	AT	833,201.75	077-060-184132-6	1A 10K 2.9G	AT	43,396.10
077-060-184145-5	10K 9.0G	AT	131,248.80	077-060-184150-6	14K 12.6G 57 P/E BRILL	AT	374,915.05
077-060-184155-8	LT 10 48.7 14 8.9 18 3.6	AT	1,127,253.00	077-060-184165-0	10K PT 29.4	AT	454,367.75
077-060-184176-9	10K 12.8G	AT	210,550.65	077-060-184177-2	LOTE 10K,14K PT:44.30G	AT	806,469.70
077-060-184180-6	1A.5P/E 10K 6.4G	AT	109,112.05	077-060-184189-4	1P.105P/E 14K 8.1G	AT	303,950.15
077-060-184193-1	10K,14K PT:9.90G	AT	182,428.20	077-060-184205-4	LOTE 10K,14K,18K PT:270.6G	AT	6,943,550.45
077-060-184227-7	LOTE 10K,18K PT:28.1G 124P/E	AT	566,639.10	077-060-184230-0	LT 10K 83.0G	AT	1,313,206.65
077-060-184239-9	10K 11.1G	AT	167,490.60	077-060-184248-0	LOTE 10K PT:73.2G	AT	1,063,350.05
077-060-184249-3	10K 22.5G	AT	330,627.80	077-060-184252-5	LOTE 10K,14K,18K PT:127.8G	AT	2,051,379.15

077-060-184286-3	1A 18K 10.7G	AT	311,348.15	077-060-184315-9	LOTE 18K 6P/E PT:26.9G	AT	736,010.15
077-060-184324-6	LOTE 10 14 Y 18K	AT	2,181,111.15	077-060-184325-1	LT 10K 188.8G	AT	3,070,568.20
077-060-184345-9	10K 30.9 14K 9.6G	AT	642,121.70	077-060-184348-1	LOTE 10 14 Y 18K 222.6G	AT	3,730,358.15
077-060-184367-1	10K 19.0G	AT	288,998.25	077-060-184378-1	14K 15.9G	AT	333,948.65
077-060-184389-8	10K240.1G 14K 107.9G	AT	5,665,936.95				

TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE: 203 269,595,037.70

077-060-181639-5	18K 105.0G	GI	2,397,724.15	077-060-181920-0	14K 4.6G	GI	180,911.05
077-060-182256-1	10K5.7G 14K88.2G 18K150.6G 22K	GI	6,475,363.65	077-060-182382-5	10K16.3G14K30.5G18K38.4G255PTS	GI	2,216,480.25
077-060-182705-3	10K 31.8G 14K 21.7G	GI	1,184,916.65	077-060-182829-7	LT 10K 39.8G	GI	617,966.70
077-060-182863-4	LT 10 31.1 14 16.1 18 14.2	GJ	1,599,951.85	077-060-182883-1	10K 40.4G 14K 35.4G	GJ0	1,619,656.50
077-060-183014-7	10K 7.4G 14K 33.8G	GJ	562,438.60	077-060-183050-3	LT 10 90.3 14 7.4 18 20.3	GJ	2,155,160.55
077-060-183100-0	10K 39.1G 14K 5.6G 18K 4.9G	GJ	855,759.20	077-060-183104-6	10k 42.3g 14k 7.4g	GJ02	840,864.15
077-060-183110-2	LT 10 17.2 14 7.0 18 41.8	GI	1,718,724.80	077-060-183256-2	10K 5.9G 14K 4.2G	GJ02308	162,057.70
077-060-183272-1	1C.1P 18K 169.2G	GJ	5,143,379.80	077-060-183451-4	1A.1D.1P 18K 64.8G	GI	1,824,776.85
077-060-183473-0	LOTE 10K PT7.80G	GJ	113,541.00	077-060-183593-0	10K 2.6G 18K 54.9G GJ02308008		990,005.70
077-060-183594-3	10k 24.8g 14k 10.9g	GJ023	559,147.20	077-060-183639-7	1C.TRC/ML 10K 11.5G	GJ	186,300.70
077-060-183660-9	14k 6.3g 18k 3.5g	GJ0230800	203,886.40	077-060-183767-0	10K 173.4G 14K 4.6G 18K2.6G	GJ	2,551,044.70
077-060-183786-3	10K 6.2G GJ02308026		84,085.80	077-060-183840-7	10K 5.1G	GJ	73,269.25
077-060-183898-7	10K33.8G1DJNO ORO2DJ22K 14K8.0		995,677.15	077-060-183957-0	10 1.3 14 51.1 18 8.6	GJ023	1,340,100.25

TOTAL DE ALHAJAS SEGUNDO REMATE: 26 36,653,190.60

**AGENCIA 79
ALHAJAS**

OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE
079-060-896324-8	LOTE DE ALHAJAS	AT 484,142.25	079-060-896671-0	LOTE DE ALHAJAS PESO 30.6G	AT 286,186.90
079-060-896708-0	ANILLO 10K PESO 13.5G	AT 145,477.30	079-060-897040-4	LOTE DE ALHAJAS PT 19.6G	AT 344,092.00
079-060-897046-0	LOTE DE ALHAJAS PT 35.6GRS	AT 515,912.00	079-060-897155-0	LOTE DE ALHAJAS 32.6 GRAMOS	AT 621,568.05
079-060-897222-8	CADENA 14K 5.0 GRAMOS	AT 104,751.55	079-060-897787-0	PULSERA 10K 9.4 GRAMOS	AT 142,013.40

TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE: 8 2,644,143.45

**AGENCIA 85
ALHAJAS**

OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE
085-060-862721-4	12A,1P/ART,5D,4C.10KPN47PB52AT	509,338.20	085-060-862919-0	1CADEN,14K.43.0GR	AT 716,417.10
085-060-863141-0	7ANIL,2CAD,1PULC,10K/14K	AT 2,518,240.60	085-060-863341-3	3ANI,1CAD.1PUL,1P/ARG,10K	AT 644,601.60
085-060-863410-1	2CAD,14AN,1P/AR,6D,1PU,L.P/FAT	1,488,562.40	085-060-863475-3	4P,1AR,4CAD,1D,4ANI,4P/ARET	AT 1,984,974.10
085-060-863493-0	1CADE,1DIJE,10K,14K,	AT 889,524.00	085-060-863827-2	CAD 10K	AT 634,722.80

TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE: 8 9,386,380.80

085-060-863514-1 10k 20.9g 14k 21.9g 18k 20.5g 1,264,705.05

TOTAL DE ALHAJAS SEGUNDO REMATE: 1 1,264,705.05

**AGENCIA 88
ALHAJAS**

OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE
088-060-006786-3	LOTE 10K-14K-18K 49.6G	AT 730,845.15	088-060-007340-7	LOTE 10K-14K 18K PT39.20G	AT 513,057.65
088-060-143600-8	LOTE 10K, 14K 38.70G	AT 467,265.95	088-060-143676-6	1A 1P/A 10K 7.30G	AT 81,496.20

088-060-144663-0	LT 10K 22.1 14K 5.9 PT 28G	AT	362,656.60	088-060-144815-7	LT LT 39.3G	AT	797,947.65
088-060-144932-0	LT 10K 10.5G	AT	125,317.00	088-060-145053-5	LT 10K 34.7G	AT	449,614.15
088-060-145174-8	1P/A 2C 2D 10K 10.5G	AT	159,570.75	088-060-145280-6	10K 34.9G 18K 3.5 PT38.4G	AT	640,770.65
088-060-145344-1	14K 24 18K 132.6 PT 156.6 G	AT	4,412,371.85	088-060-146147-1	10K 21G 18K 5.5 PT26.5G	AT	405,917.70

TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE: 12 9,146,831.30

088-060-008828-6	10K206.6G 14K101.9G 18K30.5G 2		5,167,347.05	088-060-145513-3	1C 2P 18K 21.7G	GI	628,708.50
088-060-146031-0	10K 26.2G 14K 7.5G 18K 2.4G	GI	561,370.10				

TOTAL DE ALHAJAS SEGUNDO REMATE: 3 6,357,425.65

**AGENCIA 90
ALHAJAS**

OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE	OPERACION	DESCRIPCION	BASE REMATE
090-060-864308-2	LOTE ALHAJAS	AT 496,348.50	090-060-864358-8	LOTE ALHAJAS	AT 419,851.15
090-060-865147-7	LTE ALHAJAS	AT 378,423.80			

TOTAL DE ALHAJAS PRIMER REMATE: 3 1,294,623.45

Licda. Laura Sánchez Blanco, Jefa Área de Pignoración.—1 vez.—O. C. N° 04-2021.—Solicitud N° 311835.—(IN2021604739).

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS
AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGÍA
RE-0071-IE-2021 DEL 22 DE NOVIEMBRE DE 2021

**RECURSO DE REVOCATORIA INTERPUESTO POR LA COOPERATIVA DE
ELECTRIFICACION RURAL DE SAN CARLOS R.L (COOPELESCA) CONTRA LA
RESOLUCIÓN RE-0058-IE-2021 DEL 17 DE SETIEMBRE DE 2021.**

ET-032-2021

RESULTANDO:

- I. Que el 17 de setiembre de 2021, mediante la resolución RE-0058-IE-2021, la Intendencia de Energía (IE) resolvió fijar el ajuste en la tarifa del sistema de generación de energía eléctrica que presta Coopelesca, a partir de octubre de 2021. *(Folios 263 a 385)*
- II. Que el 22 de setiembre de 2021, mediante oficio CG-511-2021, Coopelesca, inconforme con lo resuelto, interpuso recurso de revocatoria contra la resolución RE-0058-IE-2021. *(Folio 388).*
- III. Que el 23 de setiembre de 2021, mediante el AP-0070-IE-2021, la IE previno a Coopelesca la presentación de requisitos de admisibilidad previo a entrar a conocer el fondo del recurso. *(folios 389-390)*
- IV. Que el 24 de setiembre de 2021, Coopelesca aportó la documentación prevenida.
- V. Que el 19 de noviembre de 2021, mediante el informe técnico IN-0144-IE-2021, la IE, analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó acoger parcialmente el recurso interpuesto por Coopelesca contra la resolución RE-0058-IE-2021, únicamente en lo referente al argumento número 1 *“Error en adiciones reconocidas en liquidación 2020”* y argumento número 4 *“Rechazo de Adiciones en el periodo 2021”*

CONSIDERANDO:

- I. Que el informe técnico IN-0144-IE-2021, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS DEL RECURSO POR LA FORMA

1. Naturaleza

Al recurso ordinario de revocatoria interpuesto por Coopelesca contra la RE-0058-IE-2021, le es aplicable las disposiciones contenidas en los artículos 342 al 352 todos de la LGAP.

2. Temporalidad

La resolución RE-0058-IE-2021, fue notificada a Coopelesca el 17 de setiembre de 2021 (folio 387). El plazo para recurrir era de 3 días hábiles, contados a partir del día hábil, siguiente de la respectiva notificación, el cual vencía el 22 de setiembre de 2021.

En este sentido, considerando que el recurso se interpuso el 22 de setiembre de 2021 (folio 388) este se presentó dentro del plazo conferido para tales efectos.

3. Legitimación

Respecto de la legitimación activa, cabe indicar, que Coopelesca, está legitimada para actuar -en la forma en lo que ha hecho- de acuerdo con lo establecido en el artículo 50 del Reglamento N° 29732, en concordancia con los artículos 36 de la Ley 7593 y el 275 de la LGAP, ya que es parte en el procedimiento en que recayó la resolución recurrida.

4. Representación.

El señor Omar Miranda Murillo, en su condición de apoderado generalísimo sin límite de suma, con representación legal judicial y extrajudicial de Coopelesca, -según consta en la certificación emitida por el Departamento de Organizaciones Sociales; Dirección de Asuntos Laborales del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social a folio 391 se encuentra facultado para actuar en nombre de dicha Institución.

III. ARGUMENTOS DEL RECURRENTE

1. Alega la recurrente la existencia de un error material en las adiciones reconocidas en la liquidación 2020, específicamente en el archivo llamado XLS-AFNORP COOPELESCA, en la hoja adicionales, en la columna S de las adiciones del mencionado periodo. Lo anterior provoca una diferencia importante visible en el cuadro N°9 de la RE-0058-IE-2021 y del informe técnico IN-0108-IE-2021; así como un AFNORP menor al real, afectando los cálculos de los Estados de Resultados Tarifarios en los periodos que van del 2020 al 2023.
2. La recurrente alega un reconocimiento parcial del gasto por depreciación, pues según indica existe un diferencial no reconocido de ¢545,49 millones .. Indica que de conformidad con la metodología tarifaria vigente, la ARESEP debe tomar en cuenta las desviaciones que se originan en el cálculo tarifario vigente, considerando los valores reales y actualizados, la diferencia se agrega, afectando los ingresos al incluirse como una partida denominada liquidación del período anterior. Por lo anterior solicita un reconocimiento total ¢2.088,20 millones correspondientes a la liquidación 2020, para este rubro.
3. La recurrente indica que existe un error en el monto del AFNORP de los estados de resultados tarifarios de los años 2021, 2022 y 2023 calculado por la Intendencia es de ¢49,45 millones, ¢49,51 millones y ¢48,74 millones, sin embargo, al calcular la tarifa se utilizan ¢49,13 millones, ¢48,83 millones y ¢47,65 millones, por lo que existe al parecer un error material en el cálculo. En este contexto alega que la Intendencia, no toma los datos calculados por ellos mismos, de la misma manera, ya que no se presentan los datos calculados del archivo llamado **XLS-AFNORP COOPELESCA**, producto de lo anterior el AFNORP utilizado en los ERT es menor al que realmente se tuvo que utilizar.
4. La recurrente alega que no está de acuerdo con el rechazo de “adiciones” para el periodo 2021-2023, pues considera que es fundamental para la continuidad del servicio contar con equipos de respaldo en caso de presentarse la falla de un componente. En ese sentido indica que el criterio utilizado por la IE, para el rechazo de varios proyectos de inversión carecen de fundamento técnico contable.

En virtud de lo anterior el recurrente solicita lo siguiente:

1. Declarar con lugar el presente recurso de revocatoria y en consecuencia realizar un nuevo cálculo y fijación tarifaria corrigiendo los aparentes errores que hemos mencionado en el presente recurso.

IV. ANÁLISIS POR EL FONDO

En vista de que los argumentos 1 y 4 expuestos por la recurrente, están relacionadas entre sí por las razones que se dirán, se procede a analizarlos en conjunto para efectos de orden práctico

- 1. Alega la recurrente la existencia de un error en las adiciones reconocidas en la liquidación 2020, específicamente en el archivo llamado XLS-AFNORP COOPELESCA, en la hoja adiciones, en la columna S de las adiciones del mencionado periodo. Lo anterior provoca una diferencia importante visible en el cuadro N°9 de la RE-0058-IE-2021; así como un AFNORP menor al real, afectando los cálculos de los Estados de Resultados Tarifarios en los periodos que van del 2020 al 2023.*

En ese sentido, esta Intendencia procedió a revisar nuevamente el archivo llamado XLS-AFNORP COOPELESCA, en la hoja denominada adiciones, en la columna S de las adiciones del período 2020 y se determinó que lleva razón el recurrente.

En dicho Excel, en la columna S denominada “adiciones” se reconoció un total de ¢301,36 millones, siendo lo correcto un total de ¢449,62, lo que conlleva a una diferencia no reconocida de ¢148,26 millones. La omisión se debió a que no se sumó al total de adiciones las que correspondía a la partida de planta general por un monto de ¢148,26 millones.

En este mismo contexto, dicha omisión conlleva a que la liquidación del año 2020 y las proyecciones de los años 2021, 2022 y 2023 se vean afectadas.

Adicionalmente en su argumento 4 la recurrente alega que no está de acuerdo con el rechazo de “adiciones” para el periodo 2021-2023, pues considera que es fundamental para la continuidad del servicio contar con equipos de respaldo en caso de presentarse la falla de un componente. En ese sentido indica que el criterio utilizado por la IE, para el rechazo de varios proyectos de inversión carecen de fundamento técnico contable, para lo que hace la referencia a la hoja llamada “ADICIONES-CONTABLE” y que se encuentra en el archivo de Excel “CFT-RAA-CoopeLESCA-GX-ET-032-2021+Liq2018+Liq2019+LIq2020-20210818revldga-0823”.

En ese sentido esta Intendencia analizó lo indicado por el recurrente y considera que es importante indicar que el archivo mencionado en el párrafo anterior consta de varias hojas, que forman parte del insumo para el cálculo del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP), entre ellas la llamada “ADICIONES-TECNICO” que es la base para realizar la hoja de “ADICIONES-CONTABLE”.

Así las cosas, respecto a las líneas recorridas se indica lo siguiente:

1. Año 2021

Respecto a la adición de “Transformador de potencia” por un monto de ¢9,1 millones, tanto en la hoja “ADICIONES-TECNICO” como en la hoja “ADICIONES-CONTABLE”, el mismo no es reconocido, ya que, según la misma justificación de la Cooperativa se indica “Contar con un stock de repuestos adecuado para atender una eventual falla relacionada a los transformadores de instrumentación de la CH Aguas Zarcas”, sin embargo, una vez analizados los argumentos de la recurrente, esta IE determinó que dicha partida debe ser reconocida dentro de las adiciones solicitadas y que una vez aplicando el índice de ajuste el monto reconocido es de ¢8,88 millones.

2. Año 2023

Respecto a las adiciones de activos correspondiente a las líneas de “Transformador de potencia”, “Toma principal de agua” y “Celda de salida”, si bien es cierto que las mismas en la hoja de “ADICIONES-CONTABLE” se muestran como si no hubiesen sido aprobadas, es importante aclarar que en la hoja “ADICIONES-TECNICO” si se registran que están aprobadas, según la línea “Ventanas Infrarrojas” la cual muestra un monto de ¢17,46 millones, tal como se puede constatar en el archivo de Excel, presentado por Coopelesca, “PI-03 Adición Gx”. Importante reiterar, que ambas hojas son complementarias. Por lo tanto, la IE procede a corregir la hoja llamada “ADICIONES-CONTABLE” reconociendo para cada una de esas líneas, el monto correspondiente aplicando el índice de ajuste.

Con relación a la adición de activos correspondiente a la línea “Válvula de admisión” no se reconoce el monto total de ¢72,38 ya que se rebajó un monto de ¢26,72 millones correspondientes a la línea “Repuestos de pistones hidráulicos para válvulas mariposa y servos de Chocosuela” y que según el archivo “PI-03 Adición Gx” corresponde a un monto de ¢39,59 millones, y que según la justificación de la Cooperativa se consideran los mismos como repuestos, por lo que se reconoce dentro de la estructura de costos

y gastos para el año 2023 el monto de ¢39,59 millones y que forman parte de la partida de gasto denominada operación y mantenimiento.

Por lo tanto, al realizar los ajustes indicados en los puntos 1 y 4 se debe actualizar las siguientes partes de la resolución RE-0058-IE-2021:

- a) b. Análisis de mercado
- b) c. Análisis de inversiones
- c) d. Retribución de capital
- d) e. Base tarifaria
- e) i. Depreciación
- f) f. análisis financiero
- g) IV. Composición de la tarifa
- h) V. Estructura tarifaria

a) b. Análisis de mercado:

En el apartado de análisis de mercado en la resolución RE-0058-IE-2021 se resolvió lo siguiente:

[...]

b. Análisis del mercado

- ii. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con los resultados propuestos por Coopelesca.**
- viii. Con las tarifas propuestas por Aresep, se estima que el sistema de generación de Coopelesca obtendrá ingresos por ¢9 329,9, ¢9 153,3 y ¢9 032,8 millones para el 2021, 2022 y 2023 respectivamente. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de generación en ¢47,64 para 2021, ¢48,43 para el 2022 y ¢47,64 para 2023, según el siguiente detalle:

Cuadro N° 7
Sistema de generación, Coopelesca
Ventas de Energía en Unidades Físicas y Monetarias
a Precios Propuestos
a partir de 1 de octubre de 2021

ASPECTO	2021	2022	2023
Generación total (GWh)	195,8	189,0	189,6
Ingresos (En millones de colones)	¢9 329,9	¢9 153,3	¢9 032,8
¢ / kWh	47,64	48,43	47,64

Fuente: IE y Coopelesca

- ix. El precio medio de venta del sistema de generación de Coopelesca se estima en ¢47,64, ¢48,43 y ¢47,64 para 2021, 2022 y 2023 respectivamente. Se indica que el precio medio para el último trimestre del 2021, en el cual entrará a regir la tarifa sería de ¢42,85.
- x. Con todo lo anterior, se propone una disminución en los precios vigentes del sistema de generación de Coopelesca de 6,10% para el último trimestre de 2021, un aumento de 0,06% para el 2022 y una disminución de 1,60% para el 2023.

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado de análisis de mercado se lea de la siguiente manera:

b. Análisis del mercado

- ii. **Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con los resultados propuestos por Coopelesca.**
- viii. Con las tarifas propuestas por Aresep, se estima que el sistema de generación de Coopelesca obtendrá ingresos por ¢9 339,9, ¢9 188,2 y ¢9 097,4 millones para el 2021, 2022 y 2023 respectivamente. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de generación en ¢47,70 para 2021, ¢48,62 para el 2022 y ¢47,98 para 2023, según el siguiente detalle:

Cuadro N° 7
Sistema de generación, Coopelesca
Ventas de Energía en Unidades Físicas y Monetarias
a Precios Propuestos
a partir de 1 de octubre de 2021

ASPECTO	2021	2022	2023
Generación total (GWh)	195,8	189,0	189,6
Ingresos (En millones de colones)	¢9 339,9	¢9 188,2	¢9 097,4
¢ / kWh	47,70	48,62	47,98

Fuente: IE y Coopelesca

- ix. El precio medio de venta del sistema de generación de Coopelesca se estima en ¢47,70, ¢48,62 y ¢47,98 para 2021, 2022 y 2023 respectivamente.
- x. Con todo lo anterior, se propone una disminución en los precios vigentes del sistema de generación de Coopelesca de 5,73% para el último trimestre de 2021, un aumento de 0,45% para el 2022 y una disminución de 0,89% para el 2023.

b) c. Análisis de inversiones

En el apartado de análisis de mercado en la resolución RE-0058-IE-2021 se resolvió lo siguiente:

[...]

- ii. **Adiciones a incorporar en cálculo tarifario del sistema de generación.**

Una vez analizada la petición de la empresa, actualizados los parámetros económicos de tipo de cambio y la inflación interna o externa y aplicado el porcentaje de ejecución, en el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones, según la IE:

Cuadro N° 9

Sistema de Generación Propuesta Aresep de Adiciones (Millones de colones)			
Rubro			
	2020	2021	2022
<i>Macro inversiones</i>	¢ 0,00	¢0,00	¢0,00
<i>Micro inversiones</i>	¢ 225,52	¢781,21	¢158,47
<i>Planta General</i>	¢18,45	¢12,90	¢15,74
Adiciones totales	¢ 243,98	¢794,11	¢174,21

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Las principales diferencias respecto a lo solicitado por la empresa, según el informe del análisis de inversiones, se deben a:

- Índices utilizados por la empresa respecto a los utilizados por la IE.
- Inversiones que se repiten de un año a otro.
- Inversiones que de acuerdo con su justificación corresponden a repuestos y no a adiciones en sí para el sistema de generación.

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado de análisis de mercado se lea de la siguiente manera:

c. Análisis de inversiones:

ii. Adiciones a incorporar en cálculo tarifario del sistema de generación

Una vez analizada la petición de la empresa, actualizados los parámetros económicos de tipo de cambio y la inflación interna o externa y aplicado el porcentaje de ejecución, en el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones, según la IE:

Cuadro N° 9

Sistema de Generación Propuesta Aresep de Adiciones (Millones de colones)			
Rubro			
	2020	2021	2022
<i>Macro inversiones</i>	<i>¢ 0,00</i>	<i>¢0,00</i>	<i>¢0,00</i>
<i>Micro inversiones</i>	<i>¢ 234,41</i>	<i>¢781,21</i>	<i>¢158,47</i>
<i>Planta General</i>	<i>¢18,45</i>	<i>¢12,90</i>	<i>¢15,74</i>
Adiciones totales	¢ 252,86	¢794,11	¢174,21

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Las principales diferencias respecto a lo solicitado por la empresa, según el informe del análisis de inversiones, se deben a:

- Índices utilizados por la empresa respecto a los utilizados por la IE.
- Inversiones que se repiten de un año a otro.
- En el 2023 existen adiciones que de acuerdo con su justificación corresponden a repuestos y no a adiciones en sí para el sistema de generación, cuyo monto es trasladado como un gasto directo en la partida de operación y mantenimiento dentro de la estructura de costos y gastos de la empresa.

c) d. Retribución de capital

En el apartado de “d. retribución de capital” en la resolución RE-0058-IE-2021, relacionado al rédito ajustado se resolvió lo siguiente:

[...]

Rédito ajustado: la metodología tarifaria vigente establece que cuando se realiza un estudio tarifario para un periodo de tiempo menor a un año, la rentabilidad se ajustará de la siguiente manera:

$$R_{kr} = R_{k;v} + (R_{k;e} - R_{k;v}) * \frac{nm}{12}$$

En donde:

R_{kr} = Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.

$R_{k;v}$ = Tasa de rédito al desarrollo con tarifas vigentes.

$R_{k;e}$ = Tasa de rédito al desarrollo estimada.

nm = Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes.

El rédito al desarrollo para el último trimestre del año 2021 es de **8,69%**(R_{kr}), donde el rédito estimado es de 7,69%($R_{k;e}$) el rédito obtenido de las tarifas vigentes corresponde a 9,02%($R_{k;v}$) además del número de meses que es tres dividido entre doce($nm/12$). Por lo tanto, el rédito ajustado para el 2021 se obtiene como sigue:

$$R_{kr} = 9,02\% + (7,69\% - 9,02\%) * 3/12 = 8,69\% [..]$$

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado “d. retribución de capital” se lea de la siguiente manera:

d. Retribución de capital

Rédito ajustado: la metodología tarifaria vigente establece que cuando se realiza un estudio tarifario para un periodo de tiempo menor a un año, la rentabilidad se ajustará de la siguiente manera:

$$R_{kr} = R_{k;v} + (R_{k;e} - R_{k;v}) * \frac{nm}{12}$$

En donde:

R_{kr} = Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.

$R_{k;v}$ = Tasa de rédito al desarrollo con tarifas vigentes.

$R_{k;e}$ = Tasa de rédito al desarrollo estimada.

nm = Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes.

El rédito al desarrollo para el último trimestre del año 2021 es de **8,62%**(R_{kr}), donde el rédito estimado es de 7,69%($R_{k;e}$) el rédito obtenido de las tarifas vigentes

corresponde a 8,93%($Rk;v$) además del número de meses que es tres dividido entre doce($nm12$). Por lo tanto, el rédito ajustado para el 2021 se obtiene como sigue:

$$RKr = 8,93\% + (7,69\% - 8,93\%) * 3/12 = 8,62\%$$

d) e. Base tarifaria:

En el apartado de “e. Base tarifaria” en la resolución RE-0058-IE-2021, con relación al AFNOR, AFNORP se resolvió lo siguiente:

[...]

**[...] Cuadro N° 19
Cálculo del AFNOR
Intendencia de Energía
(Datos en millones)**

Descripción	2021	2022	2023
Activo Fijo al Costo (AFC)	ϕ42 912,68	ϕ43 522,94	ϕ43 548,16
Activo Fijo revaluado (AFR)	ϕ22 303,99	ϕ22 578,69	ϕ22 406,08
Depreciación Activo al Costo (DC)	ϕ7 331,60	ϕ8 304,04	ϕ9 304,52
Depreciación Activo revaluado (DR)	ϕ8 758,84	ϕ9 260,77	ϕ9 867,16
AFNOR	ϕ49 126,24	ϕ48 536,82	ϕ46 782,56

Fuente: Elaboración propia.

Mientras que el AFNORP para los periodos 2021 al 2022 sería el siguiente:

**Cuadro N° 20
Cálculo del AFNORP
Realizado por Aresep
(Datos en millones)**

Plantas	2021	2022	2023
Chocosuelas	ϕ23 008,35	ϕ22 922,78	ϕ22 211,04
Agua Zarcas	ϕ15 771,58	ϕ15 718,52	ϕ15 477,11
La Esperanza	ϕ7 021,84	ϕ6 961,36	ϕ6 874,63
Solar Santa Rosa	ϕ3 337,47	ϕ3 228,86	ϕ3 096,90
AFNORP	ϕ49 139,23	ϕ48 831,53	ϕ47 659,69

Fuente: Elaboración propia. [...]

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado “e. Base tarifaria” se lea de la siguiente manera:

e. Base tarifaria:

Cuadro N° 19
Cálculo del AFNOR
Intendencia de Energía
(Datos en millones)

Descripción	2021	2022	2023
Activo Fijo al Costo (AFC)	¢43 072,95	¢43 683,21	¢43 712,89
Activo Fijo revaluado (AFR)	¢22 305,88	¢22 582,82	¢22 410,49
Depreciación Activo al Costo (DC)	¢7 354,63	¢8 342,70	¢9 358,71
Depreciación Activo revaluado (DR)	¢8 758,94	¢9 261,38	¢9 868,66
AFNOR	¢49 265,26	¢48 661,94	¢46 896,01

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 20
Cálculo del AFNORP
Realizado por Aresep
(Datos en millones)

Plantas	2021	2022	2023
Chocosuelas	¢23 019,30	¢22 934,24	¢22 227,29
Agua Zarcas	¢15 856,97	¢15 792,67	¢15 544,80
La Esperanza	¢7 055,97	¢7 001,11	¢6 905,61
Solar Santa Rosa	¢3 346,80	¢3 235,58	¢3 101,28
AFNORP	¢49 279,03	¢48 963,60	¢47 778,98

Fuente: Elaboración propia.

e) i. Depreciación

En el apartado de “e. Base tarifaria” en la resolución RE-0058-IE-2021, con relación al punto “i. Depreciación” se resolvió lo siguiente:

[...]

i. Depreciación

Cuadro N° 21
Depreciación de los periodos 2021 a 2023
(Datos millones)

Descripción	2021	2022	2023
Depreciación al Costo	¢1 055,56	¢1 058,96	¢1 074,55
Depreciación Revaluada	¢490,79	¢537,69	¢545,14
Total	¢1 546,35	¢1 596,65	¢1 619,70

Fuente: Elaboración propia. [...]

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado “i. Depreciación” se lea de la siguiente manera:

En la resolución RE-0058-IE-2021, se indicó que el gasto por depreciación para los periodos 2021 a 2023 era de ¢1 546,35 millones para el 2021, ¢1 596,65 millones para el 2022 y ¢1 619,70 millones para el 2023, al realizar el ajuste en las adiciones de activos para el 2020 según el punto 1 y 4 del recurso, el dato correcto para el año 2021 es de ¢1 561,72 millones, ¢1 612,47 millones para el 2022 y ¢1 635,64 millones para el 2023.

i. Depreciación

Cuadro N° 21
Depreciación de los periodos 2021 a 2023
(Datos millones)

Descripción	2021	2022	2023
Depreciación al Costo	¢ 1 070,92	¢1 074,58	¢1 090,08
Depreciación Revaluada	¢ 490,79	¢ 537,89	¢ 545,56
Total	¢ 1 561,72	¢1 612,47	¢1 635,64

Fuente: Elaboración propia.

Como resultado de la aplicación de los criterios incluidos en el apartado anterior, el gasto por depreciación difiere de lo estimado por la cooperativa (según el estado financiero tarifario de la IE, visible en archivo electrónico 7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX2021_2023 liq 2021IE Recurso) en un monto de ¢56,73 millones en el 2021, ¢51,22 millones en el 2022 y ¢57,09 millones en la proyección del 2023 que incluye las amortizaciones que están contempladas en el estado de resultados tarifarios vigentes y propuestos dentro de la partida depreciaciones y amortizaciones al costo y revaluadas.

f) f. Análisis Financiero

En el apartado de “f. Análisis Financiero” en la resolución RE-0058-IE-2021, se resolvió lo siguiente:

[...]

V. Diferencias en el cálculo del análisis de la información remitida por la cooperativa:

a) Liquidaciones de gastos de los períodos 2018, 2019 y 2020

- **Liquidación de gastos del periodo 2020**

En el folio 4, capítulo 9, Coopelesca aporta la información relacionada a la liquidación del periodo 2020, en la carpeta "Liq 20" en la ruta "SISTEMA GX\Gx\Cap#9\9.1Gastos\Liq 20" aportan las justificaciones de las cuentas más representativas, en las carpetas "Formularios_GEN\FORMULARIOS GX_2020" los formularios para presentar la información regulatoria en los formatos establecidos en la RE-032-2019, en la carpeta "9.2 Liquidación Inversiones" lo relacionado a inversiones y base tarifaria, "9.3 Liquidación Generación 2018-2019-2020" el resumen de la liquidación con el efecto de los ingresos y los gastos.

Del resultado del análisis realizado por la IE se determinó que en el periodo 2020 Coopelesca solicitaba un total de costos y gastos por ¢5 326,27 millones, mientras que lo reconocido por esta IE en el ET-130-2015 es por ¢6 050,15 millones, dando una diferencial entre el real de la cooperativa y lo estimado de -¢723,89 millones, en el proceso de liquidación analizando las justificaciones aportadas por la cooperativa esta IE reconoce ¢4 724,79 millones como total de costos y gastos, dando como diferencia -¢601,48 millones en comparación a lo pretendido por Coopelesca.

Es importante indicar que en el formulario "7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX020" la cooperativa no muestra en el estado de resultados tarifario el efecto de la liquidación y lo relacionado a la liquidación de los periodos 2016 y 2017 tramitado en el expediente ET-005-2019, sin embargo, en el archivo "Resumen de Liquidación 20-Gx" muestra una sobre ejecución por ¢133,54 millones al tener ingresos totales ajustados por ¢1 332 millones y gastos totales ajustados por ¢1 465 millones. El monto por concepto de liquidación 2020 reconocido por esta Intendencia es de -¢454,12 millones de ingresos menos para el sistema de generación.

La principal variación con respecto a lo solicitado por la cooperativa en el rubro de gastos totales ajustados (GTAz), se debe al gasto por depreciación el cual se presentaron diferencias y problemas de trazabilidad en el monto solicitado por la cooperativa.

La metodología vigente según la resolución RJD-141-2015, refiere a la liquidación del periodo anterior del sistema de generación, tal como cita en apartado II de este informe. A continuación, se muestra el resultado de actualizar cada una de las variables implícitas en el cálculo tarifario del periodo 2020 y el resultado de su liquidación

ITAz

A nivel de ingresos para el año 2020 ARESEP estimó la suma de ¢7 727,80 millones por concepto de ingresos por ventas de energía en la RIE-030-2016, del 10 de marzo del 2016 y otros ingresos para ese mismo periodo de ¢0,00 millones por su parte el

Coopelesca refirió en su estado de resultados financiero a la suma de ¢8 968,13 millones por concepto de ingresos por ventas de energía, y otros ingresos por un monto de ¢48,26 millones según datos incluidos en el archivo “7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX020 RVP”, en la hoja “E.R. ARESEP”, en tanto que al actualizar el mercado real del periodo la IE determinó que la suma por ese concepto ¢8 917,16 millones por ventas de energía, el detalle de estos montos se muestra en el apartado III, inciso b Análisis de mercado de este informe; además de otros ingresos por la suma de ¢181,20 millones, el cual se presentaron diferencias en el 2020 en lo mostrado por Coopelesca en el estado de resultados tarifario incluyendo un monto de ¢48,26 millones los cuales están como valores impidiendo su trazabilidad, lo presentado en el formulario 7742_Liquidacion_de_otros_ingresos_2020 donde reportan un monto de ¢181,20 millones, el cual concuerda con lo indicado en el archivo “Resumen de Liquidación 20-Gx” y el estado financiero auditado del periodo 2020 esto repercute sobre las desviaciones obtenidas para efectos de liquidación, tal como sigue:

Cuadro N° 41
Determinación de ITAz
Sistema de Generación de Coopelesca
Periodo 2018
(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Var. (Δ)
<i>Dato Real</i>	¢8 968,13	¢8 917,16	-¢50,97
<i>Dato estimado</i>	¢7 227,80	¢7 227,80	-
ITAz	¢1 240,33	¢1 189,36	-¢50,97

Fuente: Elaboración propia.

Es así como se logra determinar que el monto pendiente por reconocer al usuario, únicamente por la proporción de los ingresos, asciende a la suma de -¢50,97 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2020, se acumula este efecto al igual que el del 2018 y 2019.

GTAz

A nivel de gastos para el año 2020 la ARESEP estimó en la resolución RIE-030-2016 la siguiente estructura de gastos:

Cuadro N° 42
Costos y Gastos del período 2020
Monto Estimado por ARESEP
Según RIE-030-2016
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	ARESEP (Estimado)
Compras de Energía	
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢4 122,66
Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢740,82
Canon de regulación	¢6,60
Canon de agua	¢78,50
Gastos de investigación y desarrollo	¢348,96
Gastos complementarios de operación	¢0,00
Gastos sociales y ambientales	¢7,81
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢744,80
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00
Pérdidas por deterioro y desvalorización	¢0,00
Otros gastos	¢0,00
Total de gastos	¢6 050,15

Fuente: Elaboración propia

En lo que corresponde a los gastos, Coopelesca remitió su ejecución real en el periodo 2020, en el archivo "7738_Liq_Ctos_y_Gtos_GX_2020", y en el archivo anexo a este informe "7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX020 RVP" en la hoja "E.R. ARESEP", esta Intendencia por su parte revisó estos gastos y determinó el saldo actualizado de cada cuenta, tal como sigue:

Cuadro N° 43
Costos y Gastos del periodo 2020
Comparativo monto ejecutado por Coopelesca
versus monto actualizado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Sistema de Generación		Periodo 2020			
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP Actualizado	Variación Abs Liq	Peso Variación
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de Energía	€0,00			
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	€1 426,57	€1 426,57	-	0,00%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	€0,00	€0,00	-	0,00%
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	€1 114,01	€1 110,44	- 3,6	0,59%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	€20,46	€17,88	- 2,6	0,43%
5.4.1.07.07	Canon de agua	€48,24	€48,24	-	0,00%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	€184,31	€184,31	-	0,00%
5.6	Gastos complementarios de operación	€0,00	€0,00	-	0,00%
5.7	Gastos sociales y ambientales	€153,19	€153,19	-	0,00%
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	€2 135,83	€1 542,71	- 593,1	98,61%
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	€0,00		-	0,00%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	€205,30	€205,30	-	0,00%
5.12	Otros gastos	€38,35	€36,14	- 2,2	0,37%
	Total de gastos	€5 326,27	€4 724,79	-€601,48	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Al comparar la ejecución de gastos por parte de Coopelesca respecto a lo otorgado vía tarifas para el periodo 2020, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N° 44
Costos y Gastos del periodo 2020
Comparativo monto ejecutado por Coopelesca
versus monto estimado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Sistema de Generación		Periodo 2020		
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP 2020	Variación
5.	Costos y Gastos			
5.1	Compras de Energía			
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	€1 426,57	€4 122,66	2 696,1
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	€0,00	€0,00	-
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	€1 114,01	€740,82	- 373,2
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	€20,46	€6,60	- 13,9
5.4.1.07.07	Canon de agua	€48,24	€78,50	30,3
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	€184,31	€348,96	164,6
5.6	Gastos complementarios de operación	€0,00	€0,00	-
5.7	Gastos sociales y ambientales	€153,19	€7,81	- 145,4
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	€2 135,83	€744,80	- 1 391,0
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	€0,00		-
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	€205,30	€0,00	- 205,3
5.12	Otros gastos	€38,35	€0,00	- 38,3
	Total de gastos	€5 326,27	€6 050,15	€723,89

Fuente: Elaboración propia

Al comparar la actualización de los gastos por parte de ARESEP respecto a lo otorgado vía tarifas para el periodo 2020, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N° 45
Costos y Gastos del periodo 2018
Comparativo monto actualizado por ARESEP
versus monto estimado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Sistema de Generación		Periodo 2020		
	Descripción	ARESEP 2020	ARESEP Actualizado	Variación
5.	Costos y Gastos			
5.1	Compras de Energía			
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢4 122,66	¢1 426,57	2 696,1
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00	-
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢740,82	¢1 110,44	369,6
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	¢6,60	¢17,88	11,3
5.4.1.07.07	Canon de agua	¢78,50	¢48,24	30,3
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	¢348,96	¢184,31	164,6
5.6	Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00	-
5.7	Gastos sociales y ambientales	¢7,81	¢153,19	145,4
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢744,80	¢1 542,71	797,9
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00	-	-
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	¢0,00	¢205,30	205,3
5.12	Otros gastos	¢0,00	¢36,14	36,1
	Total de gastos	¢6 050,15	¢4 724,79	-¢1 325,37

Fuente: Elaboración propia

Seguidamente se explican las diferencias identificadas en cada una de las cuentas de gastos:

Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación

Analizadas las justificaciones y respaldos aportados por la cooperativa esta Intendencia considera que las partidas de gastos vienen bien justificadas y procede a reconocer el monto gastado real de la cooperativa por ¢1 426,57 millones.

Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación

Analizadas las justificaciones y respaldos aportados por la cooperativa esta Intendencia considera que las partidas de gastos vienen bien justificadas, exceptuando algunas cuentas de gastos que no fueron reconocidas porque se consideró que la justificación no fue suficiente, no fue razonable en la relación con el servicio público o no cumplían con el principio de servicio al costo, por lo anterior se procede a reconocer un monto de ¢1 110,44 millones.

Dentro de la estructura de gastos administrativos del formulario "7738_Liq_Ctos_y_Gtos_GX_2020 rvp" están el canon por regulación y el canon de aguas, del cual de regulación se reconocen ¢17,88 millones, -¢2,6 millones menos de lo que pretendía Coopelesca al considerar el Canon que estuvo vigente en el periodo en liquidación y aplicación de la metodología vigente y para el canon de aguas se reconoce ¢48,24 millones monto solicitado por la cooperativa.

Gastos de investigación y desarrollo

Analizadas las justificaciones y respaldos aportados por la cooperativa esta Intendencia considera que las partidas de gastos vienen bien justificadas y procede a reconocer el monto gastado real de la cooperativa por ¢184,31 millones.

Gastos sociales y ambientales

Analizadas las justificaciones y respaldos aportados por la cooperativa esta Intendencia considera que las partidas de gastos vienen bien justificadas y procede a reconocer el monto gastado real de la cooperativa por ¢153,19.

Depreciaciones y amortizaciones

El gasto por depreciación de Coopelesca es mayor que el cálculo realizado por esta Intendencia, ya que la cooperativa reporta como gasto real un monto de ¢2 135 millones, sin embargo, el cálculo de Aresep utilizando las tablas de depreciación aportadas por la cooperativa y los montos de los proyectos reclasificados y capitalizados da un saldo de ¢1 542 millones de depreciaciones y amortizaciones, generando una diferencia de ¢593 millones.

Revisando el cálculo de la cooperativa, en el estado de resultados, archivo "7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX020" el dato de la depreciación 2020 viene vinculado al archivo 7734_Reg_Ctos_Gtos_GX_base_liq.020.xlsx, hoja registros celda G345, visible en el folio 4, capítulo 9 de la liquidación, carpeta 9.1Gastos\Formularios_GEN\FORMULARIOS GX_2020, sin embargo, en el mismo vínculo suma 2088,198 como valores a los cuales no se les puede dar trazabilidad.

Es importante recordar que el gasto por depreciación es un gasto constante, debe mantenerse en el tiempo solo varía si se produce un retiro importante de activos o una adición significativa, la capitalización de los proyectos es en el 2019, por lo que al año 2020 los mismos registran un periodo completo de depreciación, donde el cálculo realizado por esta Intendencia es constante para los periodos 2021 a 2023, las diferencias se deben a los parámetros económicos en la revaluación de activos y por ende en la

depreciación de los activos revaluados y los porcentajes de ejecución de las inversiones provocan que las adiciones sean mayores a lo reportando por la cooperativa.

Pérdidas por deterioro y desvalorización

Se reconoció el monto de pérdidas por retiros de activos pretendido por Coopelesca por un monto de ₡205,30 millones.

Otros gastos

Se dejaron de reconocer gastos relacionados al IVA no acreditable, por lo detallado en el apartado III, inciso f, i, el monto reconocido por esta Intendencia es de ₡36,14 millones. Una vez actualizada la totalidad de los gastos, se llega a determinar el GTAz, tal como se muestra seguidamente:

Cuadro N° 46
Determinación del GTAz
Sistema de Generación de Coopelesca
Periodo 2020

(Datos expresados en millones de colones)

	Coopelesca	ARESEP	Δ
Dato Real	₡5 326,27	₡4 724,79	-₡601,48
Dato estimado	₡6 050,15	₡6 050,15	-
GTAz	-₡723,89	-₡1 325,37	-₡601,48

Fuente: Elaboración propia

Al considerar las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste de Ingresos *ITAz* Ingresos Totales Ajustados del período z menos el ajuste de gastos *GTAz* Gastos Totales Ajustados del período z el efecto de la liquidación es de -₡601,48 millones de ingresos menos para la cooperativa en beneficio del usuario, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N° 47
Liquidación del periodo anterior
Sistema de Generación de Coopelesca
Periodo 2018

(Datos expresados en millones de colones)

GTAz TOTAL	-₡601,5	-101%
ITAz TOTAL	- ₡8,0	-1%
<u>Li</u>	<u>₡593,45</u>	<u>100%</u>

Liquidación del periodo anterior

$$LI_z = ITA_z - GTA_z \text{ (Fórmula 9)}$$

Donde:

- z = Período durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
- LI_z = Liquidación del periodo z.
- ITA_z = Ingresos Totales Ajustados del periodo z (ver fórmula 9.2)
- GTA_z = Gastos Totales Ajustados del periodo z (ver fórmula 9.1)

Liz=	ITAz-GTAz
ITAz=	- 8,0
GTAz=	- 601,5
Liz=	593,4

Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, esta Intendencia en cumplimiento al modelo general de la metodología de generación la cual está basada en un esquema de tasa de retorno, donde la tarifa a definir debe ser suficiente para generar los ingresos que permiten al operador cubrir los costos totales, asociados al servicio que regula, bajo condiciones de calidad establecidas, además de garantizar un monto sobre el capital invertido denominado rédito para el desarrollo que depende de la tasa del rédito calculado por el método WACC por la base tarifaria, se procede a balancear la ecuación para alcanzar el rédito de 7,71% establecido en el ET-130-2015.

La cooperativa requiere un ajuste de - $\$454,12$ en ingresos por concepto de liquidación del periodo 2020 permitiéndole al sistema las condiciones de calidad, cantidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad necesarios para la prestación óptima del servicio de generación de energía eléctrica.

Una vez definido el ajuste por liquidación tarifaria se procede a actualizar el estado de resultados tarifario del año 2020, donde se visualiza el impacto de la liquidación y el equilibrio de las variables anteriormente mencionadas:

Cuadro N° 48
Estado de resultados ajustado y actualizado
Sistema de generación Periodo 2020

Datos expresados en millones

Sistema de Generación		Periodo 2020
Descripción		ARESEP LIQUIDACIÓN 2020 (ET-032-2021)
Ingresos		
4.1	Ingresos por Ventas	¢8 917,16
4.9	Otros Ingresos	¢181,20
	Liquidación de los periodos 2016-2017	-¢90,00
	Liquidación del periodo 2020	-¢454,12
Total de ingresos regulados		¢8 554,24
Costos y Gastos		
5.1	Compras de Energía	
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢1 426,57
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢1 110,44
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	¢17,88
5.4.1.07.07	Canon de agua	¢48,24
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	¢184,31
5.6	Gastos complementarios de operación	¢0,00
5.7	Gastos sociales y ambientales	¢153,19
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢1 542,71
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	¢205,30
5.12	Otros gastos	¢36,14
Total de gastos		¢4 724,79
Utilidad o pérdida de operación		¢3 829,46
AFNOR-PROMEDIO		¢49 668,68
CAPITAL DE TRABAJO		-
BASE TARIFARIA		¢49 668,68
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA		7,71%

Fuente: Elaboración propia.

b) Estimación de costos y gastos para 2021-2023

Se detalla a continuación la comparativa entre lo solicitado por la cooperativa y lo incorporado por Aresep en el cálculo tarifario para los períodos 2021, 2022 y 2023:

Cuadro N° 49
Comparativa
Proyección costos y gastos
Monto en millones de colones
Año 2021

Costos y Gastos	COOPELESCA	ARESEP	Diferencia	Δ %
Compras de Energía	0,00	0,00	0,00	
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	1 622,12	1 579,30	-42,82	-2,6%
Costos comerciales asociados al servicio de generación	0,00	0,00	0,00	0%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	1 581,26	1 552,82	-28,44	-1,8%
Canon de regulación	15,92	15,49	-0,43	-3%
Canon de agua	57,34	56,22	-1,12	-1,96%
Gastos de investigación y desarrollo	146,69	142,26	-4,42	-3,0%
Gastos complementarios de operación	0,00	0,00	0,00	0%
Gastos sociales y ambientales	154,22	150,41	-3,81	-2,5%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	1 619,97	1 057,09	-562,88	-35%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	0,00	490,79	490,79	0%
Perdidas por deterioro y desvalorización	95,91	81,95	-13,96	-15%
Otros gastos(impuestos municipales y otros)	19,92	19,53	-0,39	-2%
Total de gastos	5 313,34	5 145,86	-167,48	-3,2%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-032-2021

Cuadro N° 50
Comparativa
Proyección costos y gastos
Monto en millones de colones
Año 2022

Costos y Gastos	COOPELESCA	ARESEP	Diferencia	Δ %
Compras de Energía	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₡1 651,74	₡1 614,46	-₡37,28	-2,3%
Costos comerciales asociados al servicio de generación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₡1 600,13	₡1 562,24	-₡37,89	-2,4%
Canon de regulación	₡14,28	₡15,70	₡1,42	10%
Canon de agua	₡58,49	₡57,00	-₡1,49	-2,56%
Gastos de investigación y desarrollo	₡149,62	₡144,23	-₡5,39	-3,6%
Gastos complementarios de operación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
Gastos sociales y ambientales	₡157,30	₡152,49	-₡4,81	-3,1%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 663,93	₡1 059,20	-₡604,73	-36%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡0,00	₡537,69	₡537,69	0%
Perdidas por deterioro y desvalorización	₡337,60	₡334,64	-₡2,96	-1%
Otros gastos(impuestos municipales y otros)	₡20,32	₡20,04	-₡0,28	-1%
Total de gastos	₡5 653,41	₡5 497,69	-₡155,72	-2,8%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-032-2021

Cuadro N° 51
Comparativa
Proyección costos y gastos
Monto en millones de colones
Año 2023

Costos y Gastos	COOPELESCA	ARESEP	Diferencia	Δ %
Compras de Energía	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₡1 690,22	₡1 633,84	-₡56,38	-3,3%
Costos comerciales asociados al servicio de generación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₡1 596,33	₡1 541,53	-₡54,79	-3,4%
Canon de regulación	₡14,57	₡15,89	₡1,32	9%
Canon de agua	₡59,66	₡57,68	-₡1,98	-3,32%
Gastos de investigación y desarrollo	₡152,61	₡145,96	-₡6,65	-4,4%
Gastos complementarios de operación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
Gastos sociales y ambientales	₡160,45	₡154,32	-₡6,13	-3,8%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 692,73	₡1 074,55	-₡618,18	-37%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡0,00	₡545,14	₡545,14	0%
Perdidas por deterioro y desvalorización	₡281,01	₡277,99	-₡3,02	-1%
Otros gastos(impuestos municipales y otros)	₡20,72	₡20,04	-₡0,69	-3%
Total de gastos	₡5 668,31	₡5 466,95	-₡201,36	-3,6%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-032-2021

VIII. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito para el desarrollo obtenido de 7,69%, se concluye que el servicio de generación de energía eléctrica que presta Coopelesca requiere ingresos por -₡162,60 millones para el periodo 2021, lo que representa una disminución del -6,1% en la tarifa, a partir del 01 de octubre del 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2021. Es importante indicar como se detalló en el apartado de retribución del capital, III inciso 2.d., en el periodo 2021 al estar vigente la tarifa por un periodo de 3 meses, se ajusta el rédito para el desarrollo siendo de un 8,69% la rentabilidad a alcanzar para el sistema.

Para el periodo 2022, Coopelesca requiere ingresos por ₡5,32 millones, lo que representa un aumento del 0,06% en la tarifa a partir del 01 de enero del 2022 y hasta el 31 de diciembre de 2022.

Para el periodo 2023, Coopelesca requiere ingresos por -C\$146,72 millones, lo que representa una disminución del -1,60% en la tarifa a partir del 01 de enero del 2023.

Para la entrada en vigencia de la tarifa se mantiene la solicitada por Coopelesca.

Cuadro N° 52
Estado de resultados periodo 2021.

Sistema de Generación		Periodo		2021	
Descripción		COOPELESCA	ARESEP	Δ ABS	Δ %
Ingresos		PROPUESTO	PROPUESTO		
4.1	Ingresos por Ventas	C\$7 939,82	C\$9 329,85	C\$1 390,03	17,51%
4.9.	Otros Ingresos	C\$91,29	C\$91,29	C\$0,00	0,00%
	Liquidación del periodo anterior	C\$76,09	-C\$6,39	C\$69,70	91,60%
Total de ingresos regulados		C\$8 107,20	C\$9 414,76	C\$1 307,55	16,13%
Costos y Gastos					
5.1	Compras de Energía	C\$0,00	C\$0,00	C\$0,00	0%
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	C\$1 622,12	C\$1 579,30	-C\$42,82	-2,6%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	C\$0,00	C\$0,00	C\$0,00	0%
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	C\$1 581,26	C\$1 552,82	-C\$28,44	-1,8%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	C\$15,92	C\$15,49	-C\$0,43	-3%
5.4.1.07.07	Canon de agua	C\$57,34	C\$56,22	-C\$1,12	-1,96%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	C\$146,69	C\$142,26	-C\$4,42	-3,0%
5.6	Gastos complementarios de operación	C\$0,00	C\$0,00	C\$0,00	0%
5.7	Gastos sociales y ambientales	C\$154,22	C\$150,41	-C\$3,81	-2,5%
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	C\$1 619,97	C\$1 057,09	-C\$562,88	-35%
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	C\$0,00	C\$490,79	C\$490,79	0%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	C\$95,91	C\$81,95	-C\$13,96	-15%
5.12	Otros gastos(impuestos municipales y otros)	C\$19,92	C\$19,53	-C\$0,39	-2%
Total de gastos		C\$5 313,34	C\$5 145,86	-C\$167,48	-3%
Utilidad o pérdida de operación		C\$2 717,77	C\$4 268,89	C\$1 551,12	57%
AFNOR-PROMEDIO		C\$50 613,32	C\$49 139,23	-C\$1 474,09	-3%
CAPITAL DE TRABAJO		-	-	-	-
BASE TARIFARIA		C\$50 613,32	C\$49 139,23	-C\$1 474,09	-3%
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA		5,37%	8,69%	3,32%	

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 53
Estado de resultados 2022:

Sistema de Generación		Periodo		2022	
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP	Δ ABS	Δ %
	Ingresos	PROPUESTO	PROPUESTO		
4.1	Ingresos por Ventas	₡9 412,11	₡9 152,57	₡ (259,54)	-3%
4.9	Otros Ingresos	₡102,52	₡102,52	₡ -	0%
	Liquidación del periodo anterior	₡66,65	₡0,00	₡ 66,65	
	Total de ingresos regulados	₡9 581,29	₡9 255,09	-₡326,19	-3,40%
	Costos y Gastos				
5.1	Compras de Energía	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₡1 651,74	₡1 614,46	-₡37,28	-2%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₡1 600,13	₡1 562,24	-₡37,89	-2%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	₡14,28	₡15,70	₡1,42	10%
5.4.1.07.07	Canon de agua	₡58,49	₡57,00	-₡1,49	-3%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	₡149,62	₡144,23	-₡5,39	-4%
5.6	Gastos complementarios de operación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
5.7	Gastos sociales y ambientales	₡157,30	₡152,49	-₡4,81	-3%
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 663,93	₡1 059,20	-₡604,73	-36%
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡0,00	₡537,69	₡537,69	0%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	₡337,60	₡334,64	-₡2,96	-1%
5.12	Otros gastos (impuestos municipales y otros)	₡20,32	₡20,04	-₡0,28	-1%
	Total de gastos	₡5 653,41	₡5 497,69	₡ (155,72)	-3%
	Utilidad o pérdida de operación	₡3 861,23	₡3 757,41	₡ (103,82)	-3%
	AFNOR-PROMEDIO	₡50 276,38	₡48 831,53	₡ (1 444,86)	-3%
	CAPITAL DE TRABAJO	-	-	-	-
	BASE TARIFARIA	₡50 276,38	₡48 831,53	₡ (1 444,86)	-3%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,68%	7,69%	0,01%	0%

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 54
Estado de resultados 2023:

Sistema de Generación		Periodo		Δ ABS	Δ %
		2023			
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP		
		PROPUESTO	PROPUESTO		
	Ingresos				
4.1	Ingresos por Ventas	₹9 390,86	₹9 032,57	₹ (358,28)	-3,8%
4.9	Otros Ingresos	₹101,61	₹101,61	₹ -	0,0%
	Liquidación del periodo anterior	₹13,57			
	Total de ingresos regulados	₹9 506,04	₹9 134,19	₹ (371,85)	-3,9%
	Costos y Gastos				
5.1	Compras de Energía	₹0,00	₹0,00	₹0,00	0,0%
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₹1 690,22	₹1 633,84	₹-56,38	-3,3%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	₹0,00	₹0,00	₹0,00	0,0%
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₹1 596,33	₹1 541,53	₹-54,79	-3,4%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	₹14,57	₹15,89	₹1,32	9,0%
5.4.1.07.07	Canon de agua	₹59,66	₹57,68	₹-1,98	-3,3%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	₹152,61	₹145,96	₹-6,65	-4,4%
5.6	Gastos complementarios de operación	₹0,00	₹0,00	₹0,00	0,0%
5.7	Gastos sociales y ambientales	₹160,45	₹154,32	₹-6,13	-3,8%
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₹1 692,73	₹1 074,55	₹-618,18	-36,5%
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₹0,00	₹545,14	₹545,14	0,0%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	₹281,01	₹277,99	₹-3,02	-1,1%
5.12	Otros gastos(impuestos municipales y otros)	₹20,72	₹20,04	₹-0,69	-3,3%
	Total de gastos	₹5 668,31	₹5 466,95	₹ (201,36)	-3,6%
	Utilidad o pérdida de operación	₹3 824,16	₹3 667,24	₹ (156,92)	-4,1%
	AFNOR-PROMEDIO	₹49 793,77	₹47 659,69	₹ (2 134,08)	-4,3%
	CAPITAL DE TRABAJO	-	-		
	BASE TARIFARIA	₹49 793,77	₹47 659,69	₹ (2 134,08)	-4,3%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,68%	7,69%	0,0%	0,0%

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 55
Composición de la variación tarifaria

Composición de la variación en la tarifa	Aprobado Aresep	% de aumento
Liquidación del periodo 2018	-₹915,79	
Liquidación del periodo 2019	₹1 376,30	
Liquidación del periodo 2020	-₹454,12	
Efecto Ordinario 2021 + liquidaciones	-₹162,60	-6,10%
Efecto Ordinario 2022	₹5,32	0,06%
Efecto Ordinario 2023	-₹146,72	-1,6%

Fuente: Elaboración propia.

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado “f. Análisis Financiero” se lea de la siguiente manera:

f. Análisis financiero

V. Diferencias en el cálculo del análisis de la información remitida por la cooperativa:

a) Liquidaciones de gastos de los períodos 2018, 2019 y 2020

- **Liquidación de gastos del periodo 2020**

En el folio 4, capítulo 9, Coopelesca aporta la información relacionada a la liquidación del periodo 2020, en la carpeta “Liq 20” en la ruta “SISTEMA GX\Gx\Cap#9\9.1Gastos\Liq 20” aportan las justificaciones de las cuentas más representativas, en las carpetas “Formularios_GEN\FORMULARIOS GX_2020” los formularios para presentar la información regulatoria en los formatos establecidos en la RE-032-2019, en la carpeta “9.2 Liquidación Inversiones” lo relacionado a inversiones y base tarifaria, “9.3 Liquidación Generación 2018-2019-2020” el resumen de la liquidación con el efecto de los ingresos y los gastos.

Del resultado del análisis realizado por la IE se determinó que en el periodo 2020 Coopelesca solicitaba un total de costos y gastos por ¢5 326,27 millones, mientras que lo reconocido por esta IE en el ET-130-2015 es por ¢6 050,15 millones, dando una diferencial entre el real de la cooperativa y lo estimado de -¢723,89 millones, en el proceso de liquidación analizando las justificaciones aportadas por la cooperativa esta IE reconoce ¢4 732,46 millones como total de costos y gastos, dando como diferencia - ¢593,80 millones en comparación a lo pretendido por Coopelesca.

Es importante indicar que en el formulario “7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX020” la cooperativa no muestra en el estado de resultados tarifario el efecto de la liquidación y lo relacionado a la liquidación de los periodos 2016 y 2017 tramitado en el expediente ET-005-2019, sin embargo, en el archivo “Resumen de Liquidación 20-Gx” muestra una sobre ejecución por ¢133,54 millones al tener ingresos totales ajustados por ¢1 332 millones y gastos totales ajustados por ¢1 465 millones. El monto por concepto de liquidación 2020 reconocido por esta Intendencia es de -¢441,02 millones de ingresos menos para el sistema de generación.

La principal variación con respecto a lo solicitado por la cooperativa en el rubro de gastos totales ajustados (GTaz), se debe al gasto por depreciación el cual se presentaron diferencias y problemas de trazabilidad en el monto solicitado por la cooperativa.

La metodología vigente según la resolución RJD-141-2015, refiere a la liquidación del periodo anterior del sistema de generación, tal como cita en apartado II de este informe.

A continuación, se muestra el resultado de actualizar cada una de las variables implícitas en el cálculo tarifario del periodo 2020 y el resultado de su liquidación

ITAZ

A nivel de ingresos para el año 2020 ARESEP estimó la suma de ¢7 727,80 millones por concepto de ingresos por ventas de energía en la RIE-030-2016, del 10 de marzo del 2016 y otros ingresos para ese mismo periodo de ¢0,00 millones por su parte el Coopelesca refirió en su estado de resultados financiero a la suma de ¢8 968,13 millones por concepto de ingresos por ventas de energía, y otros ingresos por un monto de ¢48,26 millones según datos incluidos en el archivo "7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX020 RVP", en la hoja "E.R. ARESEP", en tanto que al actualizar el mercado real del periodo la IE determinó que la suma por ese concepto ¢8 917,16 millones por ventas de energía, el detalle de estos montos se muestra en el apartado III, inciso b Análisis de mercado de este informe; además de otros ingresos por la suma de ¢181,20 millones, el cual se presentaron diferencias en el 2020 en lo mostrado por Coopelesca en el estado de resultados tarifario incluyendo un monto de ¢48,26 millones los cuales están como valores impidiendo su trazabilidad, lo presentado en el formulario 7742_Liquidacion_de_otros_ingresos_2020 donde reportan un monto de ¢181,20 millones, el cual concuerda con lo indicado en el archivo "Resumen de Liquidación 20-Gx" y el estado financiero auditado del periodo 2020 esto repercute sobre las desviaciones obtenidas para efectos de liquidación, tal como sigue:

Cuadro Nº 41
Determinación de ITAz
Sistema de Generación de Coopelesca
Periodo 2020
(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Var. (Δ)
<i>Dato Real</i>	¢8 968,13	¢8 917,16	-¢50,97
<i>Dato estimado</i>	¢7 727,80	¢7 727,80	-
ITAz	¢1 240,33	¢1 189,36	-¢50,97

Fuente: Elaboración propia.

Es así como se logra determinar que el monto pendiente por reconocer al usuario, únicamente por la proporción de los ingresos, asciende a la suma de -¢50,97 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2020, se acumula este efecto al igual que el del 2018 y 2019.

GTAZ

A nivel de gastos para el año 2020 la ARESEP estimó en la resolución RIE-030-2016 la siguiente estructura de gastos:

Cuadro N° 42
Costos y Gastos del período 2020
Monto Estimado por ARESEP
Según RIE-030-2016
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	ARESEP (Estimado)
<i>Compras de Energía</i>	
<i>Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación</i>	¢4 122,66
<i>Costos comerciales asociados al servicio de generación</i>	¢0,00
<i>Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación</i>	¢740,82
<i>Canon de regulación</i>	¢6,60
<i>Canon de agua</i>	¢78,50
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	¢348,96
<i>Gastos complementarios de operación</i>	¢0,00
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	¢7,81
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo</i>	¢744,80
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas</i>	¢0,00
<i>Pérdidas por deterioro y desvalorización</i>	¢0,00
<i>Otros gastos</i>	¢0,00
Total de gastos	¢6 050,15

Fuente: Elaboración propia

En lo que corresponde a los gastos, Coopelesca remitió su ejecución real en el periodo 2020, en el archivo “7738_Liq_Ctos_y_Gtos_GX_2020”, y en el archivo anexo a este informe “7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX020 RVP RECURSO” en la hoja “E.R. ARESEP”, esta Intendencia por su parte revisó estos gastos y determinó el saldo actualizado de cada cuenta, tal como sigue:

Cuadro N° 43
Costos y Gastos del periodo 2020
Comparativo monto ejecutado por Coopelesca
versus monto actualizado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Sistema de Generación	Periodo 2020			
Descripción	COOPELESCA	Aresep Actualizado	Variación Abs Liq	Peso Variación
Costos y Gastos				
Compras de Energía	€0,00			
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	€1 426,57	€1 426,57	-	0,00%
Costos comerciales asociados al servicio de generación	€0,00	€0,00	-	0,00%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	€1 114,01	€1 110,44	-	3,6
Canon de regulación	€20,46	€17,88	-	2,6
Canon de agua	€48,24	€48,24	-	0,00%
Gastos de investigación y desarrollo	€184,31	€184,31	-	0,00%
Gastos complementarios de operación	€0,00	€0,00	-	0,00%
Gastos sociales y ambientales	€153,19	€153,19	-	0,00%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	€2 135,83	€1 550,39	-	585,4
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	€0,00	€0,00	-	0,00%
Perdidas por deterioro y desvalorización	€205,30	€205,30	-	0,00%
Otros gastos	€38,35	€36,14	-	2,2
Total de gastos	€5 326,27	€4 732,46	-€593,80	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Al comparar la ejecución de gastos por parte de Coopelesca respecto a lo otorgado vía tarifas para el periodo 2020, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N° 44
Costos y Gastos del periodo 2020
Comparativo monto ejecutado por Coopelesca
versus monto estimado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Sistema de Generación		Periodo 2020		
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP 2020	Variación
5.	Costos y Gastos			
5.1	Compras de Energía			
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢1 426,57	¢4 122,66	2 696,1
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00	-
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢1 114,01	¢740,82	- 373,2
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	¢20,46	¢6,60	- 13,9
5.4.1.07.07	Canon de agua	¢48,24	¢78,50	30,3
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	¢184,31	¢348,96	164,6
5.6	Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00	-
5.7	Gastos sociales y ambientales	¢153,19	¢7,81	- 145,4
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢2 135,83	¢744,80	- 1 391,0
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00	¢0,00	-
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	¢205,30	¢0,00	- 205,3
5.12	Otros gastos	¢38,35	¢0,00	- 38,3
	Total de gastos	¢5 326,27	¢6 050,15	¢723,89

Fuente: Elaboración propia

Al comparar la actualización de los gastos por parte de ARESEP respecto a lo otorgado vía tarifas para el periodo 2020, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N° 45
Costos y Gastos del periodo 2020
Comparativo monto actualizado por ARESEP
versus monto estimado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Descripción	ARESEP 2020	Aresep Actualizado	Variación
Costos y Gastos			
Compras de Energía			
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢4 122,66	¢1 426,57	2 696,1
Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00	-
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢740,82	¢1 110,44	369,6
Canon de regulación	¢6,60	¢17,88	11,3
Canon de agua	¢78,50	¢48,24	30,3
Gastos de investigación y desarrollo	¢348,96	¢184,31	164,6
Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00	-
Gastos sociales y ambientales	¢7,81	¢153,19	145,4
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢744,80	¢1 550,39	805,6
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00		-
Perdidas por deterioro y desvalorización	¢0,00	¢205,30	205,3
Otros gastos	¢0,00	¢36,14	36,1
Total de gastos	¢6 050,15	¢4 732,46	-¢1 317,69

Fuente: Elaboración propia

✓ *b) Estimación de costos y gastos para 2021-2023*

En el apartado “f. Análisis Financiero” en el inciso V. Diferencias en el cálculo del análisis de la información remitida por la cooperativa, b) Estimación de costos y gastos para 2021-2023 en la resolución RE-0058-IE-2021, se indicó que el total de gastos para el 2021 era de ¢5 145,86 millones, para el 2022 de ¢5 497,68 millones y para el 2023 de ¢5 466,95 millones, al realizar el ajuste en las adiciones de activos para el 2020 y años proyectados según punto 1 y 4 del presente recurso que lleva razón el recurrente el dato correcto para el año 2021 es de ¢5 161,23 millones, para el 2022 es de ¢5 513,50 millones y para el 2023 es de ¢5 522,48 millones.

Se detalla a continuación la comparativa entre lo solicitado por la cooperativa y lo incorporado por Aresep en el cálculo tarifario para los periodos 2021, 2022 y 2023:

Cuadro N° 49
Comparativa
Proyección costos y gastos
Monto en millones de colones
Año 2021

Costos y Gastos	COOPELESCA	ARESEP	Diferencia	Δ %
Compras de Energía	¢0,00	¢0,00	¢0,00	
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢1 622,12	¢1 579,30	-¢42,82	-2,6%
Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00	¢0,00	0%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢1 581,26	¢1 552,82	-¢28,44	-1,8%
Canon de regulación	¢15,92	¢15,49	-¢0,43	-3%
Canon de agua	¢57,34	¢56,22	-¢1,12	-1,96%
Gastos de investigación y desarrollo	¢146,69	¢142,26	-¢4,42	-3,0%
Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00	¢0,00	0%
Gastos sociales y ambientales	¢154,22	¢150,41	-¢3,81	-2,5%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢1 619,97	¢1 072,45	-¢547,52	-34%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00	¢490,79	¢490,79	0%
Perdidas por deterioro y desvalorización	¢95,91	¢81,95	-¢13,96	-15%
Otros gastos(impuestos municipales y otros)	¢19,92	¢19,53	-¢0,39	-2%
Total de gastos	¢5 313,34	¢5 161,23	-¢152,11	-2,9%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-032-2021

Cuadro N° 50
Comparativa
Proyección costos y gastos
Monto en millones de colones
Año 2022

Costos y Gastos	COOPELESCA	ARESEP	Diferencia	Δ %
Compras de Energía	¢0,00	¢0,00	¢0,00	0%
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢1 651,74	¢1 614,46	-¢37,28	-2,3%
Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00	¢0,00	0%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢1 600,13	¢1 562,24	-¢37,89	-2,4%
Canon de regulación	¢14,28	¢15,70	¢1,42	10%
Canon de agua	¢58,49	¢57,00	-¢1,49	-2,56%
Gastos de investigación y desarrollo	¢149,62	¢144,23	-¢5,39	-3,6%
Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00	¢0,00	0%
Gastos sociales y ambientales	¢157,30	¢152,49	-¢4,81	-3,1%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢1 663,93	¢1 074,82	-¢589,11	-35%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00	¢537,89	¢537,89	0%
Perdidas por deterioro y desvalorización	¢337,60	¢334,64	-¢2,96	-1%
Otros gastos(impuestos municipales y otros)	¢20,32	¢20,04	-¢0,28	-1%
Total de gastos	¢5 653,41	¢5 513,50	-¢139,91	-2,5%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-032-2021

Cuadro N° 51
Comparativa
Proyección costos y gastos
Monto en millones de colones
Año 2023

Costos y Gastos	COOPELESCA	ARESEP	Diferencia	Δ %
Compras de Energía	¢0,00	¢0,00	¢0,00	0%
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢1 690,22	¢1 673,43	-¢16,79	-1,0%
Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00	¢0,00	0%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢1 596,33	¢1 541,53	-¢54,79	-3,4%
Canon de regulación	¢14,57	¢15,89	¢1,32	9%
Canon de agua	¢59,66	¢57,68	-¢1,98	-3,32%
Gastos de investigación y desarrollo	¢152,61	¢145,96	-¢6,65	-4,4%
Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00	¢0,00	0%
Gastos sociales y ambientales	¢160,45	¢154,32	-¢6,13	-3,8%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢1 692,73	¢1 090,08	-¢602,65	-36%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00	¢545,56	¢545,56	0%
Perdidas por deterioro y desvalorización	¢281,01	¢277,99	-¢3,02	-1%
Otros gastos(impuestos municipales y otros)	¢20,72	¢20,04	-¢0,69	-3%
Total de gastos	¢5 668,31	¢5 522,48	-¢145,83	-2,6%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-032-2021

g) IV. COMPOSICION DE LA TARIFA PROPUESTA

En el apartado de análisis de “IV. COMPOSICION DE LA TARIFA PROPUESTA” en la resolución RE-0058-IE-2021 se resolvió lo siguiente:

[...]

IV. COMPOSICION DE LA TARIFA PROPUESTA

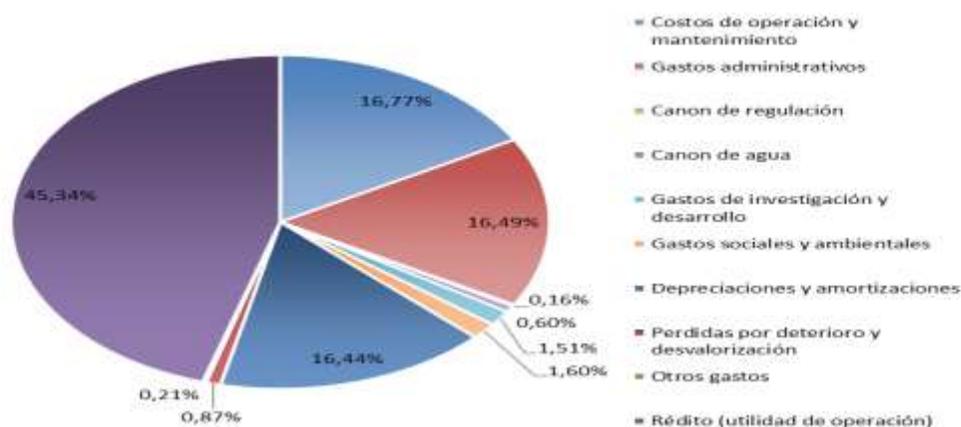
De acuerdo con lo anterior, se presenta el porcentaje que representa cada una de las variables que componen la estructura de costos y gastos:

Cuadro N° 56
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales y colones
Periodo 2021

RUBROS TARIFARIOS	Cifras según ARESEP	Peso relativo
Costos de operación y mantenimiento	₡1 579,30	16,77%
Gastos administrativos	₡1 552,82	16,49%
Canon de regulación	₡15,49	0,16%
Canon de agua	₡56,22	0,60%
Gastos de investigación y desarrollo	₡142,26	1,51%
Gastos sociales y ambientales	₡150,41	1,60%
Depreciaciones y amortizaciones	₡1 547,88	16,44%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	₡81,95	0,87%
Otros gastos	₡19,53	0,21%
Rédito (utilidad de operación)	₡4 268,89	45,34%
Total	₡9 414,76	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 1
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales
Periodo 2021



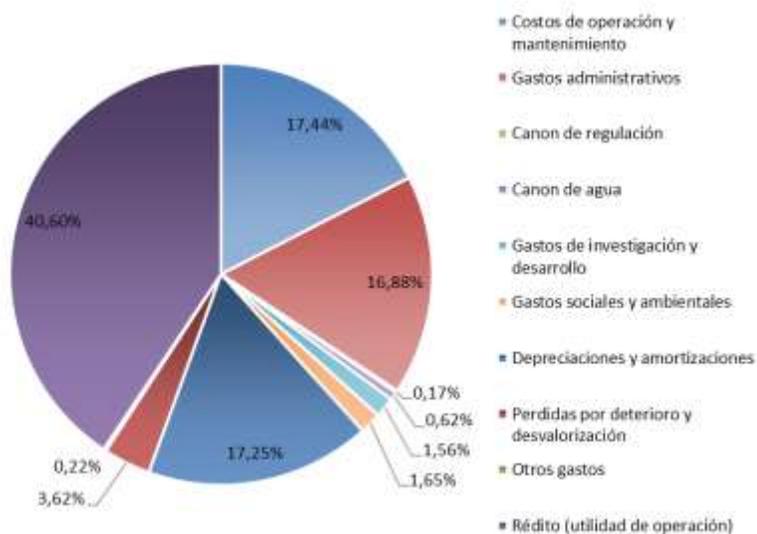
Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 57
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales y colones
Periodo 2022

RUBROS TARIFARIOS	Cifras según ARESEP	Peso relativo
Costos de operación y mantenimiento	₡1 614,46	17,44%
Gastos administrativos	₡1 562,24	16,88%
Canon de regulación	₡15,70	0,17%
Canon de agua	₡57,00	0,62%
Gastos de investigación y desarrollo	₡144,23	1,56%
Gastos sociales y ambientales	₡152,49	1,65%
Depreciaciones y amortizaciones	₡1 596,89	17,25%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	₡334,64	3,62%
Otros gastos	₡20,04	0,22%
Rédito (utilidad de operación)	₡3 757,41	40,60%
Total	₡9 255,09	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 2
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales
Periodo 2022



Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 58
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales y colones
Periodo 2023

RUBROS TARIFARIOS	Cifras según ARESEP	Peso relativo
Costos de operación y mantenimiento	₡1 633,84	17,89%
Gastos administrativos	₡1 541,53	16,88%
Canon de regulación	₡15,89	0,17%
Canon de agua	₡57,68	0,63%
Gastos de investigación y desarrollo	₡145,96	1,60%
Gastos sociales y ambientales	₡154,32	1,69%
Depreciaciones y amortizaciones	₡1 619,70	17,73%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	₡277,99	3,04%
Otros gastos	₡20,04	0,22%
Rédito (utilidad de operación)	₡3 667,24	40,15%
Total	₡9 134,19	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 3
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales
Periodo 2022



Fuente: Elaboración propia [...]

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado de análisis de “IV. COMPOSICION DE LA TARIFA PROPUESTA” se lea de la siguiente manera:

IV.COMPOSICIÓN DE LA TARIFA PROPUESTA

El total de variables que componen la estructura de gastos para el 2021 es de ¢9 411,37 millones, para el 2022 es de ¢9 280,20 millones y para el 2023 es de ¢9 158,54 millones.

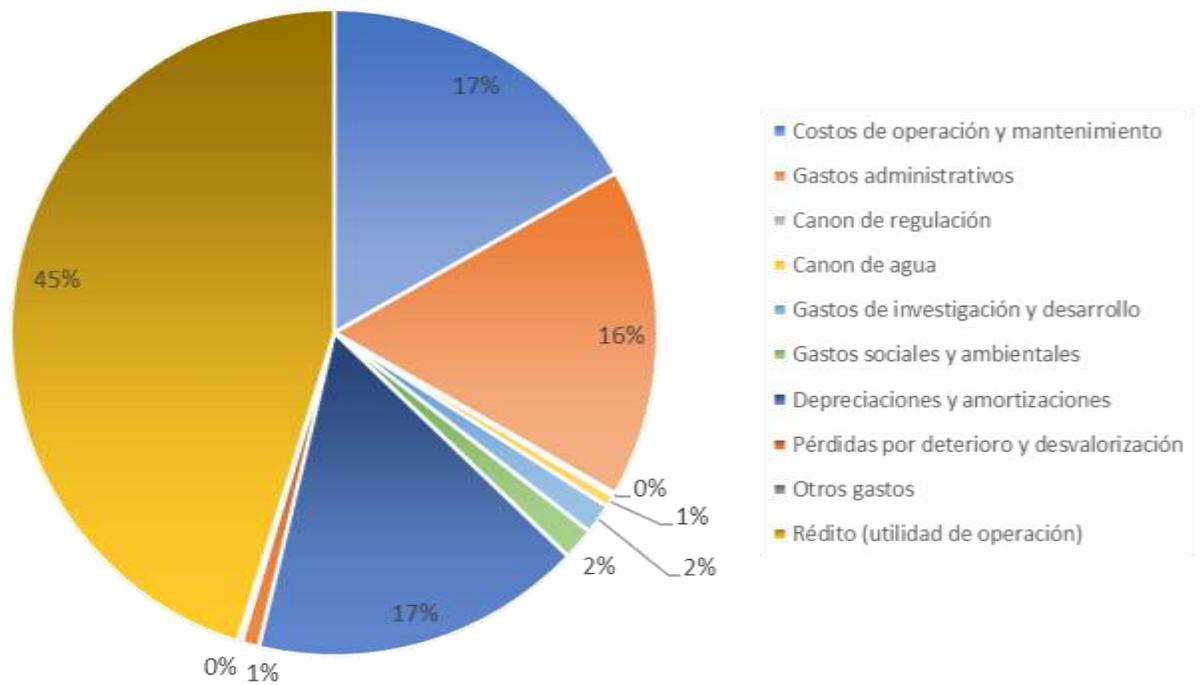
De acuerdo con lo anterior, se presenta el porcentaje que representa cada una de las variables que componen la estructura de costos y gastos:

Cuadro N° 56
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales y colones
Periodo 2021

RUBROS TARIFARIOS	Cifras según ARESEP	Peso relativo
Costos de operación y mantenimiento	¢1 579,30	17%
Gastos administrativos	¢1 552,82	16%
Canon de regulación	¢15,49	0%
Canon de agua	¢56,22	1%
Gastos de investigación y desarrollo	¢142,26	2%
Gastos sociales y ambientales	¢150,41	2%
Depreciaciones y amortizaciones	¢1 563,24	17%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	¢81,95	1%
Otros gastos	¢19,53	0%
Rédito (utilidad de operación)	¢4 250,24	45%
Total	¢9 411,46	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 1
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales
Periodo 2021



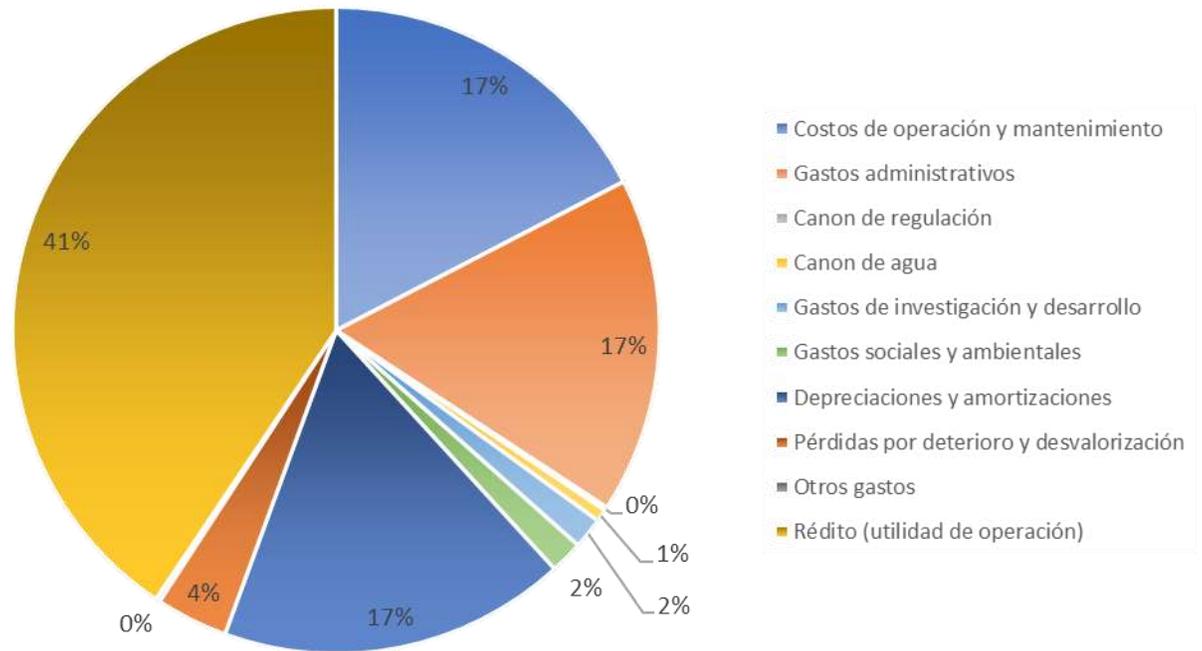
Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 57
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales y colones
Periodo 2022

RUBROS TARIFARIOS	Cifras según ARESEP	Peso relativo
<i>Costos de operación y mantenimiento</i>	¢1 614,46	17%
<i>Gastos administrativos</i>	¢1 562,24	17%
<i>Canon de regulación</i>	¢15,70	0%
<i>Canon de agua</i>	¢57,00	1%
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	¢144,23	2%
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	¢152,49	2%
<i>Depreciaciones y amortizaciones</i>	¢1 612,70	17%
<i>Pérdidas por deterioro y desvalorización</i>	¢334,64	4%
<i>Otros gastos</i>	¢20,04	0%
<i>Rédito (utilidad de operación)</i>	¢3 767,57	41%
Total	¢9 281,07	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 2
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales
Periodo 2022



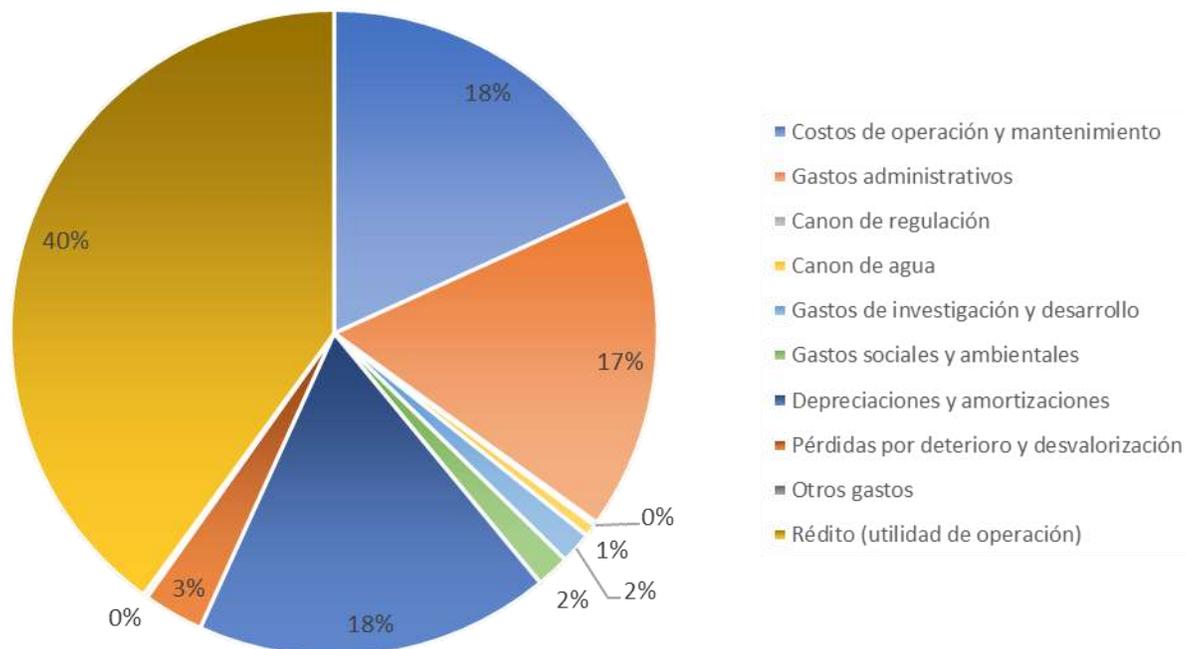
Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 58
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales y colones
Periodo 2023

RUBROS TARIFARIOS	Cifras según ARESEP	Peso relativo
<i>Costos de operación y mantenimiento</i>	¢1 673,43	18%
<i>Gastos administrativos</i>	¢1 541,53	17%
<i>Canon de regulación</i>	¢15,89	0%
<i>Canon de agua</i>	¢57,68	1%
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	¢145,96	2%
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	¢154,32	2%
<i>Depreciaciones y amortizaciones</i>	¢1 635,64	18%
<i>Pérdidas por deterioro y desvalorización</i>	¢277,99	3%
<i>Otros gastos</i>	¢20,04	0%
<i>Rédito (utilidad de operación)</i>	¢3 676,42	40%
Total	¢9 198,90	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 3
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales
Periodo 2023



Fuente: Elaboración propia

h) V. ESTRUCTURA TARIFARIA

En el apartado de “V. ESTRUCTURA TARIFARIA” en la resolución RE-0058-IE-2021 se resolvió lo siguiente:

[...]

En el presente estudio tarifario no se incorporan ajustes en la estructura tarifaria del sistema de generación, considerando que ni Coopelesca ni la Autoridad Reguladora lo estimaron necesario.

De acuerdo con el análisis regulatorio realizado por la Intendencia de Energía, tomando como referencia las tarifas vigentes, corresponde aplicar una disminución de 6,10% para el último trimestre de 2021 (octubre-diciembre), un aumento de 0,06% para el 2022 y una disminución de 1,60% para el 2023.

Este ajuste se realiza sobre la tarifa vigente según RIE-030-2016 publicada en el Alcance Digital N°45 en Gaceta N° 55 del 18 de marzo del 2016 (columna 1).

Se mantiene la estructura monómica y de segregación horaria. El aumento se realiza igual para todas las tarifas del sistema de generación (columna 2, 3 y 4).

La siguiente tabla muestra el detalle de los precios por periodo horario:

Cuadro N° 59
Sistema de generación Coopelesca
Estructura de costos del sistema de generación

Coopelesca Sistema de generación	Estructura vigente a partir del 1-01- 2017 (RIE-030-2016)	Estructura propuesta a partir del 1-10-2021 al 31-12-2021	Estructura propuesta a partir del 1-01-2022 al 31-12-2022	Estructura propuesta a partir del 1-01-2023
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Periodo Punta cada kWh	60,98	57,26	61,02	60,01
Periodo Valle cada kWh	45,61	42,83	45,64	44,88
Periodo Noche cada kWh	29,99	28,16	30,01	29,51

No obstante, es necesario señalar que en función a la tarifa vigente (columna 1), se obtuvo para el último trimestre de 2021 una disminución 6,10%, para el 2022 un aumento del 0,06% y para el 2023 una disminución de 1,60%, tal y como lo establece la metodología tarifaria vigente. Sin embargo, conforme las nuevas tarifas se vayan implementando, la variación que experimentan los usuarios del sistema de generación de Coopelesca, a nivel de facturación de un año a otro registra diferencias, precisamente porque la base va cambiando siendo que los precios propuestos (columna 2, 3 y 4) son diferentes entre sí, de manera que al calcular la variación en los precios propuestos de un periodo a otro da como resultado para el caso del 2021 de un ajuste del -6,10%, para el 2022 un aumento de 6,57% y para el 2023 una disminución de -1,67%.

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado de “V. ESTRUCTURA TARIFARIA” se lea de la siguiente manera:

V. ESTRUCTURA TARIFARIA

En el presente estudio tarifario no se incorporan ajustes en la estructura tarifaria del sistema de generación, considerando que ni Coopelesca ni la Autoridad Reguladora lo estimaron necesario.

De acuerdo con el análisis regulatorio realizado por la Intendencia de Energía, tomando como referencia las tarifas vigentes, corresponde aplicar una disminución de 5,73% para el último trimestre de 2021 (octubre-diciembre), un aumento de 0,45% para el 2022 y una disminución de 0,89% para el 2023.

Este ajuste se realiza sobre la tarifa establecida en la resolución RIE-030-2016 publicada en el Alcance Digital N°45 en Gaceta N° 55 del 18 de marzo del 2016 (columna 1).

Se mantiene la estructura monómica y de segregación horaria. El aumento se realiza igual para todas las tarifas del sistema de generación (columna 3 y 4).

La siguiente tabla muestra el detalle de los precios por periodo horario:

Cuadro N° 59

Sistema de generación Coopelesca

Estructura de costos del sistema de generación.

Coopelesca Sistema de generación	Estructura vigente a partir del 1-01- 2017 (RIE-030-2016)	Estructura propuesta a partir del 1-01-2022 al 31-12-2022	Estructura propuesta a partir del 1-01-2023
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Periodo Punta cada kWh	60,98	61,25	60,44
Periodo Valle cada kWh	45,61	45,82	45,20
Periodo Noche cada kWh	29,99	30,12	29,72

No obstante, es necesario señalar que en función a la tarifa vigente (columna 2), para el 2022 un aumento del 0,45% y para el 2023 una disminución de 0,89%, tal y como lo establece la metodología tarifaria vigente. Sin embargo, conforme las nuevas tarifas se vayan implementando, la variación que experimentan los usuarios del sistema de generación de Coopelesca, a nivel de facturación de un año a otro registra diferencias, precisamente porque la base va cambiando siendo que los precios propuestos (columna 3 y 4) son diferentes entre sí, de manera que al calcular la variación en los precios propuestos de un periodo a otro da como resultado para el 2022 un aumento de 6,51% y para el 2023 una disminución de -1,34%.

Aspectos importantes para considerar periodo 2021

Una vez realizado todos los ajustes en los apartados indicados anteriormente, para el periodo 2021 se produjo una actualización de los cálculos, esto al reconocer las adiciones de los periodos 2020 y 2021 relacionados a los puntos 1 y 4 del presente recurso, el efecto de dicho año se traslada para los periodos 2022 y 2023.

En virtud de que el ajuste tarifario derivado de etapa recursiva entra a regir hasta el 01 de enero de 2022, las variaciones determinadas para 2021 no forman parte de la tarifa vigente de ese año, por lo que para efectos de liquidación se deberá considerar los resultados de la RE-0058-IE-2021.

Los ajustes determinados en la etapa recursiva, que regirán para los años 2022 y 2023, se someterán al proceso de liquidación tarifaria, correspondiente a esos periodos.

En función de lo anterior esta Intendencia considera que los argumentos formulados poseen fundamento, por lo que se acoge el punto 1 del presente recurso, lo procedente es modificar la resolución RE-0058-IE-2021 en cuanto a este punto, en los términos ya indicados.

- 2. La recurrente alega un reconocimiento parcial del gasto por depreciación, pues según indica existe un diferencial no reconocido de ¢545,49 millones, en el oficio OF-0580-IE-2021 para el sistema de distribución se le solicitó "Detallar el gasto por concepto de depreciación anual para cada clase de activo, para los años 2018-2020." Del cual el 09 de agosto del 2021 se remitió a la Intendencia de Energía un detalle del gasto de depreciación del periodo 2020 que suma los ¢2 088,20 millones.*

Indica que de conformidad con la metodología tarifaria vigente, la ARESEP debe tomar en cuenta las desviaciones que se originan en el cálculo tarifario vigente, considerando los valores reales y actualizados, la diferencia se agrega, afectando los ingresos al incluirse como una partida denominada liquidación del período anterior. Por lo anterior solicita un reconocimiento total ¢2.088,20 millones . correspondientes a la liquidación 2020, para este rubro.

En ese sentido la Intendencia procedió a revisar los archivos y cálculos indicados por el recurrente, sin embargo, es importante indicar:

- ✓ En los estados financieros auditados efectivamente el gasto por depreciación reportado por Coopelesca es de ¢2 088 millones para el 2020, ese dato se revisó en el análisis de la petición ordinaria.*

- ✓ *En cuanto al requerimiento de información del oficio OF-0580-IE-2021, donde se le solicita para el sistema de distribución detallar el gasto por depreciación para cada clase de activo para los años 2018 – 2020, ese requerimiento fue exclusivo para el sistema de distribución ET-033-2021, por lo que los técnicos que analizaron la petición de generación no entraron a analizar dicha respuesta al corresponder a un requerimiento exclusivo para el análisis del sistema distribución.*

Coopelesca aportó en su respuesta información del sistema de generación y distribución, si bien la información coincide en el total con lo reportado en el estado financiero auditado, el mismo es un listado el cual no se puede determinar cómo llegaron a dichos valores y no viene la segregación por planta de generación.

- ✓ *Con relación a que la metodología vigente es; “De esta forma, Aresep tomará en cuenta las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste tarifario vigente mediante estimaciones, respecto al cálculo del ajuste tarifario vigente considerando los valores observados –reales- y actualizados; la diferencia se agrega, afectando los ingresos al incluirse como una partida denominada liquidación del período anterior.”*

Es importante indicar que la metodología tarifaria RJD-141-2015 Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural en el apartado liquidación del período anterior, indica:

“Liquidación del período anterior

Una vez aplicado por primera vez el modelo descrito en la presente metodología, en las sucesivas fijaciones ordinarias para el servicio de generación de energía eléctrica, deberán revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario vigente. De manera que se identifiquen las diferencias entre los valores estimados para todas las variables que se consideran en el cálculo del ajuste tarifario y los valores reales identificados durante el período en que el ajuste tarifario estuvo vigente.¹

De esta forma, Aresep tomará en cuenta las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste tarifario vigente mediante estimaciones, respecto al

¹ El subrayado y negrita no es parte del original.

cálculo del ajuste tarifario vigente considerando los valores observados – reales- y actualizados; la diferencia se agrega, afectando los ingresos al incluirse como una partida denominada liquidación del período anterior.”

Si bien el dato apartado por Coopelesca en la información adicional coincide con lo indicado en el estado financiero auditado del periodo 2020, tal como dice la metodología esta Intendencia analizó y actualizó la base tarifaria reportada en el ET-0130-2015 el cual se realizó con los estados financieros 2014 y depurando la base tarifaria excluyendo activos que ya hubiesen alcanzado su vida útil, valores en cero, etc. según se indicó en la RIE-030-2016, posteriormente se incorporaron los efectos del 2015, según los estados financieros auditados de ese periodo, las adiciones y retiros reconocidos por la IE en el ET-005-2019 para los periodos 2016 y 2017, la reclasificación de los proyectos P.H. La Esperanza, P.H. Agua Zarcas y capitalización del solar Fotovoltaico Santa Rosa y las adiciones y retiros reportadas por el área de fiscalización técnica de la IE para los periodos 2018-2020 y años proyectados. Las vidas útiles utilizadas para determinar el gasto por depreciación fueron las reportadas por la cooperativa, por lo cual después de revisar y actualizar el cálculo del AFNOR y por ende la depreciación el gasto resultante es menor a lo reportado por la Cooperativa, si bien Coopelesca aportó información esta no se exime del análisis interno de la IE, ni tampoco es obligación de la IE reconocer un gasto por el hecho de haber sido contestado en un requerimiento de información adicional.

El dato proporcionado por Coopelesca como gasto por depreciación no se acompaña de los cálculos que permitan determinar cómo llegaron a los \$2 088 millones por depreciación para el 2020, es importante indicar que la depreciación es un gasto que se mantiene constante, solo varía por efecto de las adiciones o retiros de activos, en el caso de la cooperativa el gasto por depreciación tiene una alza significativa en el 2020 el cual no hay una justificación del porque el incremento en un periodo determinado ya que la reclasificación de los proyectos P.H. La Esperanza, P.H. Agua Zarcas y capitalización del solar Fotovoltaico Santa Rosa fue en el periodo 2019 y esta Intendencia considera para todo el 2020 en el cálculo del gasto por depreciación dichos proyectos con la información de vidas útiles aportada por la cooperativa, adicionalmente en la proyección de los periodos 2021 a 2023 el gasto por depreciación reportado por Coopelesca es menor al reportado en el 2020 y similar al resultado del cálculo realizado por esta Intendencia.

No obstante, al reconocer en el requerimiento N° 1 del presente recurso las adiciones relacionadas a planta general para el 2020 el gasto por depreciación se actualiza y pasa de ¢1 539,13 millones por gasto por depreciación que al sumar el efecto de las amortizaciones se refleja en el estado de resultados tarifario un monto de ¢1 542,71 millones a ¢1 546,81 millones por gasto de depreciación al reconocer lo indicado en el punto N° 1, y reflejando el estado de resultados tarifario al incorporar las amortizaciones un monto de ¢1 550,39 millones.

En función de lo expuesto, esta Intendencia considera que los argumentos formulados carecen de fundamento, no obstante, lo anterior siendo que se acogió el punto 1 de este recurso, lo procedente es modificar la resolución RE-0058-IE-2021 en cuanto a este punto, en los términos ya indicados.

- 3. La recurrente indica que existe un error en el monto del AFNORP de los estados de resultados tarifarios de los años 2021, 2022 y 2023 calculado por la Intendencia por un monto ¢49,45 millones, ¢49,51 millones y ¢48,74 millones, sin embargo, al calcular la tarifa se utilizan ¢49,13 millones, ¢48,83 millones y ¢47,65 millones, por lo que existe al parecer un error en el cálculo. En este contexto alega que la Intendencia, no toma los datos calculados por ellos mismos, de la misma manera, ya que no se presentan los datos calculados del archivo llamado **XLS-AFNORP COOPELESCA**, producto de lo anterior el AFNORP utilizado en los ERT es menor al que realmente se tuvo que utilizar.*

En este sentido, la IE procedió a revisar el archivo en mención el cual se encuentra en el folio 262 anexos del estudio del ET-032-2021, tanto el reportado en las carpetas: “1. Liquidación tarifaria 2018, 2. Liquidación tarifaria 2019\BT” como en el ordinario 2021 a 2023, en la carpeta “4.4 Base tarifaria” el cual es el mismo archivo trabajado para dichos periodos, no se pueden observar en el cuadro resumen las cifras indicadas por el recurrente, ya que las mismas no coinciden con lo calculado por los técnicos de la IE, siendo lo reportado:

MS-AFNOR COPIELEMCA - Total

Archivo Inicio Insertar Disposición de página Fórmulas Datos Referir Vista Ayuda Nueva pestaña

Calibre - 11 - A* A*

Fontes Fuente Alineación Numeros

220

Depreciaciones			
Liquidación 2018	Liquidación 2019	Liquidación 2020	
Costo	393 721 609,89	Costo 900 029 323,50	Costo
Revaluada	437 957 903,05	Revaluada 457 680 303,95	Revaluada
Total	831 679 512,94	Total 1 357 709 627,45	Total

AFNOR	COLONES	MILLONES
2018	23 647 018 053,12	23 647,02
2019	36 664 714 985,61	36 664,71
2020	49 668 678 419,82	49 668,68
2021	49 139 230 231,94	49 139,23
2022	48 831 526 030,71	48 831,53
2023	47 659 688 736,70	47 659,69

Retros Depreciaciones y Revaluación APC AFR DC DR AFNOR AFNOR Resumen proyectos

No obstante, al reconocer el requerimiento N° 1 del presente recurso las adiciones relacionadas a planta general para el 2020 el AFNOR se actualiza, siendo ahora lo correcto los siguientes datos:

AFNORP			
	COLONES	MILLONES	
2018	23 647 018 055,12	23 647,02	
2019	36 864 714 945,61	36 864,71	
2020	49 738 971 937,77	49 738,97	
2021	49 274 591 845,19	49 274,59	
2022	48 954 748 640,76	48 954,75	
2023	47 770 207 685,22	47 770,21	

Depreciaciones			
Liquidación 2018		Liquidación 2019	Liquidación 2020
Costo	393 721 608,89	Costo	300 029 323,50
Revaluada	437 957 903,05	Revaluada	457 680 303,95
Total	831 679 512,94	Total	1 357 709 627,45

En función de lo expuesto, esta Intendencia considera que los argumentos formulados carecen de fundamento, no obstante lo anterior siendo que se acogió el punto 1 de este recurso, lo procedente es modificar la resolución RE-0058-IE-2021 en cuanto a este punto, en los términos ya indicados.

V. CONCLUSIONES

1. Desde el punto de vista formal, el recurso interpuesto por Coopesca, contra la resolución RE-0058-IE-2021, resulta admisible, por cuanto fue interpuesto en tiempo y forma.
2. Con las tarifas propuestas por Aresep, se estima que el sistema de generación de Coopesca obtendrá ingresos por ϕ 9 188,2 y ϕ 9 097,4 millones . para el 2022 y

2023 respectivamente. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de generación en ¢48,62 para el 2022 y ¢47,98 para 2023.

3. Se propone un aumento en los precios vigentes del sistema de generación de Coopelesca de 0,45% para el 2022 y una disminución de 0,89% para el 2023.
4. El rédito para el desarrollo calculado a partir del método del costo promedio ponderado de capital y en estricto apego a la metodología vigente, corresponde a una tasa (Rk) de 7,69%. Mientras que el rédito ajustado para el año 2021 es de 8,62%. Sin embargo, dicha diferencia con el rédito calculado en la RE-0058-IE-2021(8,69%) será ajustada en el periodo 2022.
5. El gasto por depreciación para el 2020 incluida la partida de amortizables se actualiza y pasa de ¢1 539,13 millones a ¢1 550,39 millones, al reconocer lo indicado en el punto N° 1. Sin embargo, dicha diferencia se ajusta en el periodo 2022.
6. El monto del AFNORP de los estados de resultados tarifarios de los años, 2022 y 2023 calculados por la Intendencia corresponden a un monto de ¢48 963,60 millones y ¢47 778,98 millones, respectivamente.
7. Respecto a la adición de "Transformador de potencia" por un monto de ¢9,1 millones, para el año 2021, tanto en la hoja "ADICIONES-TECNICO" como en la hoja "ADICIONES-CONTABLE", el mismo no es reconocido, ya que, según la misma justificación de la Cooperativa se indica "Contar con un stock de repuestos adecuado para atender una eventual falla relacionada a los transformadores de instrumentación de la CH Aguas Zarcas", sin embargo, una vez analizados los argumentos de la recurrente, esta IE determinó que dicha partida debe ser reconocida dentro de las adiciones solicitadas y que una vez aplicando el índice ajuste el monto reconocido es de ¢8,88 millones.
8. Respecto a las adiciones de activos, para el año 2023, correspondiente a las líneas de "Transformador de potencia", "Toma principal de agua" y "Celda de salida", si bien es cierto que las mismas en la hoja de "ADICIONES-CONTABLE" se muestran como si no hubiesen sido aprobadas, es importante aclarar que en la hoja "ADICIONES-TECNICO" si se registran que están aprobadas, según la línea "Ventanas Infrarrojas" la cual muestra un monto de ¢17,46 millones, tal como se puede constatar en el archivo de Excel, presentado por Coopelesca, "PI-03 Adición Gx". Importante reiterar, que ambas hojas son complementarias. Por lo tanto, la IE procede a corregir la hoja llamada

“ADICIONES-CONTABLE” reconociendo para cada una de esas líneas, el monto correspondiente aplicando el índice de ajuste.

- 9. Con relación a la adición de activos correspondiente a la línea “Válvula de admisión”, del año 2023, no se reconoce el monto total de ¢72,38 ya que se rebajó un monto de ¢26,72 millones correspondientes a la línea “Repuestos de pistones hidráulicos para válvulas mariposa y servos de Chocosuela” y que según el archivo “PI-03 Adición Gx” corresponde a un monto de ¢39,59 millones, y que según la justificación de la Cooperativa se consideran los mismos como repuestos, por lo que se reconoce dentro de la estructura de costos y gastos para el año 2023 el monto de ¢39,59 millones y que forman parte de la partida de gasto denominada operación y mantenimiento.*

- 10. Para el periodo 2021 se produjo una actualización de los cálculos, esto al reconocer las adiciones de los periodos 2020 y 2021 relacionados a los puntos 1 y 4 del presente recurso, el efecto de dicho año se traslada para los periodos 2022 y 2023.*

En virtud de que el ajuste tarifario derivado de etapa recursiva entra a regir hasta el 01 de enero de 2022, las variaciones determinadas para 2021 no forman parte de la tarifa vigente de ese año, por lo que para efectos de liquidación se deberá considerar los resultados de la RE-0058-IE-2021.

Los ajustes determinados en la etapa recursiva, que regirán para los años 2022 y 2023, se someterán al proceso de liquidación tarifaria, correspondiente a esos periodos.

- 11. Con respecto al punto 2 y 3 del presente recurso esta Intendencia considera que los argumentos formulados carecen de fundamento y se rechazan los mismos, no obstante, siendo que se acogió el punto 1 y 4 de este recurso, se modifica la resolución RE-0058-IE-2021 en cuanto a los puntos 1 y 4 en los términos ya indicados.*

[...]

- II. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos procedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es acoger parcialmente el recurso interpuesto por Coopelesca contra la resolución RE-0058-IE-2021, únicamente en lo referente al argumento número 1 *“Error en adiciones reconocidas en liquidación 2020”* y argumento número 4 *“Rechazo de Adiciones en el periodo 2021”*, tal y como se dispone:

**POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Acoger parcialmente el recurso interpuesto por Coopelesca contra la resolución RE-0058-IE-2021, únicamente en lo referente al argumento número 1 *“Error en adiciones reconocidas en liquidación 2020”* y argumento número 4 *“Rechazo de Adiciones en el periodo 2021”*
- II. Rectificar los siguientes apartados de la resolución RE-0058-IE-2021 de la siguiente manera:

b. Análisis del mercado

- ii. **Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con los resultados propuestos por Coopelesca.**
- xi. Con las tarifas propuestas por Aresep, se estima que el sistema de generación de Coopelesca obtendrá ingresos por ¢9 339,9, ¢9 188,2 y ¢9 097,4 millones para el 2021, 2022 y 2023 respectivamente. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de generación en ¢47,70 para 2021, ¢48,62 para el 2022 y ¢47,98 para 2023, según el siguiente detalle:

Cuadro N° 7
Sistema de generación, Coopelesca
Ventas de Energía en Unidades Físicas y Monetarias
a Precios Propuestos
a partir de 1 de octubre de 2021

ASPECTO	2021	2022	2023
Generación total (GWh)	195,8	189,0	189,6
Ingresos (En millones de colones)	₡9 339,9	₡9 188,2	₡9 097,4
¢ / kWh	47,70	48,62	47,98

Fuente: IE y Coopelesca

- xii. El precio medio de venta del sistema de generación de Coopelesca se estima en ¢47,70, ¢48,62 y ¢47,98 para 2021, 2022 y 2023 respectivamente.
- xiii. Con todo lo anterior, se propone una disminución en los precios vigentes del sistema de generación de Coopelesca de 5,73% para el último trimestre de 2021, un aumento de 0,45% para el 2022 y una disminución de 0,89% para el 2023.

c. Análisis de inversiones:

ii. Adiciones a incorporar en cálculo tarifario del sistema de generación

Una vez analizada la petición de la empresa, actualizados los parámetros económicos de tipo de cambio y la inflación interna o externa y aplicado el porcentaje de ejecución, en el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones, según la IE:

Cuadro N° 9

Sistema de Generación Propuesta Aresep de Adiciones (Millones de colones)			
Rubro			
	2020	2021	2022
Macro inversiones	¢ 0,00	¢0,00	¢0,00
Micro inversiones	¢ 234,41	¢781,21	¢158,47
Planta General	¢18,45	¢12,90	¢15,74
Adiciones totales	¢ 252,86	¢794,11	¢174,21

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Las principales diferencias respecto a lo solicitado por la empresa, según el informe del análisis de inversiones, se deben a:

- Índices utilizados por la empresa respecto a los utilizados por la IE.
- Inversiones que se repiten de un año a otro.
- En el 2023 existen adiciones que de acuerdo con su justificación corresponden a repuestos y no a adiciones en sí para el sistema de generación, cuyo monto es trasladado como un gasto directo en la partida de operación y mantenimiento dentro de la estructura de costos y gastos de la empresa.

d. Retribución de capital

Rédito ajustado: la metodología tarifaria vigente establece que cuando se realiza un estudio tarifario para un periodo de tiempo menor a un año, la rentabilidad se ajustará de la siguiente manera:

$$R_{kr} = R_{k,v} + (R_{k,e} - R_{k,v}) * \frac{nm}{12}$$

En donde:

Rkr = Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.

Rk,v = Tasa de rédito al desarrollo con tarifas vigentes.

Rk,e = Tasa de rédito al desarrollo estimada.

nm = Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes.

El rédito al desarrollo para el último trimestre del año 2021 es de **8,62%(Rkr)**, donde el rédito estimado es de 7,69%(Rk,e) el rédito obtenido de las tarifas

vigentes corresponde a 8,93%($Rk;v$) además del número de meses que es tres dividido entre doce($nm12$). Por lo tanto, el rédito ajustado para el 2021 se obtiene como sigue:

$$RKr = 8,93\% + (7,69\% - 8,93\%) * 3/12 = 8,62\%$$

e. Base tarifaria:

**Cuadro N° 19
Cálculo del AFNOR
Intendencia de Energía
(Datos en millones)**

Descripción	2021	2022	2023
Activo Fijo al Costo (AFC)	¢43 072,95	¢43 683,21	¢43 712,89
Activo Fijo revaluado (AFR)	¢22 305,88	¢22 582,82	¢22 410,49
Depreciación Activo al Costo (DC)	¢7 354,63	¢8 342,70	¢9 358,71
Depreciación Activo revaluado (DR)	¢8 758,94	¢9 261,38	¢9 868,66
AFNOR	¢49 265,26	¢48 661,94	¢46 896,01

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 20
Cálculo del AFNORP
Realizado por Aresep
(Datos en millones)

Plantas	2021	2022	2023
Chocosuelas	¢23 019,30	¢22 934,24	¢22 227,29
Agua Zarcas	¢15 856,97	¢15 792,67	¢15 544,80
La Esperanza	¢7 055,97	¢7 001,11	¢6 905,61
Solar Santa Rosa	¢3 346,80	¢3 235,58	¢3 101,28
AFNORP	¢49 279,03	¢48 963,60	¢47 778,98

Fuente: Elaboración propia.

i. Depreciación

Cuadro N° 21
Depreciación de los periodos 2021 a 2023
(Datos millones)

Descripción	2021	2022	2023
Depreciación al Costo	¢ 1 070,92	¢1 074,58	¢1 090,08
Depreciación Revaluada	¢ 490,79	¢ 537,89	¢ 545,56
Total	¢ 1 561,72	¢1 612,47	¢1 635,64

Fuente: Elaboración propia.

Como resultado de la aplicación de los criterios incluidos en el apartado anterior, el gasto por depreciación difiere de lo estimado por la cooperativa (según el estado financiero tarifario de la IE, visible en archivo electrónico 7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX2021_2023 liq 2021IE Recurso) en un monto de ¢56,73 millones en el 2021, ¢51,22 millones en el 2022 y ¢57,09 millones en la proyección del 2023 que incluye las amortizaciones que están contempladas en el estado de resultados tarifarios vigentes y propuestos dentro de la partida depreciaciones y amortizaciones al costo y revaluadas.

f. Análisis financiero

V. Diferencias en el cálculo del análisis de la información remitida por la cooperativa:

a) Liquidaciones de gastos de los períodos 2018, 2019 y 2020

- **Liquidación de gastos del periodo 2020**

En el folio 4, capítulo 9, Coopelesca aporta la información relacionada a la liquidación del periodo 2020, en la carpeta "Liq 20" en la ruta "SISTEMA GX\Gx\Cap#9\9.1Gastos\Liq 20" aportan las justificaciones de las cuentas más representativas, en las carpetas "Formularios_GEN\FORMULARIOS GX_2020" los formularios para presentar la información regulatoria en los formatos establecidos en la RE-032-2019, en la carpeta "9.2 Liquidación Inversiones" lo relacionado a inversiones y base tarifaria, "9.3 Liquidación Generación 2018-2019-2020" el resumen de la liquidación con el efecto de los ingresos y los gastos.

Del resultado del análisis realizado por la IE se determinó que en el periodo 2020 Coopelesca solicitaba un total de costos y gastos por ¢5 326,27 millones, mientras que lo reconocido por esta IE en el ET-130-2015 es por ¢6 050,15 millones, dando una diferencial entre el real de la cooperativa y lo estimado de -¢723,89 millones, en el proceso de liquidación analizando las justificaciones aportadas por la cooperativa esta IE reconoce ¢4 732,46 millones como total de costos y gastos, dando como diferencia -¢593,80 millones en comparación a lo pretendido por Coopelesca.

Es importante indicar que en el formulario "7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX020" la cooperativa no muestra en el estado de resultados tarifario el efecto de la liquidación y lo relacionado a la liquidación de los periodos 2016 y 2017 tramitado en el expediente ET-005-2019, sin embargo, en el archivo "Resumen de Liquidación 20-Gx" muestra una sobre ejecución por ¢133,54 millones al tener ingresos totales ajustados por ¢1 332 millones y gastos totales ajustados por ¢1 465 millones. El monto por concepto de liquidación 2020 reconocido por esta Intendencia es de - ¢441,02 millones de ingresos menos para el sistema de generación.

La principal variación con respecto a lo solicitado por la cooperativa en el rubro de gastos totales ajustados (GTAz), se debe al gasto por depreciación el cual se presentaron diferencias y problemas de trazabilidad en el monto solicitado por la cooperativa.

La metodología vigente según la resolución RJD-141-2015, refiere a la liquidación del periodo anterior del sistema de generación, tal como cita en apartado II de este informe.

A continuación, se muestra el resultado de actualizar cada una de las variables implícitas en el cálculo tarifario del periodo 2020 y el resultado de su liquidación

ITAZ

A nivel de ingresos para el año 2020 ARESEP estimó la suma de ¢7 727,80 millones por concepto de ingresos por ventas de energía en la RIE-030-2016, del 10 de marzo del 2016 y otros ingresos para ese mismo periodo de ¢0,00 millones por su parte el Coopelesca refirió en su estado de resultados financiero a la suma de ¢8 968,13 millones por concepto de ingresos por ventas de energía, y otros ingresos por un monto de ¢48,26 millones según datos incluidos en el archivo "7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX020 RVP", en la hoja "E.R. ARESEP", en tanto que al actualizar el mercado real del periodo la IE determinó que la suma por ese concepto ¢8 917,16 millones por ventas de energía, el detalle de estos montos se muestra en el apartado III, inciso b Análisis de mercado de este informe; además de otros ingresos por la suma de ¢181,20 millones, el cual se presentaron diferencias en el 2020 en lo mostrado por Coopelesca en el estado de resultados tarifario incluyendo un monto de ¢48,26 millones los cuales están como valores impidiendo su trazabilidad, lo presentado en el formulario 7742_Liquidacion_de_otros_ingresos_2020 donde reportan un monto de ¢181,20 millones, el cual concuerda con lo indicado en el archivo "Resumen de Liquidación 20-Gx" y el estado financiero auditado del periodo 2020 esto repercute sobre las desviaciones obtenidas para efectos de liquidación, tal como sigue:

Cuadro N° 41
Determinación de ITAz
Sistema de Generación de Coopelesca
Periodo 2020

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Var. (Δ)
Dato Real	¢8 968,13	¢8 917,16	-¢50,97
Dato estimado	¢ 7 227,80	¢7 227,80	-
ITAz	¢1 240,33	¢1 189,36	-¢50,97

Fuente: Elaboración propia.

Es así como se logra determinar que el monto pendiente por reconocer al usuario, únicamente por la proporción de los ingresos, asciende a la suma de -¢50,97 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2020, se acumula este efecto al igual que el del 2018 y 2019.

GTAZ

A nivel de gastos para el año 2020 la ARESEP estimó en la resolución RIE-030-2016 la siguiente estructura de gastos:

Cuadro N° 42
Costos y Gastos del período 2020
Monto Estimado por ARESEP
Según RIE-030-2016
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	ARESEP (Estimado)
Compras de Energía	
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢4 122,66
Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢740,82
Canon de regulación	¢6,60
Canon de agua	¢78,50
Gastos de investigación y desarrollo	¢348,96
Gastos complementarios de operación	¢0,00
Gastos sociales y ambientales	¢7,81
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢744,80
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00
Pérdidas por deterioro y desvalorización	¢0,00
Otros gastos	¢0,00
Total de gastos	¢6 050,15

Fuente: Elaboración propia

En lo que corresponde a los gastos, Coopelesca remitió su ejecución real en el periodo 2020, en el archivo “7738_Liq_Ctos_y_Gtos_GX_2020”, y en el archivo anexo a este informe “7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX020 RVP RECURSO” en la hoja “E.R. ARESEP”, esta Intendencia por su parte revisó estos gastos y determinó el saldo actualizado de cada cuenta, tal como sigue:

Cuadro N° 43
Costos y Gastos del periodo 2020
Comparativo monto ejecutado por Coopelesca
versus monto actualizado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

<i>Sistema de Generación</i>	<i>Periodo 2020</i>			
Descripción	COOPELESCA	Aresep Actualizado	Variación Abs Liq	Peso Variación
Costos y Gastos				
Compras de Energía	€0,00			
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	€1 426,57	€1 426,57	-	0,00%
Costos comerciales asociados al servicio de generación	€0,00	€0,00	-	0,00%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	€1 114,01	€1 110,44	-	3,6 0,60%
Canon de regulación	€20,46	€17,88	-	2,6 0,43%
Canon de agua	€48,24	€48,24	-	0,00%
Gastos de investigación y desarrollo	€184,31	€184,31	-	0,00%
Gastos complementarios de operación	€0,00	€0,00	-	0,00%
Gastos sociales y ambientales	€153,19	€153,19	-	0,00%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	€2 135,83	€1 550,39	-	585,4 98,59%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	€0,00	€0,00	-	0,00%
Perdidas por deterioro y desvalorización	€205,30	€205,30	-	0,00%
Otros gastos	€38,35	€36,14	-	2,2 0,37%
Total de gastos	€5 326,27	€4 732,46	-€593,80	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Al comparar la ejecución de gastos por parte de Coopelesca respecto a lo otorgado vía tarifas para el periodo 2020, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N° 44
Costos y Gastos del periodo 2020
Comparativo monto ejecutado por Coopelesca
versus monto estimado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

<i>Sistema de Generación</i>		<i>Periodo 2020</i>		
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP 2020	Variación
5.	Costos y Gastos			
5.1	Compras de Energía			
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	€1 426,57	€4 122,66	2 696,1
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	€0,00	€0,00	-
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	€1 114,01	€740,82	- 373,2
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	€20,46	€6,60	- 13,9
5.4.1.07.07	Canon de agua	€48,24	€78,50	30,3
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	€184,31	€348,96	164,6
5.6	Gastos complementarios de operación	€0,00	€0,00	-
5.7	Gastos sociales y ambientales	€153,19	€7,81	- 145,4
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	€2 135,83	€744,80	- 1 391,0
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	€0,00	€0,00	-
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	€205,30	€0,00	- 205,3
5.12	Otros gastos	€38,35	€0,00	- 38,3
	Total de gastos	€5 326,27	€6 050,15	€723,89

Fuente: Elaboración propia

Al comparar la actualización de los gastos por parte de ARESEP respecto a lo otorgado vía tarifas para el periodo 2020, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N° 45
Costos y Gastos del periodo 2020
Comparativo monto actualizado por ARESEP
versus monto estimado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Descripción	ARESEP 2020	Aresep Actualizado	Variación
Costos y Gastos			
Compras de Energía			
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢4 122,66	¢1 426,57 -	2 696,1
Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00	-
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢740,82	¢1 110,44	369,6
Canon de regulación	¢6,60	¢17,88	11,3
Canon de agua	¢78,50	¢48,24 -	30,3
Gastos de investigación y desarrollo	¢348,96	¢184,31 -	164,6
Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00	-
Gastos sociales y ambientales	¢7,81	¢153,19	145,4
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢744,80	¢1 550,39	805,6
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00		-
Perdidas por deterioro y desvalorización	¢0,00	¢205,30	205,3
Otros gastos	¢0,00	¢36,14	36,1
Total de gastos	¢6 050,15	¢4 732,46	-¢1 317,69

Fuente: Elaboración propia

✓ b) Estimación de costos y gastos para 2021-2023

En el apartado “f. Análisis Financiero” en el inciso V. Diferencias en el cálculo del análisis de la información remitida por la cooperativa, b) Estimación de costos y gastos para 2021-2023 en la resolución RE-0058-IE-2021, se indicó que el total de gastos para el 2021 era de ¢5 145,86 millones, para el 2022 de ¢5 497,68 millones y para el 2023 de ¢5 466,95 millones, al realizar el ajuste en las adiciones de activos para el 2020 y años proyectados según punto 1 y 4 del presente recurso que lleva razón el recurrente el dato correcto para el año 2021 es de ¢5 161,23 millones, para el 2022 es de ¢5 513,50 millones y para el 2023 es de ¢5 522,48 millones.

Se detalla a continuación la comparativa entre lo solicitado por la cooperativa y lo incorporado por Aresep en el cálculo tarifario para los períodos 2021, 2022 y 2023:

Cuadro N° 49
Comparativa
Proyección costos y gastos
Monto en millones de colones
Año 2021

Costos y Gastos	COOPELESCA	ARESEP	Diferencia	Δ %
Compras de Energía	¢0,00	¢0,00	¢0,00	
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢1 622,12	¢1 579,30	-¢42,82	-2,6%
Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00	¢0,00	0%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢1 581,26	¢1 552,82	-¢28,44	-1,8%
Canon de regulación	¢15,92	¢15,49	-¢0,43	-3%
Canon de agua	¢57,34	¢56,22	-¢1,12	-1,96%
Gastos de investigación y desarrollo	¢146,69	¢142,26	-¢4,42	-3,0%
Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00	¢0,00	0%
Gastos sociales y ambientales	¢154,22	¢150,41	-¢3,81	-2,5%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢1 619,97	¢1 072,45	-¢547,52	-34%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00	¢490,79	¢490,79	0%
Perdidas por deterioro y desvalorización	¢95,91	¢81,95	-¢13,96	-15%
Otros gastos(impuestos municipales y otros)	¢19,92	¢19,53	-¢0,39	-2%
Total de gastos	¢5 313,34	¢5 161,23	-¢152,11	-2,9%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-032-2021

Cuadro N° 50
Comparativa
Proyección costos y gastos
Monto en millones de colones
Año 2022

Costos y Gastos	COOPELESCA	ARESEP	Diferencia	Δ %
Compras de Energía	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₡1 651,74	₡1 614,46	-₡37,28	-2,3%
Costos comerciales asociados al servicio de generación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₡1 600,13	₡1 562,24	-₡37,89	-2,4%
Canon de regulación	₡14,28	₡15,70	₡1,42	10%
Canon de agua	₡58,49	₡57,00	-₡1,49	-2,56%
Gastos de investigación y desarrollo	₡149,62	₡144,23	-₡5,39	-3,6%
Gastos complementarios de operación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
Gastos sociales y ambientales	₡157,30	₡152,49	-₡4,81	-3,1%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 663,93	₡1 074,82	-₡589,11	-35%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡0,00	₡537,89	₡537,89	0%
Perdidas por deterioro y desvalorización	₡337,60	₡334,64	-₡2,96	-1%
Otros gastos(impuestos municipales y otros)	₡20,32	₡20,04	-₡0,28	-1%
Total de gastos	₡5 653,41	₡5 513,50	-₡139,91	-2,5%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-032-2021

Cuadro N° 51
Comparativa
Proyección costos y gastos
Monto en millones de colones
Año 2023

Costos y Gastos	COOPELESCA	ARESEP	Diferencia	Δ %
Compras de Energía	¢0,00	¢0,00	¢0,00	0%
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢1 690,22	¢1 673,43	-¢16,79	-1,0%
Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00	¢0,00	0%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢1 596,33	¢1 541,53	-¢54,79	-3,4%
Canon de regulación	¢14,57	¢15,89	¢1,32	9%
Canon de agua	¢59,66	¢57,68	-¢1,98	-3,32%
Gastos de investigación y desarrollo	¢152,61	¢145,96	-¢6,65	-4,4%
Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00	¢0,00	0%
Gastos sociales y ambientales	¢160,45	¢154,32	-¢6,13	-3,8%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢1 692,73	¢1 090,08	-¢602,65	-36%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00	¢545,56	¢545,56	0%
Perdidas por deterioro y desvalorización	¢281,01	¢277,99	-¢3,02	-1%
Otros gastos(impuestos municipales y otros)	¢20,72	¢20,04	-¢0,69	-3%
Total de gastos	¢5 668,31	¢5 522,48	-¢145,83	-2,6%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-032-2021

IV.COMPOSICIÓN DE LA TARIFA PROPUESTA

El total de variables que componen la estructura de gastos para el 2021 es de ¢9 411,37 millones, para el 2022 es de ¢9 280,20 millones y para el 2023 es de ¢9 158,54 millones.

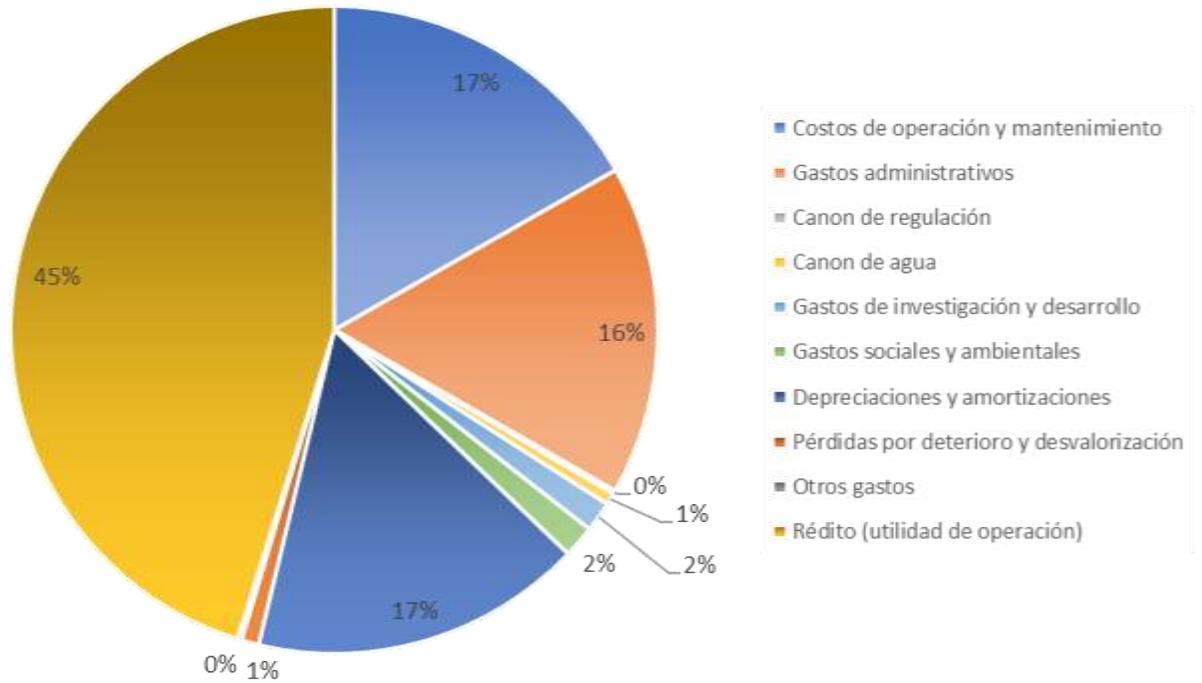
De acuerdo con lo anterior, se presenta el porcentaje que representa cada una de las variables que componen la estructura de costos y gastos:

Cuadro N° 56
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales y colones
Periodo 2021

RUBROS TARIFARIOS	Cifras según ARESEP	Peso relativo
Costos de operación y mantenimiento	¢1 579,30	17%
Gastos administrativos	¢1 552,82	16%
Canon de regulación	¢15,49	0%
Canon de agua	¢56,22	1%
Gastos de investigación y desarrollo	¢142,26	2%
Gastos sociales y ambientales	¢150,41	2%
Depreciaciones y amortizaciones	¢1 563,24	17%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	¢81,95	1%
Otros gastos	¢19,53	0%
Rédito (utilidad de operación)	¢4 250,24	45%
Total	¢9 411,46	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 1
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales
Periodo 2021



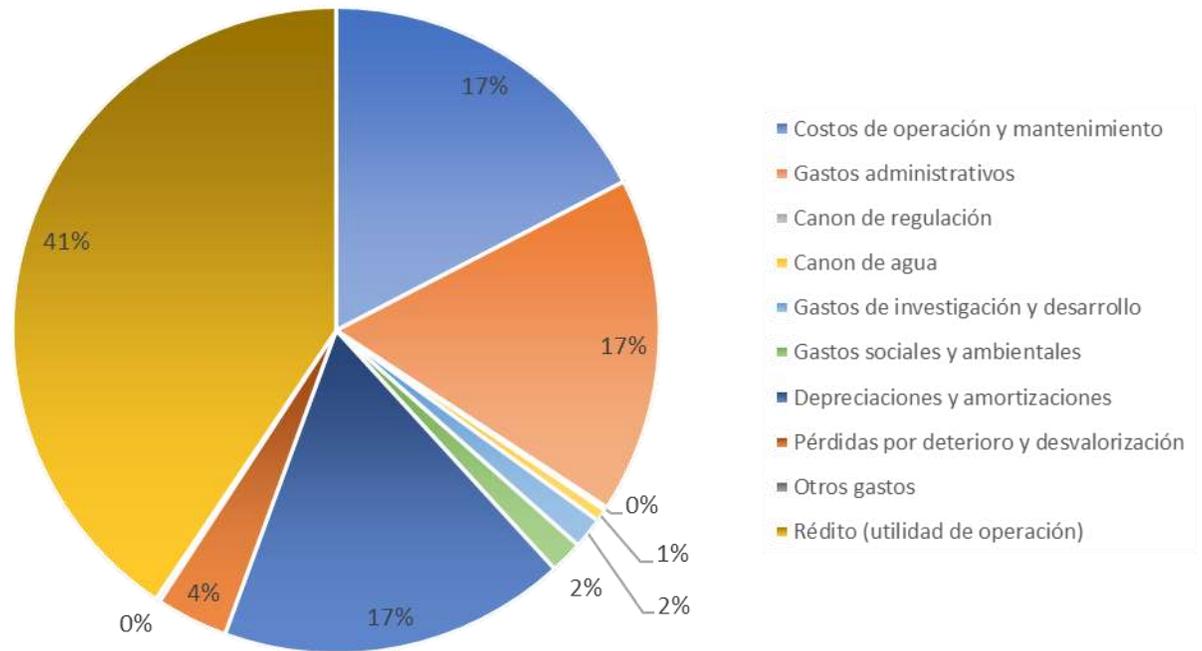
Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 57
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales y colones
Periodo 2022

RUBROS TARIFARIOS	Cifras según ARESEP	Peso relativo
Costos de operación y mantenimiento	¢1 614,46	17%
Gastos administrativos	¢1 562,24	17%
Canon de regulación	¢15,70	0%
Canon de agua	¢57,00	1%
Gastos de investigación y desarrollo	¢144,23	2%
Gastos sociales y ambientales	¢152,49	2%
Depreciaciones y amortizaciones	¢1 612,70	17%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	¢334,64	4%
Otros gastos	¢20,04	0%
Rédito (utilidad de operación)	¢3 767,57	41%
Total	¢9 281,07	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 2
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales
Periodo 2022



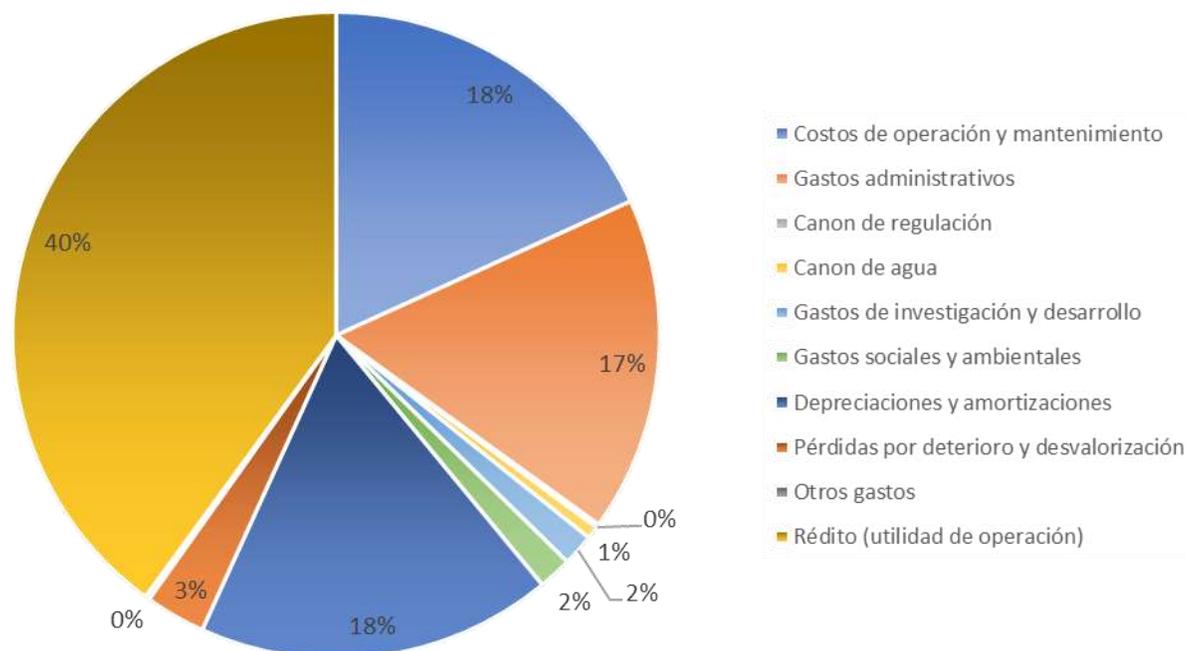
Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 58
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales y colones
Periodo 2023

RUBROS TARIFARIOS	Cifras según ARESEP	Peso relativo
Costos de operación y mantenimiento	¢1 673,43	18%
Gastos administrativos	¢1 541,53	17%
Canon de regulación	¢15,89	0%
Canon de agua	¢57,68	1%
Gastos de investigación y desarrollo	¢145,96	2%
Gastos sociales y ambientales	¢154,32	2%
Depreciaciones y amortizaciones	¢1 635,64	18%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	¢277,99	3%
Otros gastos	¢20,04	0%
Rédito (utilidad de operación)	¢3 676,42	40%
Total	¢9 198,90	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 3
VARIABLES QUE COMPONEN LA ESTRUCTURA DE COSTOS
Expresado en términos porcentuales
Periodo 2023



Fuente: Elaboración propia

V. ESTRUCTURA TARIFARIA

En el presente estudio tarifario no se incorporan ajustes en la estructura tarifaria del sistema de generación, considerando que ni Coopelesca ni la Autoridad Reguladora lo estimaron necesario.

De acuerdo con el análisis regulatorio realizado por la Intendencia de Energía, tomando como referencia las tarifas vigentes, corresponde aplicar una disminución de 5,73% para el último trimestre de 2021 (octubre-diciembre), un aumento de 0,45% para el 2022 y una disminución de 0,89% para el 2023.

Este ajuste se realiza sobre la tarifa establecida en la resolución RIE-030-2016 publicada en el Alcance Digital N°45 en Gaceta N° 55 del 18 de marzo del 2016 (columna 1).

Se mantiene la estructura monómica y de segregación horaria. El aumento se realiza igual para todas las tarifas del sistema de generación (columna 3 y 4). La siguiente tabla muestra el detalle de los precios por periodo horario:

Cuadro N° 59
Sistema de generación Coopelesca
Estructura de costos del sistema de generación.

Coopelesca Sistema de generación	Estructura vigente a partir del 1-01- 2017 (RIE-030-2016)	Estructura propuesta a partir del 1-01-2022 al 31-12-2022	Estructura propuesta a partir del 1-01-2023
► Tarifa T-SD			
Ventas al servicio de distribución			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Periodo Punta	cada kWh	60,98	61,25
Periodo Valle	cada kWh	45,61	45,82
Periodo Noche	cada kWh	29,99	30,12

No obstante, es necesario señalar que en función a la tarifa vigente (columna 2), para el 2022 un aumento del 0,45% y para el 2023 una disminución de 0,89%, tal y como lo establece la metodología tarifaria vigente. Sin embargo, conforme las nuevas tarifas se vayan implementando, la variación que experimentan los usuarios del sistema de generación de Coopelesca, a nivel de facturación de un año a otro registra diferencias, precisamente porque la base va cambiando siendo que los precios propuestos (columna 3 y 4) son diferentes entre sí, de manera que al

calcular la variación en los precios propuestos de un periodo a otro da como resultado para el 2022 un aumento de 6,51% y para el 2023 una disminución de -1,34%.

Aspectos importantes para considerar periodo 2021

Una vez realizado todos los ajustes en los apartados indicados anteriormente, para el periodo 2021 se produjo una actualización de los cálculos, esto al reconocer las adiciones de los periodos 2020 y 2021 relacionados a los puntos 1 y 4 del presente recurso, el efecto de dicho año se traslada para los periodos 2022 y 2023.

En virtud de que el ajuste tarifario derivado de etapa recursiva entra a regir hasta el 01 de enero de 2022, las variaciones determinadas para 2021 no forman parte de la tarifa vigente de ese año, por lo que para efectos de liquidación se deberá considerar los resultados de la RE-0058-IE-2021.

Los ajustes determinados en la etapa recursiva, que regirán para los años 2022 y 2023, se someterán al proceso de liquidación tarifaria, correspondiente a esos periodos.

- III. Fijar el ajuste en la tarifa del sistema de generación que presta Coopesca de la siguiente manera:
- Aumentar en un 0,45% la tarifa para el periodo 2022, a partir del 01 de enero del 2022 y hasta el 31 de diciembre de 2022.
 - Disminuir en un 0,89% la tarifa para el periodo 2023, a partir del 01 de enero del 2023.

Sistema de generación Coopelesca
Estructura de costos del sistema de generación

Coopelesca Sistema de generación	Estructura vigente a partir del 1-01- 2017 (RIE-030-2016)	Estructura propuesta a partir del 1-01-2022 al 31-12-2022	Estructura propuesta a partir del 1-01-2023
► Tarifa T-SD			
Ventas al servicio de distribución			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Periodo Punta cada kWh	60,98	61,25	60,44
Periodo Valle cada kWh	45,61	45,82	45,20
Periodo Noche cada kWh	29,99	30,12	29,72

- IV.** Mantener incólumes el resto de las disposiciones establecidas mediante la resolución RE-0058-IE-2021 del 17 de setiembre de 2021.
- V.** Elevar a conocimiento de la Junta Directiva el recurso subsidiario de apelación, citando y emplazando a las partes para que hagan valer sus derechos dentro del plazo de tres días hábiles, contado a partir de la notificación de la respectiva resolución.

De conformidad con el acuerdo de Junta Directiva N° 06-83-2021, del acta de la sesión extraordinaria 83-2021, celebrada el 23 de setiembre de 2021 y ratificada el 28 de setiembre del mismo año, se incorporan a esta resolución, los anexos del informe técnico IN-0144-IE-2021 del 19 de noviembre de 2021, que sirve de base para el presente acto administrativo.

Contra la presente resolución no procede recurso alguno de conformidad con lo previsto en el artículo 343 y 345.1 de la Ley General de la Administración Pública.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—O. C. N° 082202110380.—Solicitud N° 311961.—
(IN2021604817).

IX. CONTENIDO DE ANEXOS

- Anexo No. 2:** Ventas de energía en unidades físicas y monetarias a precios propuestos 2022 y 2023.
- Anexo No. 5:** Estado de resultados con tarifas vigentes 2022.
- Anexo No. 6:** Estado de resultados con tarifas propuestas 2022.
- Anexo No. 7:** Estado de resultados con tarifas vigentes 2023.
- Anexo No. 8:** Estado de resultados con tarifas propuestas 2023.
- Anexo No. 10:** Carpeta comprimida con los archivos en Excel que fundamentan los cálculos

Anexo No. 2

Ventas de energía en unidades físicas y monetarias a precios propuestos 2022 y 2023.

ASPECTO	2022	2023
Generación total (GWh)	189,0	189,6
Ingresos (En millones de colones)	9188,2	9097,4
¢ / kWh	48,62	47,98

Fuente: Coopelesca y ARESEP, Intendencia de Energía

Anexo No. 5
Estado de resultados con tarifas vigentes 2022.

Sistema de Generación		Periodo		2022	
Descripción		COOPELESCA	ARESEP	Δ ABS	Δ %
		VIGENTE	VIGENTE		
Ingresos					
4.1	Ingresos por Ventas	₡9 131,38	₡9 147,25	₡ 15,87	0%
4.9	Otros Ingresos	₡102,52	₡102,52	₡ -	0%
	Resago por Recurso a la RE-058-2021		-₡9,80	₡ (9,80)	
Total de ingresos regulados		₡9 233,91	₡9 239,97	₡6,07	0,07%
Costos y Gastos					
5.	Compras de Energía	₡0,00	₡0,00	₡ -	0%
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₡1 651,74	₡1 614,46	₡ (37,28)	-2%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	₡0,00	₡0,00	₡ -	0%
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₡1 600,13	₡1 562,24	₡ (37,89)	-2%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	₡14,28	₡15,70	₡ 1,42	10%
5.4.1.07.07	Canon de agua	₡58,49	₡57,00	₡ (1,49)	-3%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	₡149,62	₡144,23	₡ (5,39)	-4%
5.6	Gastos complementarios de operación	₡0,00	₡0,00	₡ -	0%
5.7	Gastos sociales y ambientales	₡157,30	₡152,49	₡ (4,81)	-3%
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 663,93	₡1 074,82	₡ (589,11)	-35%
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡0,00	₡537,89	₡ 537,89	0%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	₡337,60	₡334,64	₡ (2,96)	-1%
5.12	Otros gastos(impuestos municipales y otros)	₡20,32	₡20,04	₡ (0,28)	-1%
Total de gastos		₡5 653,41	₡5 513,50	₡ (139,91)	-2%
Utilidad o pérdida de operación		₡3 580,50	₡3 726,47	₡ 145,97	4%
AFNOR-PROMEDIO		₡50 276,38	₡48 963,60	₡ (1 312,78)	-3%
CAPITAL DE TRABAJO		-			
BASE TARIFARIA		₡50 276,38	₡48 963,60	₡ (1 312,78)	-3%
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA		7,12%	7,61%	0,49%	7%

Anexo No. 6
Estado de resultados con tarifas propuestas 2022.

Sistema de Generación		Periodo		2022	
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP	Δ ABS	Δ %
		PROPUESTO	PROPUESTO		
Ingresos					
4.1	Ingresos por Ventas	₡9 412,11	₡9 188,35	₡ (223,76)	-2%
4.9	Otros Ingresos	₡102,52	₡102,52	₡ -	0%
	Liquidación del periodo anterior	₡66,65	-₡9,80	₡ 56,85	
Total de ingresos regulados		₡9 581,29	₡9 281,07	-₡300,21	-3,13%
Costos y Gastos					
5.1	Compras de Energía	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₡1 651,74	₡1 614,46	-₡37,28	-2,3%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₡1 600,13	₡1 562,24	-₡37,89	-2,4%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	₡14,28	₡15,70	₡1,42	10%
5.4.1.07.07	Canon de agua	₡58,49	₡57,00	-₡1,49	-2,56%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	₡149,62	₡144,23	-₡5,39	-3,6%
5.6	Gastos complementarios de operación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
5.7	Gastos sociales y ambientales	₡157,30	₡152,49	-₡4,81	-3,1%
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 663,93	₡1 074,82	-₡589,11	-35%
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡0,00	₡537,89	₡537,89	0%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	₡337,60	₡334,64	-₡2,96	-1%
5.12	Otros gastos (impuestos municipales y otros)	₡20,32	₡20,04	-₡0,28	-1%
Total de gastos		₡5 653,41	₡5 513,50	-₡139,91	-2,5%
Utilidad o pérdida de operación		₡3 861,23	₡3 767,57	₡ (93,66)	-2%
	AFNOR-PROMEDIO	₡50 276,38	₡48 963,60	₡ (1 312,78)	-3%
	CAPITAL DE TRABAJO	-			
	BASE TARIFARIA	₡50 276,38	₡48 963,60	₡ (1 312,78)	-3%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,68%	7,69%	0,01%	0%

Anexo No. 7:
Estado de resultados con tarifas vigentes 2023.

Sistema de Generación		Periodo		2023	
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP	Δ ABS	Δ %
		VIGENTE	VIGENTE		
	Ingresos				
4.1	Ingresos por Ventas	₡9 050,39	₡9 179,29	₡ 128,90	1,4%
4.9	Otros Ingresos	₡101,61	₡101,61	₡ -	0,0%
	Liquidación del periodo anterior	₡13,57			
	Total de ingresos regulados	₡9 165,57	₡9 280,90	₡ 115,33	1,3%
	Costos y Gastos				
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de Energía	₡0,00	₡0,00	₡ -	0,0%
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₡1 690,22	₡1 673,43	₡ (16,79)	-1,0%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	₡0,00	₡0,00	₡ -	0,0%
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₡1 596,33	₡1 541,53	₡ (54,79)	-3,4%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	₡14,57	₡15,89	₡ 1,32	9,0%
5.4.1.07.07	Canon de agua	₡59,66	₡57,68	₡ (1,98)	-3,3%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	₡152,61	₡145,96	₡ (6,65)	-4,4%
5.6	Gastos complementarios de operación	₡0,00	₡0,00	₡ -	0,0%
5.7	Gastos sociales y ambientales	₡160,45	₡154,32	₡ (6,13)	-3,8%
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 692,73	₡1 090,08	₡ (602,65)	-35,6%
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡0,00	₡545,56	₡ 545,56	0,0%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	₡281,01	₡277,99	₡ (3,02)	-1,1%
5.12	Otros gastos(impuestos municipales y otros)	₡20,72	₡20,04	₡ (0,69)	-3,3%
	Total de gastos	₡5 668,31	₡5 522,48	₡ (145,83)	-2,6%
	Utilidad o pérdida de operación	₡3 497,26	₡3 758,42	₡ 261,16	7,5%
	AFNOR-PROMEDIO	₡49 793,77	₡47 778,98	₡ (2 014,79)	-4,0%
	CAPITAL DE TRABAJO	-			
	BASE TARIFARIA	₡49 793,77	₡47 778,98	₡ (2 014,79)	-4,0%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,02%	7,87%	0,8%	-0,8%

Anexo No. 8:
Estado de resultados con tarifas propuestas 2023.

		Periodo		2023	
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP	Δ ABS	Δ %
		PROPUESTO	PROPUESTO		
	Ingresos				
4.1	Ingresos por Ventas	₡9 390,86	₡9 097,29	₡ (293,57)	-3,1%
4.9	Otros Ingresos	₡101,61	₡101,61	₡ -	0,0%
	Liquidación del periodo anterior	₡13,57			
	Total de ingresos regulados	₡9 506,04	₡9 198,90	₡ (307,14)	-3,2%
	Costos y Gastos				
5.1	Compras de Energía	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₡1 690,22	₡1 673,43	-₡16,79	-1,0%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₡1 596,33	₡1 541,53	-₡54,79	-3,4%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	₡14,57	₡15,89	₡1,32	9%
5.4.1.07.07	Canon de agua	₡59,66	₡57,68	-₡1,98	-3,32%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	₡152,61	₡145,96	-₡6,65	-4,4%
5.6	Gastos complementarios de operación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
5.7	Gastos sociales y ambientales	₡160,45	₡154,32	-₡6,13	-3,8%
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 692,73	₡1 090,08	-₡602,65	-36%
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡0,00	₡545,56	₡545,56	0%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	₡281,01	₡277,99	-₡3,02	-1%
5.12	Otros gastos(impuestos municipales y otros)	₡20,72	₡20,04	-₡0,69	-3%
	Total de gastos	₡5 668,31	₡5 522,48	-₡145,83	-2,6%
	Utilidad o pérdida de operación	₡3 824,16	₡3 676,42	₡ (147,74)	-3,9%
	AFNOR-PROMEDIO	₡49 793,77	₡47 778,98	₡ (2 014,79)	-4,0%
	CAPITAL DE TRABAJO	-			
	BASE TARIFARIA	₡49 793,77	₡47 778,98	₡ (2 014,79)	-4,0%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,68%	7,69%	0,0%	0,0%

Anexo No. 10:
Carpeta comprimida con los archivos en Excel que fundamentan los cálculos

INTENDENCIA DE ENERGÍA
RE-0072-IE-2021 DEL 22 DE NOVIEMBRE DE 2021

**RECURSO DE REVOCATORIA INTERPUESTO POR LA
COOPERATIVA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE SAN CARLOS
(COOPELESCA) CONTRA LA RESOLUCIÓN RE-0059-IE-2021
DEL 17 DE SETIEMBRE DE 2021.**

ET-033-2021

RESULTANDO:

- I. Que el 17 de setiembre de 2021, mediante la resolución RE-0059-IE-2021, la Intendencia de Energía (*IE*) resolvió fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin cargo de Costo Variable de Generación (*CVG*) del sistema de distribución que presta Coopelesca a partir del 1 de octubre de 2021. (*Folio 358 a 570*).
- II. Que el 22 de setiembre de 2021, mediante el oficio Coopelesca-GG-514-2021, Coopelesca, inconforme con lo resuelto, interpuso recurso de revocatoria contra la resolución RE-0059-IE-2021. (*Folio 573*).
- III. Que el 23 de setiembre de 2021, la *IE*, mediante el auto de prevención AP-0071-IE-2021, le previno a Coopelesca aportar certificación de personería jurídica. (*Folios 574 y 575*).
- IV. Que el 24 de setiembre de 2021, Coopelesca aportó la documentación prevenida.
- V. Que el 22 de noviembre de 2021, la *IE* dictó la resolución RE-0071-IE-2021, correspondiente al sistema de generación de Coopelesca, fijando el nuevo precio de venta de la energía al sistema de distribución.

- VI. Que el 22 de noviembre de 2021, mediante informe técnico IN-0146-IE-2021, la IE analizó el presente recurso y en dicho estudio técnico recomendó acoger parcialmente el recurso interpuesto por Coopesca contra la resolución RE-0059-IE-2021, únicamente en lo referente al argumento número1 “Error en el cálculo del AFNORP 2017”

CONSIDERANDO:

- I. Que del informe técnico IN-0146-IE-2021, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS DE LAS GESTIONES POR LA FORMA

a. Análisis por la forma del recurso de revocatoria:

1. Naturaleza

Al recurso ordinario de revocatoria interpuesto por Coopesca contra la RE-0059-IE-2021, le es aplicable las disposiciones contenidas en los artículos 342 al 352 todos de la LGAP.

2. Temporalidad

La resolución RE-0059-IE-2021, fue notificada a Coopesca el 17 de setiembre de 2021 (folio 572). El plazo para recurrir era de 3 días hábiles, contados a partir del día hábil, siguiente de la respectiva notificación, plazo vencía el 22 de setiembre de 2021.

En este sentido, considerando que el recurso se interpuso el 22 de setiembre de 2021 (folio 573) este se presentó dentro del plazo conferido para tales efectos.

3. Legitimación

Respecto de la legitimación activa, cabe indicar, que Coopesca, está legitimada para actuar -en la forma en lo que ha hecho- de acuerdo con lo establecido en el artículo 50 del Reglamento N° 29732, en

concordancia con los artículos 36 de la Ley 7593 y el 275 de la LGAP, ya que es parte en el procedimiento en que recayó la resolución recurrida.

4. Representación.

El señor Omar Miranda Murillo, en su condición de apoderado generalísimo sin límite de suma, con representación legal judicial y extrajudicial de Coopelesca, -según consta en la certificación emitida por el Departamento de Organizaciones Sociales; Dirección de Asuntos Laborales del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social a folio 576-, se encuentra facultado para actuar en nombre de dicha Institución.

III. ARGUMENTOS DE LAS RECURRENTES

- 1. Alega la recurrente de un error en el cálculo del AFNORP 2017. Al respecto indica que en el cálculo del AFNORP al parecer la Intendencia utilizó un monto que no solo no corresponde con la referencia, sino que incluso tiene un dígito menos, lo que provoca una diferencia importante que procedemos a explicar.*
- 2. Sobre la exclusión del gasto materiales, alega la recurrente que la Intendencia de Energía partió de que la cuenta material siempre debe quedar en cero, cuestión que es totalmente incorrecto.*
- 3. Sobre el reajuste traslado de costos al sistema industrial, Coopelesca alega que en relación con los aumentos solicitados para las ventas de energía a los usuarios del sector comercial y del sector industrial, la Intendencia procedió a modificar el peso del traslado de costos y en consecuencia del aumento tarifario al sector industrial.*

Eventualmente usuarios del sector industrial pueden llegar a consultar sobre las razones del aumento proporcional asignado a dicho sector fue mayor del originalmente previsto, por lo que solicita se le indique cuáles son los motivos de la decisión de la Intendencia al respecto.

- 4. Sobre el reajuste cobro potencia, Coopelesca alega que se realizó un ajuste mayor en el cobro de potencia al sector industrial y comercial, por lo que solicita se le indique cuáles son los motivos de ese equilibrio realizado en la estructura tarifaria.*

En virtud de lo anterior el recurrente solicita lo siguiente:

- 1. Declarar con lugar el presente recurso de revocatoria y en consecuencia realizar un nuevo cálculo y fijación tarifaria corrigiendo los aparentes errores que hemos mencionado en el presente recurso.*
- 2. Atender las consultas planteadas a efectos de recibir aclaración sobre los aspectos que consideramos no han quedado claros en la Resolución.*

IV. ANÁLISIS POR EL FONDO

De previo a realizar el análisis de fondo de este recurso, es necesario indicar que mediante la RE-0071-IE-2021 se acogió parcialmente el recurso de revocatoria interpuesto contra la RE-0058-IE-2021 correspondiente a la fijación de la tarifa del sistema de generación, dando como resultado una variación en la tarifa de ese sistema para los periodos que resolvió.

Lo anterior conlleva como resultado un efecto directo sobre el precio de compra de la energía que el sistema de distribución le realiza al sistema de generación de Coopelesca, por lo cual a pesar de no ser objeto del presente recurso debe realizarse dicha corrección.

1. Error en el cálculo del AFNORP 2017:

Alega la recurrente de un error material en el cálculo del AFNORP 2017. Al respecto indica que:

En el cálculo del AFNORP al parecer la Intendencia utilizó un monto que no solo no corresponde con la referencia, sino que incluso tiene un dígito menos, lo que provoca una diferencia importante que procedemos a explicar.

La inclusión de apenas ₡339,908,059.72 en las adiciones ejecutadas por Coopelesca R.L. para el cálculo del AFNORP, siendo lo correcto ₡3,389,911,070.60, provoca una disminución importante en los datos de los Estados de Resultados Tarifarios 2017 hasta 2023, presentados en la resolución del sistema de Distribución RE-059-IE-2021 y expediente digital ET-033-2021. [...]

En la hoja llamada Año T+1 (2017), columna L, con el encabezado Adiciones al Costo, se incluye por parte de la intendencia la suma de ₡339.9 millones (ver ilustración 1). Este monto, lo obtiene la intendencia del archivo llamado Inversiones ET-061-2017-DX-17112017-vv, Hoja COMPARATIVO ADICIONES, columna H. Este documento es del folio 00445 del expediente digital ET-061-2017 [...]

La adición real, y así reconocida por Aresep en la RE-0022-IE-2019 (ver ilustración 3), corresponde a ₡3,389.91 millones.

Cuadro N° 3
Comparación adiciones reconocidas por Aresep
y ejecutadas por Coopelesca.
Periodos 2016 y 2017

Periodo	Reconocido por ARESEP ET-129-2015	Ejecutado por Coopelesca ET-006-2019	Diferencia
2016	3700,25	3704,91	4,66
2017	3048,48	3389,91	341,43

Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.

[...] De la misma manera, se puede consultar el folio 0021 del expediente digital ET-006-2019, en donde se expone las adiciones reales ejecutadas por Coopelesca para el año 2017. [...]

Para este ejercicio, se corrigieron los datos en Cálculo del AFNOR Dx Coopelesca 2018-2023. En este caso, se puede observar el aumento del AFNORP, y para hacer una comparación, se presenta la siguiente tabla Comparación AFNORP 2017-2023:

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
AFNOR ARESEP con adición de 339.9 millones de colones en 2017		₡ 53,164.53	₡ 53,962.59	₡ 54,516.96	₡ 56,282.72	₡ 60,428.90	₡ 66,038.05	₡ 69,831.72
AFNOR Coopelesca con adición de 3,389.9 millones de colones en 2017		₡ 54,644.71	₡ 56,895.13	₡ 57,190.17	₡ 58,708.63	₡ 62,668.00	₡ 68,098.54	₡ 71,880.18
Aumento AFNOR con la corrección	₡ -	₡ 1,480.18	₡ 2,932.55	₡ 2,673.21	₡ 2,425.90	₡ 2,239.10	₡ 2,060.49	₡ 2,048.46

Al respecto, cabe señalar lo indicado en la resolución RE-059-IE-2021, donde se muestra la forma como procedió la IE, tanto para el cálculo de las liquidaciones de los años 2018 al 2020, así como las proyecciones 2021, 2022 y 2023, que cita:

Para el cálculo de la estimación del activo fijo neto revaluado se utilizaron:

i. El último cálculo del activo fijo neto revaluado, estimado para el 2018 (según consta en el expediente ET-061-2017).

[...] v. Para efecto de liquidar el 2018, 2019 y 2020 se procedió a actualizar el cálculo del AFNOR del último estudio tarifario, con las adiciones y retiros según las cifras detalladas en la sección “Análisis de inversiones”, apartado c. ii. En este sentido, se utilizó dicha información para estimar los periodos 2021, 2022 y 2023.

Asimismo, en lo referente a la liquidación del periodo anterior, la metodología menciona:

Una vez aplicado por primera vez el modelo descrito en la presente metodología, en las sucesivas fijaciones ordinarias para el servicio de distribución de energía eléctrica, deberán revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario vigente. De manera que se identifiquen las diferencias entre los valores estimados para todas las variables que se consideran en el cálculo del ajuste tarifario y los valores reales identificados durante el período en que el ajuste tarifario estuvo vigente.

Con fundamento en lo anterior y tal como señala Coopelesca, esta Intendencia consideró la información del expediente ET-061-2017, cuya resolución RIE-010-2018 fechada 12 de febrero de 2018, determinó las tarifas vigentes durante el año 2018, y que se mantuvo para 2019 y 2020.

En la RIE-010-2018 para determinar el Activo Fijo Neto de Operación Revaluado Promedio (AFNORP), tal como lo muestra el folio 45 del ET-061-2017, cuyo cálculo es visible en el archivo “Calculo del AFNOR Dx Coopelesca 2017 VF CGQ.xls”, se consideró el saldo de los activos para el año base 2016, según los estados financieros de Coopelesca, a partir de esta información se estimaron los periodos 2017 y 2018. Relevante mencionar que, a esa fecha no se había ejecutado el proceso de liquidación tarifaria para los años 2016 y 2017, por tanto, no se había contemplado lo referente a liquidaciones según la metodología.

Es mediante la resolución RE-022-IE-2019 del 19 de marzo del 2019 que se resolvió la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de distribución de energía eléctrica que presta Coopelesca, correspondiente a la liquidación tarifaria de los periodos 2016 y 2017 (ET-006-2019), relacionada con lo resuelto por medio de la resolución RIE-031-2016 (ET-129-2015), cabe señalar que esta fue la primera vez que se aplicó la metodología en lo que respecta a la liquidación del periodo anterior.

Conforme indica Coopelesca, la IE omitió en sus cálculos la base de la liquidación, según lo resuelto en la RE-022-IE-2019, y que, para efectos de aplicar la metodología es necesario incorporar en el cálculo con el fin de actualizar y ajustar los saldos del AFNORP.

De lo indicado se desprende, que lleva razón el recurrente en el sentido que se debe considerar la base ajustada por la IE en anteriores fijaciones tarifarias, es decir, se debe contemplar las liquidaciones tarifarias previas, ya que corresponde a la base para el cálculo de las actualizaciones del AFNORP.

Debido a lo anterior, esta Intendencia procedió a ajustar el cálculo del AFNORP y actualizar la Base Tarifaria para cada periodo, considerando como base lo actuado en la RE-022-IE-2019 para los años anteriores y no así, las estimaciones que sustentan la resolución RIE-010-2018 (por cuanto esta última no corresponde a las liquidaciones 2016 y 2017).

En vista de que lleva razón el recurrente, se ajustó la base de cálculo según lo actuado en la RE-022-IE-2019, para ello se consideró: i) la actualización de las estimaciones disponibles en el ET-129-2015, folio 1978, específicamente el archivo "XLS-AFNORP COOPELESCA.xlsx", y ii) las adiciones y retiros actualizados por la Intendencia para los años 2016 y 2017, según consta en el archivo "Liq. Dx COOPELESCA ET-006-2019 rev tmp 20-02-2019_.xlsx" (folio 679 de ET-006-2019). De esta forma en el archivo anexo denominado "XLS-AFNORP COOPELESCA ET-129-2015 Ajustado c ind (liq 2016-2017.xlsx" se muestra el saldo liquidado y actualizado para cada categoría de activo que forma parte del AFNOR, este último incorpora las adiciones citadas por Coopelesca en su recurso que ascienden a las sumas de ¢3 704,91 y ¢3 389,91 millones, para el 2016 y 2017 respectivamente y lo concerniente a los retiros reales.

Teniendo presente la liquidación de la RE-022-IE-2019, en los términos señalados en el párrafo anterior, se incluyeron los resultados en el cálculo del AFNORP, visible en el anexo "Calculo del AFNOR Dx

Coopelesca 2018-2023 Recurso 24-9.xlsx”, separando los activos según su categoría y actividad (24,9 KV, 69 KV y Planta General Distribución), considerando la proporción de cada clase de activo.

En este mismo contexto, ante la omisión de la RE-022-IE-2019, se actualizó los datos base (2016 y 2017) para el cálculo del AFNORP, según la liquidación correspondiente. Dicha omisión conlleva a que la liquidación de los años 2018, 2019 y 2020, así como las proyecciones de los años 2021, 2022 y 2023 se vean afectadas, tal como se muestra en los archivos “Calculo del AFNOR Dx Coopelesca 2018-2023 Recurso 24-9.xlsx” y “PT-7744_ERT_Sistma_Contab_Reg (18-23) – Recurso 24-9.xlsx”, por lo que se deben actualizar los siguientes apartados de la resolución RE-0059-IE-2021:

- a) b. Análisis de mercado*
- b) d. Retribución de capital*
- c) e. Base tarifaria*
- d) i. Depreciación*
- e) ii. Capital de trabajo*
- f) f. Análisis financiero*
- g) IV. Composición de la tarifa*
- h) V. Estructura tarifaria*

a) b. Análisis de mercado

En el apartado de análisis de “b. Análisis de mercado” en la resolución RE-0059-IE-2021 se resolvió lo siguiente:

[...]

b. Análisis de mercado

- ii. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con los resultados propuestos por Coopelesca**

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

19. Con base en las estimaciones de la IE y tomando en cuenta la liquidación de ingresos y gastos de los periodos anteriores se propone que los ingresos esperados por la cooperativa se incrementen en ¢507,43 millones para el año 2021, ¢2 183,7 millones para el año 2022 y ¢2 243,5 millones para el año 2023.
20. De acuerdo con lo anterior, es necesario aumentar los ingresos vigentes en un 5,20% para el 2021 y en un 5,39% para los años 2022 y 2023. Es importante aclarar que el monto por la liquidación de años anteriores fue reconocido para los años 2022 y 2023 en una proporción 0,41 y 0,59 respectivamente con el objetivo de equilibrar los ingresos y alcanzar un mismo ajuste para ambos años, de tal forma que la tarifa se mantenga estable, lo cual favorece y simplifica el futuro proceso de liquidación.
22. Se propone que dicho aumento proceda a partir del 1 de octubre del 2021. Con lo cual Coopelesca-distribución obtendrá ingresos anuales cercanos a los ¢37 281,4, ¢42 730,5 y ¢43 897,6 millones durante los años 2021, 2022 y 2023, respectivamente. El detalle de los resultados anteriores, se observan en el siguiente cuadro:

Cuadro N.º 1

COOPELESCA DISTRIBUCIÓN: ESTIMACIÓN DE VENTAS ANUALES DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS, INGRESOS VIGENTES Y PROPUESTOS POR LA IE.

2021-2023

AÑO	VENTAS GWh*	ING.VIG (millones ¢)	ING.PROP (millones ¢)
2021	474,5	36 774,0	37 281,4
2022	485,3	40 546,9	42 730,5
2023	498,3	41 654,1	43 897,6

*No incluyen alumbrado público.

Fuente: Coopelesca y Aresep, Intendencia de Energía.

23. De tal forma que el sistema de distribución de Coopelesca pasará de un precio medio vigente de ¢77,5 a ¢78,6 para el año 2021 y de ¢83,6 a ¢88,0 en el año 2022, que se mantiene para el año 2023 (sin considerar el alumbrado público). Es importante recordar que los precios vigentes para los años 2021 y 2022 son distintos, para mayor detalle ver apartado “V. Estructura Tarifaria”.

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado de análisis de mercado se lea de la siguiente manera:

b. Análisis de mercado

ii. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con los resultados propuestos por Coopelesca

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

19. Con base en las estimaciones de la IE y tomando en cuenta la liquidación de ingresos y gastos de los periodos anteriores se propone que los ingresos esperados por la cooperativa se incrementen en ¢507,43 millones para el año 2021, ¢2 442,0 millones para el año 2022 y ¢2 539,0 millones para el año 2023.
20. De acuerdo con lo anterior, es necesario aumentar los ingresos vigentes en un 5,20% para el 2021 y en un 6,03 % para los años 2022 y 2023. Es importante aclarar que el monto por la liquidación de años anteriores fue reconocido para los años 2022 y 2023 en una proporción 0,41 y 0,59 respectivamente con el objetivo de equilibrar los ingresos y alcanzar un mismo ajuste para ambos años, de tal forma que la tarifa se mantenga estable, lo cual favorece y simplifica el futuro proceso de liquidación.
22. Se propone que dicho aumento proceda a partir del 1 de octubre del 2021. Con lo cual Coopelesca-distribución obtendrá ingresos anuales cercanos a los ¢37 281,4, ¢42 988,9 y ¢44 193,1 millones durante los años 2021, 2022 y 2023, respectivamente. El detalle de los resultados anteriores, se observan en el siguiente cuadro:

Cuadro N.º 2

COOPELESCA DISTRIBUCIÓN: ESTIMACIÓN DE VENTAS ANUALES DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS, INGRESOS VIGENTES Y PROPUESTOS POR LA IE.

2021-2023

AÑO	VENTAS GWh*	ING.VIG (millones ¢)	ING.PROP (millones ¢)
2021	474,5	36 774,0	37 281,4
2022	485,3	40 546,9	42 988,9
2023	498,3	41 654,1	44 193,1

*No incluyen alumbrado público.

Fuente: Coopelesca y Aresep, Intendencia de Energía.

23. De tal forma que el sistema de distribución de Coopelesca pasará de un precio medio vigente de ¢77,5 a ¢78,6 para el año 2021 y de ¢83,6 a ¢88,6 en el año 2022, que se mantiene para el año 2023 (sin considerar el alumbrado público). Es importante recordar que los precios vigentes para los años 2021 y 2022 son distintos, para mayor detalle ver apartado "V. Estructura Tarifaria".

b) d. Retribución de capital

En el apartado de análisis de "**d. Retribución de capital**" en la resolución RE-0059-IE-2021 se resolvió lo siguiente:

[...]

d. Retribución de capital

[...]

El rédito al desarrollo de las tarifas vigentes corresponde a 0,55%. Por lo tanto, el rédito ajustado para el 2021 es de 1,38%.

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado de retribución de capital se lea de la siguiente manera:

d. Retribución de capital

El rédito al desarrollo de las tarifas vigentes corresponde a 0,48%. Por lo tanto, el rédito ajustado para el 2021 es de 1,68%.

c) e. Base tarifaria

En el apartado de “e. Base tarifaria” en la resolución RE-0059-IE-2021 se resolvió lo siguiente:

[...]

e. Base tarifaria

[...]

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación presenta diferencias con respecto a los suministrados por la empresa, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N.º 3
Cálculo del AFNORP
(Datos en millones de colones)

Año	COOPELESCA	IE	Var. Abs.	Var. %
2018	∅54.421,88	∅53.962,59	-∅459,29	-1%
2019	∅55.707,91	∅54.516,96	-∅1.190,95	-2%
2020	∅58.070,81	∅56.282,72	-∅1.788,08	-3%
2021	∅64.808,83	∅60.428,90	-∅4.379,93	-7%
2022	∅70.491,79	∅66.038,05	-∅4.453,74	-6%
2023	∅72.381,28	∅69.831,72	-∅2.549,56	-4%

Fuente: Elaboración propia.

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado de análisis de base tarifaria se lea de la siguiente manera:

e. Base tarifaria:

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación presenta diferencias con respecto a los suministrados por la empresa, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N.º 4
Cálculo del AFNORP
(Datos en millones de colones)

Año	COOPELESCA	IE	Var. Abs.	Var. %
2018	∅54.421,88	∅54.000,87	-∅421,01	-1%
2019	∅55.707,91	∅54.365,09	-∅1.342,82	-2%
2020	∅58.070,81	∅55.978,34	-∅2.092,47	-4%
2021	∅64.808,83	∅60.201,84	-∅4.606,99	-7%
2022	∅70.491,79	∅65.932,26	-∅4.559,53	-6%
2023	∅72.381,28	∅69.778,91	-∅2.602,37	-4%

Fuente: Elaboración propia.

d) i. Depreciación

En el apartado de “i. Depreciación” en la resolución RE-0059-IE-2021 se resolvió lo siguiente:

[...]

i. Depreciación:

El costo de depreciación calculado por la Intendencia, considerando los elementos indicados en el apartado anterior se muestra a continuación:

Cuadro N.º 5
Depreciación de los periodos 2018 al 2023
(Datos millones de colones)

Año	Costo	Revaluada	Total
2018	1 971,24	481,21	2 452,44
2019	2 094,93	590,10	2 685,04
2020	2 297,66	577,09	2 874,75
2021	2 547,89	663,03	3 210,92

2022	2 916,65	713,36	3 630,01
2023	3 226,48	752,52	3 979,00

Fuente: Elaboración propia.

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado de análisis de depreciación se lea de la siguiente manera:

i. Depreciación:

El costo de depreciación calculado por la Intendencia, considerando los elementos indicados en el apartado anterior se muestra a continuación:

Cuadro N.º 6
Depreciación de los periodos 2018 al 2023
(Datos millones de colones)

Año	Costo	Revaluada	Total
2018	2.106,56	407,48	2.514,04
2019	2.230,26	515,05	2.745,31
2020	2.409,18	504,25	2.913,43
2021	2.660,35	588,66	3.249,02
2022	3.029,11	638,25	3.667,36
2023	3.338,95	677,55	4.016,50

Fuente: Elaboración propia.

e) ii. Capital de trabajo

En el apartado de “**ii. Capital de trabajo**” en la resolución RE-0059-IE-2021 se resolvió lo siguiente:

[...]

ii. Capital de trabajo:

[...]

Los siguientes son los cálculos del capital de trabajo correspondiente al periodo en análisis:

Cuadro N.º 7
Capital de Trabajo

Periodos 2018 a 2023
(Datos millones de colones)

Rubro	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<i>Periodo medio de cobro</i>	28,78	29,33	30,91	31,51	31,93	31,63
<i>Costos diarios</i>	24,30	23,71	23,22	26,14	27,60	26,61
<i>Capital de trabajo total (CT)</i>	699,34	695,47	717,63	823,68	881,18	841,64
<i>Base tarifaria total (AFNORP + CT)</i>	54 661,93	55 212,43	57 000,35	61 252,58	66 919,23	70 673,36

Fuente: Elaboración propia.

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado de capital de trabajo se lea de la siguiente manera:

ii. Capital de trabajo:

Los siguientes son los cálculos del capital de trabajo correspondiente al periodo en análisis:

Cuadro N.º 8
Capital de Trabajo
Periodos 2018 a 2023
(Datos millones de colones)

Rubro	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<i>Periodo medio de cobro</i>	28,78	29,33	30,91	31,51	31,93	31,63
<i>Costos diarios</i>	24,30	23,71	23,22	26,14	27,60	26,61
<i>Capital de trabajo total (CT)</i>	699,34	695,47	717,63	823,68	881,18	841,64
<i>Base tarifaria total (AFNORP + CT)</i>	54 700,21	55 060,56	56 695,97	61 025,52	66 813,44	70 620,55

Fuente: Elaboración propia.

f) f. Análisis financiero

En el apartado de “**f. Análisis financiero**” en la resolución RE-0059-IE-2021 se resolvió lo siguiente:

[...]

f. Análisis financiero

a) Liquidaciones de gastos de los periodos 2018, 2019 y 2020:

▪ Liquidación de gastos 2018:

[...]

Del resultado del análisis realizado utilizando las bases de datos proporcionadas en los formularios regulatorios, aplicando todos los criterios descritos con anterioridad, la IE determinó que en el periodo con respecto a las tarifas vigentes se sobreejecutaron $\phi 869,15$ millones (ver documento “IE_RE_7744_ERT Dist-Liq 2018.xlsx”), correspondientes a - $\phi 533,38$ millones de ingresos (ITA) y $\phi 1\ 394,92$ millones de costos y gastos (GTAz) y por último el ajuste en la rentabilidad (que surge por las variaciones en la base tarifaria) por la suma $\phi 7,61$ millones.

[...]

Actualización de los gastos:

GTA_z

Para efectos de determinar las desviaciones entre los gastos estimados y reales del 2018, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

Análisis de costos y gastos:

Se procedió a comparar las cifras detalladas por la Cooperativa en su base de datos y los datos actualizados por la IE, respecto a los gastos estimados en la resolución RIE-010-2018, obteniendo las siguientes desviaciones:

Cuadro N.º 9
Comparativo monto actualizado costos y gastos
IE Vrs Coopelesca
2018
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	Coopelesca (Real)	ARESEP (Actualizado)	ARESEP (Estimado) ET-061- 2017	Coopelesca Liquidación GTAz	ARESEP Liquidación GTAz	Δ Abs Liq	Δ %	PesoΔ
Compras de energía y potencia	26 942,98	26 377,00	25 637,80	1 305,18	739,20	(565,98)	-77%	36%
Costos de operación y mantenimiento	4 368,26	3 542,12	4 059,39	308,87	(517,27)	(826,15)	160%	52%
Costos comerciales	1 629,86	1 628,79	1 166,44	463,42	462,35	(1,07)	0%	0%
Gastos administrativos	2 113,72	2 093,08	1 730,80	382,92	362,28	(20,64)	-6%	1%
Canon de regulación	55,20	55,20	47,93	7,27	7,27	-	0%	0%
Gastos administrativos (asociados a Alumbrado Público)	52,06	-	-	52,06	-	(52,06)		3%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas	2 681,24	2 555,54	2 250,51	430,72	305,03	(125,70)	-41%	8%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	538,32	538,32	4,36	533,96	533,96	-	0%	0%
Otros gastos	224,08	222,52	242,69	(18,60)	(20,17)	(1,57)	8%	0%
Total Costos y Gastos	38 605,71	37 012,55	35 617,63	2 988,08	1 394,92	(1 593,16)	114%	100%

Fuente: Elaboración propia

[...]

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢2 728,23 millones, mientras que la Cooperativa presentó un saldo por la suma de ¢2 618,57 millones, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢2 555,54 millones, la diferencia asciende a ¢63,03 millones.

Esta cuenta a nivel regulatorio se compone por diferentes cuentas según la estructura de costos financieros de la Cooperativa, estas se revisaron y actualizaron, de su análisis se desprende lo siguiente:

- ✓ Depreciación activos en operación

Según la RIE-010-2018 el monto otorgado vía tarifa fue de ¢2 060,13 y ¢477,72 millones, por concepto de depreciación al costo y revaluada respectivamente, para un total de ¢2 537,85 millones, por su parte la Cooperativa señala en su base de datos que la ejecución de esta cuenta asciende a ¢2 502,24 millones (o bien también presenta los montos de ¢2 502,24 y ¢2 618,57 millones en el resumen de liquidación y su estado de resultados, respectivamente, sin separar la rúbrica de amortizaciones), mientras que la actualización de la IE fue por la suma de ¢2 452,44 millones (¢1 971,24 y ¢481,21 millones por la depreciación del periodo al costo y revaluada, respectivamente).

[...]

Una vez actualizada la totalidad de los gastos, se llega a determinar el GTAz, tal como se muestra seguidamente:

Cuadro N.º 10
Determinación del GTAz
Sistema de distribución
2018

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	IE	Δ
Dato real	38 605,71	37 012,55	(1 593,16)
Dato estimado	35 617,63	35 617,63	-
GTAz	2 988,08	1 394,92	(1 593,16)

Fuente: Elaboración propia

En el caso de la Cooperativa el GTAz para el 2018 es de ¢2 988,08 millones (considerando la información de las bases de datos incluidas en el formulario "IE_RE_7737_Liquidación_Costos_y_Gastos_Distribución_2018.xls), lo cual es diferente al presentado en su archivo "Resumen de Liquidación 20-Dx.xls" que refiere a la suma de ¢2 727,00 millones.

Es así como se logra determinar que el monto a favor de la Cooperativa, únicamente por la proporción de los gastos, asciende a la suma de ¢1 394,92 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2018, afectando los ingresos vigentes para el 2022 y 2023.

Actualización de la rentabilidad:

[...]

Una vez que se actualiza la base tarifaria con estos valores se obtiene el AFNORP, el cual forma parte de la base tarifaria, esta última presenta los siguientes montos:

Cuadro N.° 11
Actualización de la base tarifaria
Sistema de distribución
2018
(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
<i>Dato real</i>	55 121,22	54 661,93	(459,29)
<i>Dato estimado</i>	54 535,44	54 535,44	-
Base Tarifaria	585,78	126,49	(459,29)

Fuente: Intendencia de Energía. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

[...]

Al determinar las desviaciones en la base tarifaria, se estima sobre estas el diferencial en el rédito para el desarrollo (en términos económicos), que se debe incorporar en la liquidación del periodo, tal como se muestra:

Cuadro N.° 12
Ajuste de la rentabilidad
Sistema de distribución
2018
(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
<i>Diferencial de base tarifaria</i>	585,78	126,49	(459,29)
<i>Rédito</i>	6,02%	6,02%	0,00%
Rentabilidad	35,25	7,61	(27,64)

Fuente: Elaboración propia. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

En el caso de la Cooperativa con la información correspondiente la actualización de la rentabilidad para el 2018 es de ¢35,25 millones (considerando la información del formulario "IE-RE-7746 Base Tarifaria Dx2.xls" y su archivo "Resumen de Liquidación 18-Dx.xls"), con la actualización de esta Intendencia el monto a incluir en la liquidación es de ¢7,61 millones.

Efecto de la liquidación del 2018:

LI_z

Para la liquidación del periodo se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y la rentabilidad. Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario, por efecto de liquidación se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro N.º 13
Determinación de la liquidación del periodo (Liz)
Sistema de distribución
2018

(Datos expresados en millones de colones)

Resumen liquidación	COOPELESCA	ARESEP	Δ
ITAz	730,82	533,38	(197,44)
GTAz			(1
	2 988,08	1 394,92	593,16)
Rentabilidad	35,25	7,61	(27,64)
Liz			(1
	2 292,51	869,15	423,36)

Fuente: Elaboración propia. Nota: *En el caso de Coopelesca se determinó la desviación de las variables basada en la información que aportó en los diferentes archivos, citados previamente.

En el caso de la Cooperativa con la información suministrada, la liquidación para el 2018 es de ¢2 292,51 millones (considerando la información de los distintos formularios), mientras que en su archivo "Resumen de Liquidación 20-Dx.xls" refiere a la suma de ¢1 368,12 millones, sin embargo, con la actualización de esta Intendencia el monto por concepto de liquidación es de ¢869,15 millones.

Una vez definido el ajuste por liquidación tarifaria se procede a actualizar el estado de resultados tarifario del 2018, donde se visualiza el impacto de la liquidación y el equilibrio de las variables implícitas en el cálculo como por ejemplo el rédito para el desarrollo, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N.º 14
Estado de resultados ajustado y actualizado

Sistema de distribución
Datos expresados en millones de colones
2018

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	AJUSTADO POR ARESEP
4.	Ingresos	
4.1.	Ingresos por ventas de energía	38 685,29
4.9.	Otros Ingresos	1 380,11
	Ajustes y liquidaciones	(632,71)
	Ajuste Liquidación 2018	869,15
TOTAL INGRESOS REGULADOS		40 301,84
5.	Egresos	
5.1	Compras de energía y potencia	26 377,00
5.3	Costos de operación y mantenimiento	3 542,11
5.4	Costos comerciales	1 628,79
5.5	Gastos administrativos	2 093,08
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación Distribución	55,20
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	1 971,24
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	103,09
5.11	Depreciaciones revaluadas	481,21
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	538,32
5.14	Otros gastos	222,18
TOTAL GASTOS REGULADOS		37 012,55
UTILIDAD O PÉRDIDA DE OPERACIÓN		3 289,29
		AFNOR-PROMEDIO 53 962,59
		CAPITAL DE TRABAJO 699,34
BASE TARIFARIA		54 661,93
		RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA 6,02%

Fuente: Elaboración propia

▪ **Liquidación de gastos 2019:**

[...]

Del resultado del análisis realizado utilizando las bases de datos proporcionadas en los formularios regulatorios, aplicando todos los criterios descritos con anterioridad, la IE determinó que en el periodo con respecto a las tarifas vigentes se sobreejecutaron ¢1 089,05 millones (ver documento "IE_RE_7744_ERT Dist-Liq 2019.xlsx"), correspondientes a ¢2 414,46 millones de ingresos (ITA) y ¢3 462,77 millones de costos y gastos (GTaz) y por último el ajuste en la rentabilidad (que surge por las variaciones en la base tarifaria) por la suma ¢40,74 millones.

[...]

Actualización de los gastos:

GTA_z

Análisis de costos y gastos:

Se procedió a comparar las cifras detalladas por la Cooperativa en su base de datos y los datos actualizados por la IE, respecto a los gastos estimados en la resolución RIE-010-2018, obteniendo las siguientes desviaciones:

Cuadro N.º 15
Comparativo monto actualizado costos y gastos
IE Vrs Coopelesca
2019
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	Coopelesca (Real)	ARESEP (Actualizado)	ARESEP (Estimado) ET-061- 2017	Coopelesca Liquidación GTA _z	ARESEP Liquidación GTA _z	Δ Abs Liq	Δ %	PesoΔ
Compras de energía y potencia	28 312,28	27 999,00	25 637,80	2 674,48	2 361,20	(313,28)	-13%	29%
Costos de operación y mantenimiento	4 283,84	3 538,73	4 059,39	224,45	(520,66)	(745,11)	143%	69%
Costos comerciales	1 793,07	1 760,14	1 166,44	626,62	593,69	(32,93)	-6%	3%
Gastos administrativos	2 166,73	2 135,21	1 730,80	435,93	404,41	(31,52)	-8%	3%
Canon de regulación	71,52	71,52	47,93	23,59	23,59	-	0%	0%
Gastos administrativos (asociados a Alumbrado Público)	68,87	-	-	68,87	-	(68,87)		6%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas	2 678,39	2 783,47	2 250,51	427,88	532,96	105,08	20%	-10%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	394,97	394,97	4,36	390,61	390,61	-	0%	0%
Otros gastos	398,39	397,37	242,69	155,70	154,69	(1,02)	-1%	0%
Total Costos y Gastos	40 168,06	39 080,40	35 617,63	4 550,43	3 462,77	(1 087,66)	-31%	100%

Fuente: Elaboración propia

[...]

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢2 728,23 millones, mientras que la Cooperativa presentó un saldo por la suma de ¢2 749,56 millones, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢2 783,47 millones, la diferencia asciende a ¢33,91 millones.

Esta cuenta a nivel regulatorio se compone por diferentes cuentas según la estructura de costos financieros de la Cooperativa, estas se revisaron y actualizaron, de su análisis se desprende lo siguiente:

✓ Depreciación activos en operación

Según la RIE-010-2018 el monto otorgado vía tarifa fue de ¢2 060,13 y ¢477,72 millones, por concepto de depreciación al costo y revaluada respectivamente, para un total de ¢2 537,85 millones, por su parte la Cooperativa señala en su base de datos que la ejecución de esta cuenta asciende a ¢2 639,37 millones (o bien también presenta los montos de ¢2 668,61 y ¢2 749,56 millones en el resumen de liquidación y su estado de resultados, respectivamente, sin separar la rúbrica de amortizaciones), mientras que la actualización de la IE fue por la suma de ¢2 685,04 millones (¢2 094,93 y ¢ 590,10 millones por la depreciación del periodo al costo y revaluada, respectivamente).

[...]

Una vez actualizada la totalidad de los gastos, se llega a determinar el GTAz, tal como se muestra seguidamente:

**Cuadro N.º 16
Determinación del GTAz
Sistema de distribución
2019**

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	IE	Δ
Dato real	40 168,06	39 080,40	(1 087,66)
Dato estimado	35 617,63	35 617,63	-
GTaz	4 550,43	3 462,77	(1 087,66)

Fuente: Elaboración propia

En el caso de la Cooperativa el GTAz para el 2019 es de ¢4 550,43 millones (considerando la información de las bases de datos incluidas en el formulario "IE_RE_7737_Liquidación_Costos_y_Gastos_Distribución_2019.xls"), lo cual es diferente al presentado en su archivo "Resumen de Liquidación 20-Dx.xls" que refiere a la suma de ¢4 616,00 millones.

Es así como se logra determinar que el monto a favor de la Cooperativa, únicamente por la proporción de los gastos, asciende a la suma de ¢3 462,77

millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2019, afectando los ingresos vigentes para el 2022 y 2023.

Actualización de la rentabilidad:

[...]

Una vez que se actualiza la base tarifaria con estos valores se obtiene el AFNORP, el cual forma parte de la base tarifaria, esta última presenta los siguientes montos:

Cuadro N.° 17
Actualización de la base tarifaria
Sistema de distribución
2019
(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
<i>Dato real</i>	56 621,47	55 212,43	(1 409,04)
<i>Dato estimado</i>	54 535,44	54 535,44	-
Base Tarifaria	2 086,03	676,99	(1 409,04)

Fuente: Intendencia de Energía. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

[...]

Al determinar las desviaciones en la base tarifaria, se estima sobre estas el diferencial en el rédito para el desarrollo (en términos económicos), que se debe incorporar en la liquidación del periodo, tal como se muestra:

Cuadro N.° 18
Ajuste de la rentabilidad
Sistema de distribución
2019
(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
<i>Diferencial de base tarifaria</i>			(1
	2 086,03	676,99	409,04)
<i>Rédito</i>	6,02%	6,02%	0,00%
Rentabilidad	125,53	40,74	(84,79)

Fuente: Elaboración propia. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

En el caso de la Cooperativa con la información correspondiente la actualización de la rentabilidad para el 2019 es de ¢125,53 millones (considerando la información del formulario "IE-RE-7746 Base Tarifaria Dx2.xls" y su archivo "Resumen de Liquidación 19-Dx.xls") indican un monto de ¢70,00 millones, con la actualización de esta Intendencia el monto a incluir en la liquidación es de ¢40,74 millones.

Efecto de la liquidación del 2019:

LI_z

Para la liquidación del periodo se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y la rentabilidad. Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario, por efecto de liquidación se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro N.º 19
Determinación de la liquidación del periodo (Liz)
Sistema de distribución
2019

(Datos expresados en millones de colones)

Resumen liquidación	COOPELESCA	ARESEP	Δ
ITAz	3 049,10	2 414,46	(634,64)
GTAz			(1
	4 550,43	3 462,77	087,66)
Rentabilidad	125,53	40,74	(84,79)
Liz	1 626,86	1 089,05	(537,81)

Fuente: Elaboración propia. Nota: *En el caso de Coopelesca se determinó la desviación de las variables basada en la información que aportó en los diferentes archivos, citados previamente.

En el caso de la Cooperativa con la información suministrada, la liquidación para el 2019 es de ¢1 626,86 millones (considerando la información de los distintos formularios), mientras que en su archivo "Resumen de Liquidación 20-Dx.xls" refiere a la suma de ¢1 021,52 millones, sin embargo, con la actualización de esta Intendencia el monto por concepto de liquidación es de ¢1 089,05 millones.

Una vez definido el ajuste por liquidación tarifaria se procede a actualizar el estado de resultados tarifario del 2019, donde se visualiza el impacto de la liquidación y el equilibrio de las variables implícitas en el cálculo como por ejemplo el rédito para el desarrollo, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N.º 20
Estado de resultados ajustado y actualizado
Sistema de distribución
Datos expresados en millones de colones
2019

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	AJUSTADO POR ARESEP
4.	Ingresos	
4.1.	Ingresos por ventas de energía	41 832,92
4.9.	Otros Ingresos	1 148,75
	Ajustes y liquidaciones	(1 667,90)
	Ajuste Liquidación 2019	1 089,05
	TOTAL INGRESOS REGULADOS	42 402,82
5.	Egresos	
5.1	Compras de energía y potencia	27 999,00
5.3	Costos de operación y mantenimiento	3 538,73
5.4	Costos comerciales	1 760,14
5.5	Gastos administrativos	2 135,21
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación Distribución	71,52
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 094,93
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	98,43
5.11	Depreciaciones revaluadas	590,10
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	394,97
5.14	Otros gastos	397,37
	TOTAL GASTOS REGULADOS	39 080,40
	UTILIDAD O PÉRDIDA DE OPERACIÓN	3 322,41
	AFNOR-PROMEDIO	54 516,96
	CAPITAL DE TRABAJO	695,47
	BASE TARIFARIA	55 212,43
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	6,02%

Fuente: Elaboración propia

▪ **Liquidación de gastos 2020:**

[...]

Del resultado del análisis realizado por la IE se determinó que en ese periodo se sobreejecutaron ₡1 320,52 millones (ver documento "PT-

IE_RE_7737_Liq_Ctos_Gtos_DX_ [...]xls”), correspondientes a -¢1 294,42 millones de ingresos y ¢2 466,62 millones de costos y gastos y por último el ajuste en la rentabilidad (que surge por las variaciones en la base tarifaria) por la suma ¢148,33 millones.

[...]

Actualización de los gastos:

GTA_z

[...]

Análisis de costos y gastos:

Se procedió a comparar las cifras detalladas por la Cooperativa en su base de datos y los datos actualizados por la IE, respecto a los gastos estimados en la resolución RIE-010-2018, obteniendo las siguientes desviaciones:

Cuadro N.º 21
Comparativo monto actualizado costos y gastos
IE Vrs Coopelesca
2020
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	Coopelesca (Real)	ARESEP (Actualizado)	ARESEP (Estimado) ET-061- 2017	Coopelesca Liquidación GTAz	ARESEP Liquidación GTAz	Δ Abs Liq	Δ %	PesoΔ
Compras de energía y potencia	26 097,67	25 977,60	25 637,80	459,87	339,80	(120,07)	-35%	11%
Costos de operación y mantenimiento	4 183,63	3 536,49	4 059,39	124,24	(522,90)	(647,14)	124%	58%
Costos comerciales	1 748,61	1 710,29	1 166,44	582,16	543,85	(38,31)	-7%	3%
Gastos administrativos	2 091,59	2 061,45	1 730,80	360,79	330,65	(30,14)	-9%	3%
Canon de regulación	80,40	82,79	47,93	32,47	34,86	2,39	7%	0%
Gastos administrativos (asociados a Alumbrado Público)	21,66	-	-	21,66	-	(21,66)		2%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas	2 921,08	2 927,03	2 250,51	670,57	676,52	5,95	1%	-1%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 437,26	1 224,82	4,36	1 432,91	1 220,46	(212,44)	-17%	19%
Otros gastos	617,55	563,77	242,69	374,86	321,09	(53,77)	-17%	5%
Total Costos y Gastos	39 199,44	38 084,25	35 617,63	3 581,81	2 466,62	(1 115,20)	-45%	100%

Fuente: Elaboración propia.

[...]

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢2 728,23 millones, mientras que la Cooperativa presentó un saldo por la suma de ¢2 921,08 millones, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢2 927,03 millones, no existe diferencias significativas en esta rúbrica.

Esta cuenta a nivel regulatorio se compone por diferentes cuentas según la estructura de costos financieros de la Cooperativa, estas se revisaron y actualizaron, de su análisis se desprende lo siguiente:

✓ Depreciación activos en operación

Según la RIE-010-2018 el monto otorgado vía tarifa fue de ¢2 060,13 y ¢477,72 millones, por concepto de depreciación al costo y revaluada respectivamente, para un total de ¢2 537,85 millones, por su parte la Cooperativa señala en su base de datos que la ejecución de esta cuenta asciende a ¢2 831,35 millones (o bien también presenta los montos de ¢2 818,25 y ¢3 363,32 millones en el resumen de liquidación y su estado de resultados, respectivamente, sin separar la rúbrica de amortizaciones), mientras que la actualización de la IE fue por la suma de ¢2 874,75 millones (¢2 297,66 y ¢577,09 millones por la depreciación del periodo al costo y revaluada, respectivamente).

[...]

Una vez actualizada la totalidad de los gastos, se llega a determinar el GTAz, tal como se muestra seguidamente:

Cuadro N.º 22
Determinación del GTAz
Sistema de distribución
2020

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	IE	Δ
Dato real	39 199,44	38 084,25	(1 115,20)
Dato estimado	35 617,63	35 617,63	-
GTAz	3 581,81	2 466,62	(1 115,20)

Fuente: Elaboración propia

Nótese que en el caso de la Cooperativa el GTAz para el 2020 es de ¢3 581,81 millones (considerando la información de las bases de datos incluidas en el formulario "IE_RE_7737_Liq_Ctos_Gtos_DX_2020.xls"), lo cual es cercano al presentado en su archivo "Resumen de Liquidación 20-Dx.xls" que refiere a la suma de ¢3 592,59 millones, no obstante, no es igual.

Es así como se logra determinar que el monto a favor de la Cooperativa, únicamente por la proporción de los gastos, asciende a la suma de ¢2 466,62 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2020, afectando los ingresos vigentes para el 2022 y 2023.

Actualización de la rentabilidad:

[...]

Una vez que se actualiza la base tarifaria con estos valores se obtiene el AFNORP, el cual forma parte de la base tarifaria, esta última presenta los siguientes montos:

Cuadro N.º 23
Actualización de la base tarifaria
Sistema de distribución
2020
(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
Dato real	59 110,63	57 000,35	(2 110,28)
Dato estimado	54 535,44	54 535,44	-
Base Tarifaria	4 575,19	2 464,91	(2 110,28)

Fuente: Intendencia de Energía. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

[...]

Al determinar las desviaciones en la base tarifaria, se estima sobre estas el diferencial en el rédito para el desarrollo (en términos económicos), que se debe incorporar en la liquidación del periodo, tal como se muestra:

Cuadro N.° 24
Ajuste de la rentabilidad
Sistema de distribución
2020
(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
Diferencial de base tarifaria	4 575,19	2 464,91	(2 110,28)
Rédito	6,02%	6,02%	0,00%
Rentabilidad	275,31	148,33	(126,99)

Fuente: Elaboración propia. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

En el caso de la Cooperativa con la información correspondiente a la actualización de la rentabilidad para el 2020 es de ϕ 275,31 millones (considerando la información del formulario "IE-RE-7746 Base Tarifaria Dx2.xls"), mientras que en su archivo "Resumen de Liquidación 20-Dx.xls" refiere a la suma de ϕ 157,13 millones, sin embargo, con la actualización de esta Intendencia el monto a incluir en la liquidación es de ϕ 148,33 millones.

Efecto de la liquidación del 2020:

LI_z

Para la liquidación del periodo se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y la rentabilidad. Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario, por efecto de liquidación se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro N.° 25
Determinación de la liquidación del periodo (Liz)
Sistema de distribución
2020
(Datos expresados en millones de colones)

Resumen liquidación	COOPELESCA	ARESEP	Δ
ITAz	1 403,77	1 294,42	(109,35)
GAZ	3 581,81	2 466,62	(1 115,20)
Rentabilidad	275,31	148,33	(126,99)
Liz	2 453,36	1 320,52	(1 132,84)

Fuente: Elaboración propia. Nota: *En el caso de Coopelesca se determinó la desviación de las variables basada en la información que aportó en los diferentes archivos, citados previamente.

En el caso de la Cooperativa con la información suministrada, la liquidación para el 2020 es de ¢2 453,36 millones (considerando la información de los distintos formularios), mientras que en su archivo “Resumen de Liquidación 20-Dx.xls” refiere a la suma de ¢654,65 millones, sin embargo, con la actualización de esta Intendencia el monto por concepto de liquidación es de ¢1 320,52 millones.

Una vez definido el ajuste por liquidación tarifaria se procede a actualizar el estado de resultados tarifario del 2020, donde se visualiza el impacto de la liquidación y el equilibrio de las variables implícitas en el cálculo como por ejemplo el rédito para el desarrollo, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N.º 26
Estado de resultados ajustado y actualizado
Sistema de distribución
Datos expresados en millones de colones
2020

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	AJUSTADO POR ARESEP
4.	Ingresos	
4.1.	Ingresos por ventas de energía	39 993,73
4.9.	Otros Ingresos	972,30
	Ajustes y liquidaciones	(772,30)
	Ajuste Liquidación 2018	1 320,52
	TOTAL INGRESOS REGULADOS	41 514,25
5.	Egresos	
5.1	Compras de energía y potencia	25 977,60
5.3	Costos de operación y mantenimiento	3 536,49
5.4	Costos comerciales	1 710,29
5.5	Gastos administrativos	2 061,45
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación Distribución	82,79
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 297,66
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	52,28
5.11	Depreciaciones revaluadas	577,09
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 224,82
5.14	Otros gastos	563,77
	TOTAL GASTOS REGULADOS	38 084,25

UTILIDAD O PÉRDIDA DE OPERACIÓN	3 430,00
AFNOR-PROMEDIO	56 282,72
CAPITAL DE TRABAJO	717,63
BASE TARIFARIA	57 000,35
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	6,02%

Fuente: Elaboración propia

Efecto de la liquidación de 2018, 2019 y 2020:

LI_z

Para la liquidación se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y la rentabilidad, de cada periodo (2018, 2019 y 2020).

Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario de los tres años, se obtienen los siguientes resultados por efecto de liquidación:

Cuadro N.º 27
Determinación de LI_z
Sistema de distribución
Acumulados periodos 2018, 2019 y 2020
(Datos expresados en millones de colones)

Resumen liquidación	COOPELESCA	ARESEP	Δ
ITAz	5 183,68	4 242,26	(941,42)
GTAz	11 120,33	7 324,31	(3 796,02)
Rentabilidad	436,07	196,68	(239,40)
Liz	6 372,72	3 278,72	(3 094,00)

Fuente: Elaboración propia. Nota: *En el caso de Coopelesca se determinó la desviación de las variables basada en la información que aportó en los diferentes archivos, citados previamente.

Nótese que en el caso de Coopelesca con la información suministrada, la liquidación para el 2018, 2019 y 2020 asciende a ϕ 6 372,72 millones (considerando la información de los distintos formularios), mientras que en sus archivos “Resumen de Liquidación [...]” refieren a la suma de ϕ 3 044,76 millones, mismo monto que incluyen en su pretensión de ajuste tarifario; sin embargo, con la actualización de esta Intendencia el monto a incluir por concepto de liquidación por los tres periodos es de ϕ 3 278,72 millones.

El efecto acumulado de esta liquidación ajustará los ingresos del 2022 y 2023, en las sumas de ϕ 1 328,70 y ϕ 1 950,02 millones respectivamente,

lo que implica un impacto en las tarifas de esos periodos en el orden del 3,28% y 4,68% respectivamente.

b) Estimaciones para los periodos del 2021 al 2023:

Estimación de costos y gastos del 2021 al 2023:

En este apartado se desarrollará el procedimiento de proyección de costos y gastos establecido mediante la resolución RJD-139-2015 descrito en la sección “II METODOLOGIA TARIFARIA” de este informe.

[...]

Se detalla a continuación la comparativa entre lo solicitado por la Cooperativa y lo incorporado por la IE en el cálculo tarifario:

Cuadro N.º 28
Comparativa
Proyección costos y gastos
2021
(Monto en millones de colones)

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	COOPE LESCA	ARESEP	2021	
				Δ ABS	Δ %
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de energía y potencia	24 924,81	26 194,64	1 269,83	5%
5.3	Costos de operación y mantenimiento	4 428,87	3 681,12	- 747,76	-17%
5.4	Costos comerciales	1 830,35	1 779,03	- 51,32	-3%
5.5	Gastos administrativos	2 507,67	2 484,33	- 23,34	-1%
5.5.1.07.06.01	Canon de regulación	71,16	71,71	0,55	1%
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	3 963,66	2 547,89	- 565,22	-14%
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	0,00	187,52	0,00	0%
5.11	Depreciaciones del ejercicio revaluadas	0,00	663,03	0,00	0%
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 082,81	1 082,81	0,00	0%
5.14	Otros gastos	554,72	383,33	- 171,40	-31%
	Total de gastos	39 364,05	39 075,39	288,66	1%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

Cuadro N.° 29
Comparativa
Proyección costos y gastos
2022
(Monto en millones de colones)

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	COOPE LESCA	ARESEP	2022	
				Δ ABS	Δ %
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de energía y potencia	26 521,69	26 809,17	287,48	1%
5.3	Costos de operación y mantenimiento	4 952,14	4 255,66	- 696,48	-14%
5.4	Costos comerciales	1 866,96	1 803,61	- 63,35	-3%
5.5	Gastos administrativos	2 536,72	2 490,48	- 46,24	-2%
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación	63,83	72,70	8,87	14%
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	4 453,44	2 916,65	- 610,84	-14%
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	0,00	212,59	0,00	0%
5.11	Depreciaciones del ejercicio revaluadas	0,00	713,36	0,00	0%
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 403,67	914,25	- 489,42	-35%
5.14	Otros gastos	499,50	506,13	6,63	1%
	Total de gastos	42 297,95	40 694,60	1 603,35	4%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

Cuadro N.° 30
Comparativa
Proyección costos y gastos
2023
(Monto en millones de colones)

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	COOPE LESCA	ARESEP	2023	
				Δ ABS	Δ %
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de energía y potencia	27 549,35	27 300,73	- 248,62	-1%
5.3	Costos de operación y mantenimiento	4 608,30	3 880,94	- 727,36	-16%
5.4	Costos comerciales	1 904,30	1 825,25	- 79,04	-4%
5.5	Gastos administrativos	2 493,12	2 443,36	- 49,77	-2%
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación	65,11	73,57	8,46	13%
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	4 757,46	3 226,48	- 563,73	-12%
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	0,00	214,73	0,00	0%
5.11	Depreciaciones del ejercicio revaluadas	0,00	752,52	0,00	0%
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 390,33	897,56	- 492,77	-35%
5.14	Otros gastos	492,06	478,52	- 13,55	-3%
	Total de gastos	43 260,03	41 093,65	2 166,38	5%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

[...]

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Para esta cuenta la Cooperativa presentó saldos por las sumas de ¢3 963,66, ¢4 453,44 y ¢4 757,46 millones, para el 2021, 2022 y 2023 respectivamente, estos montos corresponden a la sumatoria de las depreciaciones y a las amortizaciones de activos; en el tanto, los datos estimados por la IE corresponden a ¢3 398,44, ¢3 842,61 y ¢4 193,73 millones, para los mismos periodos, las diferencias entre ambas estimaciones ascienden a los montos de ¢565,44, ¢610,84 y ¢563,73 millones, en el mismo orden citados.

Esta cuenta a nivel regulatorio se compone por diferentes cuentas según la estructura de costos financieros de la Cooperativa, estas se revisaron y actualizaron, de su análisis se desprende lo siguiente:

- ✓ Depreciación activos en operación

En el apartado “e. Base tarifaria” de este informe se exponen los montos estimados por la intendencia para cada periodo tanto al costo como revaluados.

[...]

Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito para el desarrollo obtenido de 5,29% y 5,33% para los años 2022 y 2023 respectivamente, este último ajustado por redondeo, y rédito ajustado por plazo del 1,38% para el año 2021, se concluye que el servicio de distribución que presta Coopelesca requiere ingresos por ventas de energía por los montos de ¢37 281,10, ¢42 729,90 y ¢43 926,00 millones para los periodos 2021, 2022 y 2023, respectivamente, lo que representa incrementos promedio del 5,20%, 5,39% y 5,39%, en la estructura de costos y gastos sin el cargo por concepto de Costo Variable de Generación (CVG) vigentes a partir del 01 de octubre del 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2021, 01 de enero al 31 de diciembre del 2022 y por último 01 de enero al 31 de diciembre del 2023, en el mismo orden citados.

En el apartado “V. Estructura Tarifaria” se incluye un cuadro con el aumento general que percibirán los usuarios del sistema de distribución.

De esta forma se mantiene el criterio de Aresep para la entrada en vigencia de los ajustes en las tarifas de las empresas eléctricas, de tal manera que coincidan con las fechas de entrada en vigencia que establece la metodología de Costo Variable de Generación (CVG) la cual es aplicable a todas las tarifas del sector (1 de enero, 1 de abril, 1 de julio y 1 de octubre).

COOPELESCA
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
PROYECCIONES FINANCIERAS
CIFRAS MILLONES DE COLONES

Descripción	2021		Variación	Variación
	Cifras según COOPELESCA	Cifras según ARESEP	Absoluta	Porc
Ingresos por Ventas	38.129,60	37.281,10	- 848,50	-2%
Ventas de alumbrado público	-	458,60	-	0%
Tarifa de acceso	-	43,54	-	0%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	38.129,60	37.783,24	- 346,36	-1%
OTROS INGRESOS REGULADOS				
Otros Ingresos regulados	2.137,94	2.137,94	-	0%
Liquidación del periodo anterior (2018 a 2020)	83,54	-	-	0%
TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS	2.221,48	2.137,94	- 83,54	-4%
TOTAL INGRESOS REGULADOS	40.351,08	39.921,18	- 429,90	-1%
MENOS:				
COMPRAS DE ENERGÍA				
Compra a ICE-Generación	-	4.948,00		
Compra a ICE-transmisión	-	2.050,90		
Compra a COOPELESCA-Generación	-	9.329,94		
Compra a CONELECTRICAS	-	3.675,40		
Compra a CUBUJUQUÍ	-	6.190,40		
COMPRAS DE ENERGÍA	24.924,81	26.194,64	1.269,83	5%
UTILIDAD BRUTA	15.426,27	13.726,54	- 1.699,73	-11%
MENOS:				
GASTOS GENERALES				
Gastos de operación y mantenimiento	4.428,87	3.681,12	- 747,76	-17%
Gastos de comercialización	1.830,35	1.779,03	- 51,32	-3%
Gastos administrativos	2.507,67	2.484,33	- 23,34	-1%
Canon de regulación	71,16	71,71	0,55	1%
Depreciaciones del ejercicio al costo	3.963,66	2.547,89	- 565,22	-14%
Amortizaciones del ejercicio al costo	-	187,52	-	0%
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	-	663,03	-	0%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	1.082,81	1.082,81	-	0%
OTROS GASTOS				
Comisiones Bancarias Financieras	2,77	2,72		
Servicios e impuestos municipales y servicios (...)	3,60	3,53		
Indemnizaciones	-	-		
Desconexiones y Reconexiones (RX)	-	129,02		
Impuesto al valor agregado (IVA)	548,35	248,06		
TOTAL DE OTROS GASTOS	554,72	383,33	- 171,40	-31%
TOTAL GASTOS GENERALES	14.439,24	12.880,75	- 1.558,49	-11%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	39.364,05	39.075,39	288,66	1%
UTILIDAD (O PÉRDIDA) DEL PERIODO	903,49	845,79	- 57,70	-6%
AFNOR-PROMEDIO	64.808,83	60.428,90	- 4.379,93	-7%
CAPITAL DE TRABAJO	823,68	823,68	-	0%
BASE TARIFARIA	65.632,51	61.252,58	- 4.379,93	-7%
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	1,38%	1,38%		

COOPELESCA
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
PROYECCIONES FINANCIERAS
CIFRAS MILLONES DE COLONES

Descripción	2022		Variación	Variación
	Cifras según COOPELESCA	Cifras según ARESEP	Absoluta	Porc
Ingresos por Ventas	43.737,79	42.729,90	(1.007,89)	-2%
Ventas de alumbrado público	-	494,70	-	0%
Tarifa de acceso	-	55,13	-	0%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	43.737,79	43.279,73	(458,06)	-1%
OTROS INGRESOS REGULADOS				
Otros Ingresos regulados	2.285,83	2.285,83	-	0%
Liquidación del periodo anterior (2018 a 2020)	282,47	1.328,70	-	0%
TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS	2.568,30	957,13	(1.611,17)	-63%
TOTAL INGRESOS REGULADOS	46.306,09	44.236,86	(2.069,23)	-4%
MENOS:				
COMPRAS DE ENERGÍA				
Compra a ICE-Generación	-	5.877,80		
Compra a ICE-transmisión	-	2.135,00		
Compra a COOPELESCA-Generación	-	9.153,27		
Compra a CONELECTRICAS	-	3.451,90		
Compra a CUBUJUQUÍ	-	6.191,20		
COMPRAS DE ENERGÍA	26.521,69	26.809,17	287,48	1%
UTILIDAD BRUTA	19.784,40	17.427,69	(2.356,71)	-12%
MENOS:				
GASTOS GENERALES				
Gastos de operación y mantenimiento	4.952,14	4.255,66	(696,48)	-14%
Gastos de comercialización	1.866,96	1.803,61	(63,35)	-3%
Gastos administrativos	2.536,72	2.490,48	(46,24)	-2%
Canon de regulación	63,83	72,70	8,87	14%
Depreciaciones del ejercicio al costo	4.453,44	2.916,65	(1.536,79)	-34%
Amortizaciones del ejercicio al costo	-	212,59	-	0%
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	-	713,36	-	0%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	1.403,67	914,25	(489,42)	-35%
OTROS GASTOS				
Comisiones Bancarias Financieras	2,83	2,75	-0,08	-3%
Servicios e impuestos municipales y servicios (...)	3,67	3,58	-0,09	-2%
Indemnizaciones	-	-	-	0%
Desconexiones y Reconexiones (RX)	-	65,80	-	0%
Impuesto al valor agregado (IVA)	493,00	434,00	-59,00	-12%
TOTAL DE OTROS GASTOS	499,50	506,13	6,63	1%
TOTAL GASTOS GENERALES	15.776,26	13.885,43	(1.890,83)	-12%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	42.297,95	40.694,60	1.603,35	4%
UTILIDAD (O PÉRDIDA) DEL PERIODO	3.725,67	3.542,26	(183,41)	-5%
AFNOR-PROMEDIO	70.491,79	66.038,05	(4.453,74)	-6%
CAPITAL DE TRABAJO	881,18	881,18	-	0%
BASE TARIFARIA	71.372,97	66.919,23	(4.453,74)	-6%
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	5,22%	5,29%		

COOPELESCA
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
PROYECCIONES FINANCIERAS
CIFRAS MILLONES DE COLONES

Descripción	2023		Variación	Variación
	Cifras según COOPELESCA	Cifras según ARESEP	Absoluta	Porc
Ingresos por Ventas	44.751,26	43.926,00	(825,26)	-2%
Ventas de alumbrado público	-	501,20	-	0%
Tarifa de acceso	-	55,77	-	0%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	44.751,26	44.482,97	(268,28)	-1%
OTROS INGRESOS REGULADOS				
Otros Ingresos regulados	2.331,01	2.331,01	-	0%
Liquidación del periodo anterior (2018 a 2020)	2.677,95	1.950,02	-	0%
TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS	5.008,96	380,99	(4.627,97)	-92%
TOTAL INGRESOS REGULADOS	49.760,22	44.863,96	(4.896,26)	-10%
MENOS:				
COMPRAS DE ENERGÍA				
Compra a ICE-Generación	-	6.500,90		
Compra a ICE-transmisión	-	2.171,40		
Compra a COOPELESCA-Generación	-	9.032,83		
Compra a CONELECTRICAS	-	3.451,90		
Compra a CUBUJUQUÍ	-	6.143,70		
COMPRAS DE ENERGÍA	27.549,35	27.300,73	(248,62)	-1%
UTILIDAD BRUTA	22.210,87	17.563,23	(4.647,64)	-21%
MENOS:				
GASTOS GENERALES				
Gastos de operación y mantenimiento	4.608,30	3.880,94	(727,36)	-16%
Gastos de comercialización	1.904,30	1.825,25	(79,04)	-4%
Gastos administrativos	2.493,12	2.443,36	(49,77)	-2%
Canon de regulación	65,11	73,57	8,46	13%
Depreciaciones del ejercicio al costo	4.757,46	3.226,48	(563,73)	-12%
Amortizaciones del ejercicio al costo	-	214,73	-	0%
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	-	752,52	-	0%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	1.390,33	897,56	(492,77)	-35%
OTROS GASTOS				
Comisiones Bancarias Financieras	2,88	2,79		
Servicios e impuestos municipales y servicios (...)	3,75	3,62		
Indemnizaciones	-	-		
Desconexiones y Reconexiones (RX)	-	32,90		
Impuesto al valor agregado (IVA)	485,43	439,20		
TOTAL DE OTROS GASTOS	492,06	478,52	(13,55)	-3%
TOTAL GASTOS GENERALES	15.710,68	13.792,92	(1.917,76)	-12%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	43.260,03	41.093,65	2.166,38	5%
UTILIDAD (O PÉRDIDA) DEL PERIODO	3.822,24	3.770,31	(51,93)	-1%
AFNOR-PROMEDIO	72.381,28	69.831,72	(2.549,56)	-4%
CAPITAL DE TRABAJO	841,64	841,64	-	0%
BASE TARIFARIA	73.222,93	70.673,36	(2.549,56)	-3%
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	5,22%	5,33%		

Composición de la variación en la tarifa	Ingresos adicionales	% de aumento promedio
<i>Efecto de liquidación 2018</i>	869,15	
<i>Efecto de liquidación 2019</i>	1.089,05	
<i>Efecto de liquidación 2020</i>	1.320,52	
<i>Efecto Ordinario 2021</i>	507,10	5,20%
<i>Efecto ordinario 2022 + liquidaciones</i>	2.183,03	5,39%
<i>Efecto ordinario 2023 + liquidaciones</i>	2.271,86	5,39%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado de análisis financiero, específicamente los puntos a) Liquidaciones de gastos de los períodos 2018, 2019 y 2020 y b) Estimaciones para los períodos 2021, 2022 y 2023, se lean de la siguiente manera:

f. Análisis Financiero

a. Liquidaciones de gastos de los períodos 2018, 2019 y 2020:

En este apartado se desarrollará el procedimiento de liquidación establecido mediante la resolución RJD-139-2015 descrito en la sección “II METODOLOGIA TARIFARIA” de este informe.

▪ Liquidación de gastos 2018:

[...]

Del resultado del análisis realizado utilizando las bases de datos proporcionadas en los formularios regulatorios, aplicando todos los criterios descritos con anterioridad, la IE determinó que en el periodo con respecto a las tarifas vigentes se sobreejecutaron ϕ 933,05 millones (ver documento “**IE_RE_7744_ERT Dist-Liq 2018.xlsx**”), correspondientes a ϕ 533,38 millones de ingresos (ITA) y ϕ 1 456,51 millones de costos y gastos (GTAz) y por último el ajuste en la rentabilidad (que surge por las variaciones en la base tarifaria) por la suma ϕ 9,92 millones.

[...]

Actualización de los gastos:

GTA_z

[...]

Análisis de costos y gastos:

Se procedió a comparar las cifras detalladas por la Cooperativa en su base de datos y los datos actualizados por la IE, respecto a los gastos estimados en la resolución RIE-010-2018, obteniendo las siguientes desviaciones:

Cuadro N.° 31
Comparativo monto actualizado costos y gastos
IE Vrs Coopelesca
2018
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	Coopelesca (Real)	ARESEP (Actualizado)	ARESEP (Estimado) ET-061- 2017	Coopelesca Liquidación GTAz	ARESEP Liquidación GTAz	Δ Abs Liq	Δ %	PesoΔ
Compras de energía y potencia	26 942,98	26 377,00	25 637,80	1 305,18	739,20	(565,98)	-77%	37%
Costos de operación y mantenimiento	4 368,26	3 542,12	4 059,39	308,87	(517,27)	(826,15)	160%	54%
Costos comerciales	1 629,86	1 628,79	1 166,44	463,42	462,35	(1,07)	0%	0%
Gastos administrativos	2 113,72	2 093,08	1 730,80	382,92	362,28	(20,64)	-6%	1%
Canon de regulación	55,20	55,20	47,93	7,27	7,27	-	0%	0%
Gastos administrativos (asociados a Alumbrado Público)	52,06	-	-	52,06	-	(52,06)		3%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas	2 681,24	2 617,13	2 728,23	(46,99)	(111,10)	(64,11)	-17%	4%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	538,32	538,32	4,36	533,96	533,96	-	0%	0%
Otros gastos	224,08	222,52	242,69	(18,60)	(20,17)	(1,57)	8%	0%
Total Costos y Gastos	38 605,71	37 074,14	35 617,63	2 988,08	1 456,51	(1 531,57)	105%	100%

Fuente: Elaboración propia

[...]

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢2 728,23 millones, mientras que la Cooperativa presentó en su estado de resultados un saldo por la suma de ¢2 618,57 millones, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢2 617,13 millones, la diferencia asciende a ¢1,44 millones.

Esta cuenta a nivel regulatorio se compone por diferentes cuentas según la estructura de costos financieros de la Cooperativa, estas se revisaron y actualizaron, de su análisis se desprende lo siguiente:

✓ Depreciación activos en operación

Según la RIE-010-2018 el monto otorgado vía tarifa fue de ¢2 060,13 y ¢477,72 millones, por concepto de depreciación al costo y revaluada respectivamente, para un total de ¢2 537,85 millones, por su parte la Cooperativa señala en su base de datos que la ejecución de esta cuenta asciende a ¢2 564,91 millones (o bien también presenta los montos de ¢2 502,24 y ¢2 618,57 millones en el resumen de liquidación y su estado de resultados, respectivamente, estos últimos sin separar la rúbrica de amortizaciones), mientras que la actualización de la IE fue por la suma de ¢2 514,04 millones (¢2 106,56 y ¢407,48 millones por la depreciación del periodo al costo y revaluada, respectivamente).

[...]

Una vez actualizada la totalidad de los gastos, se llega a determinar el GTAz, tal como se muestra seguidamente:

Cuadro N.º 32
Determinación del GTAz
Sistema de distribución
2018

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	IE	Δ
Dato real	38 605,71	37.074,14	(1.531,57)
Dato estimado	35 617,63	35 617,63	-
GTAz	2 988,08	1.456,51	(1.531,57)

Fuente: Elaboración propia

En el caso de la Cooperativa el GTAz para el 2018 es de ¢2 988,08 millones (considerando la información de las bases de datos incluidas en el formulario "IE_RE_7737_Liquidación_Costos_y_Gastos_Distribución_2018.xls), lo cual es diferente al presentado en su archivo "Resumen de Liquidación 20-Dx.xls" que refiere a la suma de ¢2 692,00 millones.

Es así como se logra determinar que el monto a favor de la Cooperativa, únicamente por la proporción de los gastos, asciende a la suma de ¢1 456,51 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2018, afectando los ingresos vigentes para el 2022 y 2023.

Actualización de la rentabilidad:

[...]

Una vez que se actualiza la base tarifaria con estos valores se obtiene el AFNORP, el cual forma parte de la base tarifaria, esta última presenta los siguientes montos:

Cuadro N.º 33
Actualización de la base tarifaria
Sistema de distribución
2018
(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
Dato real	55 121,22	54.700,21	(421,01)
Dato estimado	54 535,44	54 535,44	-
Base Tarifaria	585,78	164,77	(421,01)

Fuente: Intendencia de Energía. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

[...]

Al determinar las desviaciones en la base tarifaria, se estima sobre estas el diferencial en el rédito para el desarrollo (en términos económicos), que se debe incorporar en la liquidación del periodo, tal como se muestra:

Cuadro N.º 34
Ajuste de la rentabilidad
Sistema de distribución
2018
(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
Diferencial de base tarifaria	585,78	164,77	(421,01)
Rédito	6,02%	6,02%	0,00%

Rentabilidad	35,25	9,92	(25,33)
---------------------	--------------	-------------	----------------

Fuente: Elaboración propia. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

En el caso de la Cooperativa con la información correspondiente la actualización de la rentabilidad para el 2018 es de ¢35,25 millones (considerando la información del formulario "IE-RE-7746 Base Tarifaria Dx2.xls" y su archivo "Resumen de Liquidación 18-Dx.xls"), con la actualización de esta Intendencia el monto a incluir en la liquidación es de ¢9,92 millones.

Efecto de la liquidación del 2018:

LI_z

Para la liquidación del periodo se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y la rentabilidad. Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario, por efecto de liquidación se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro N.º 35
Determinación de la liquidación del periodo (Liz)
Sistema de distribución
2018

(Datos expresados en millones de colones)

Resumen liquidación	COOPELESCA	ARESEP	Δ
ITAz	730,82	533,38	(197,44)
GTAz	2 988,08	1.456,51	(1.531,57)
Rentabilidad	35,25	9,92	(25,33)
Liz	2 292,51	933,05	(1.359,47)

Fuente: Elaboración propia. Nota: *En el caso de Coopesca se determinó la desviación de las variables basada en la información que aportó en los diferentes archivos, citados previamente.

En el caso de la Cooperativa con la información suministrada, la liquidación para el 2018 es de ¢2 292,51 millones (considerando la información de los distintos formularios), mientras que en su archivo "Resumen de Liquidación 20-Dx.xls" refiere a la suma de ¢1 368,12 millones, sin embargo, con la actualización de esta Intendencia el monto por concepto de liquidación es de ¢933,05 millones.

Una vez definido el ajuste por liquidación tarifaria se procede a actualizar el estado de resultados tarifario del 2018, donde se visualiza el impacto de la liquidación y el equilibrio de las variables implícitas en el cálculo como por ejemplo el rédito para el desarrollo, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N.° 36
Estado de resultados ajustado y actualizado
Sistema de distribución
Datos expresados en millones de colones
2018

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	AJUSTADO POR ARESEP
4.	Ingresos	
4.1.	Ingresos por ventas de energía	38.690,90
4.9.	Otros Ingresos	1.374,50
	Ajustes y liquidaciones	(632,71)
	Ajuste Liquidación 2018	933,05
TOTAL INGRESOS REGULADOS		40.365,74
5.	Egresos	
5.1	Compras de energía y potencia	26 377,00
5.3	Costos de operación y mantenimiento	3 542,11
5.4	Costos comerciales	1 628,79
5.5	Gastos administrativos	2 093,08
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación Distribución	55,20
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	2.106,56
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	103,09
5.11	Depreciaciones revaluadas	407,48
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	538,32
5.14	Otros gastos	222,18
TOTAL GASTOS REGULADOS		37.074,14
UTILIDAD O PÉRDIDA DE OPERACIÓN		3.291,59
		AFNOR-PROMEDIO
		54.000,87
		CAPITAL DE TRABAJO
		699,34
BASE TARIFARIA		54.700,21
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA		6,02%

▪ **Fuente:** Elaboración propia

▪ **Liquidación de gastos 2019:**

[...]

Del resultado del análisis realizado utilizando las bases de datos proporcionadas en los formularios regulatorios, aplicando todos los criterios descritos con anterioridad, la IE determinó que en el periodo con respecto a las tarifas vigentes se sobreejecutaron ¢1 140,19 millones (ver documento “**IE_RE_7744_ERT Dist-Liq 2019.xlsx**”), correspondientes a ¢2 414,46 millones de ingresos (ITA) y ¢3 523,05 millones de costos y gastos (GTAz) y por último el ajuste en la rentabilidad (que surge por las variaciones en la base tarifaria) por la suma ¢31,60 millones.

[...]

Actualización de los gastos:

GTA_z

Análisis de costos y gastos:

Se procedió a comparar las cifras detalladas por la Cooperativa en su base de datos y los datos actualizados por la IE, respecto a los gastos estimados en la resolución RIE-010-2018, obteniendo las siguientes desviaciones:

Cuadro N.º 37
Comparativo monto actualizado costos y gastos
IE Vrs Coopelesca
2019
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	Coopelesca (Real)	ARESEP (Actualizado)	ARESEP (Estimado) ET-061- 2017	Coopelesca Liquidación GTAz	ARESEP Liquidación GTAz	Δ Abs Liq	Δ %	PesoΔ
Compras de energía y potencia	28 312,28	27 999,00	25 637,80	2 674,48	2 361,20	(313,28)	-13%	30%
Costos de operación y mantenimiento	4 283,84	3 538,73	4 059,39	224,45	(520,66)	(745,11)	143%	73%
Costos comerciales	1 793,07	1 760,14	1 166,44	626,62	593,69	(32,93)	-6%	3%
Gastos administrativos	2 166,73	2 135,21	1 730,80	435,93	404,41	(31,52)	-8%	3%
Canon de regulación	71,52	71,52	47,93	23,59	23,59	-	0%	0%
Gastos administrativos (asociados a Alumbrado Público)	68,87	-	-	68,87	-	(68,87)		7%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas	2 678,39	2.843,74	2 250,51	(49,84)	115,51	165,35	143%	-16%

Pérdidas por deterioro y desvalorización	394,97	394,97	4,36	390,61	390,61	-	0%	0%
Otros gastos	398,39	397,37	242,69	155,70	154,69	(1,01)	-1%	0%
Total Costos y Gastos	40 168,06	39.140,68	35 617,63	4 550,43	3.523,05	(1.027,38)	-29%	100%

Fuente: Elaboración propia

[...]

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢2 728,23 millones, mientras que la Cooperativa presentó en su estado de resultados un saldo por la suma de ¢2 749,56 millones, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢2 843,74 millones, la diferencia asciende a ¢94,19 millones.

Esta cuenta a nivel regulatorio se compone por diferentes cuentas según la estructura de costos financieros de la Cooperativa, estas se revisaron y actualizaron, de su análisis se desprende lo siguiente:

✓ Depreciación activos en operación

Según la RIE-010-2018 el monto otorgado vía tarifa fue de ¢2 060,13 y ¢477,72 millones, por concepto de depreciación al costo y revaluada respectivamente, para un total de ¢2 537,85 millones, por su parte la Cooperativa señala en su base de datos que la ejecución de esta cuenta asciende a ¢2 568,20 millones (o bien también presenta los montos de ¢2 668,61 y ¢2 749,56 millones en el resumen de liquidación y su estado de resultados, respectivamente, estos últimos sin separar la rúbrica de amortizaciones), mientras que la actualización de la IE fue por la suma de ¢2 745,31 millones (¢2 230,26 y ¢ 515,05 millones por la depreciación del periodo al costo y revaluada, respectivamente).

[...]

Una vez actualizada la totalidad de los gastos, se llega a determinar el GTAz, tal como se muestra seguidamente:

Cuadro N.º 38
Determinación del GTAz
Sistema de distribución
2019

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	IE	Δ
Dato real	40 168,06	39.140,68	(1.027,38)
Dato estimado	35 617,63	35 617,63	-
GTaz	4 550,43	3.523,05	(1.027,38)

Fuente: Elaboración propia

En el caso de la Cooperativa el GTAz para el 2019 es de ¢4 550,43 millones (considerando la información de las bases de datos incluidas en el formulario "IE_RE_7737_Liquidación_Costos_y_Gastos_Distribución_2019.xls"), lo cual es diferente al presentado en su archivo "Resumen de Liquidación 20-Dx.xls" que refiere a la suma de ¢4 686,00 millones.

Es así como se logra determinar que el monto a favor de la Cooperativa, únicamente por la proporción de los gastos, asciende a la suma de ¢3 523,05 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2019, afectando los ingresos vigentes para el 2022 y 2023.

Actualización de la rentabilidad:

[...]

Una vez que se actualiza la base tarifaria con estos valores se obtiene el AFNORP, el cual forma parte de la base tarifaria, esta última presenta los siguientes montos:

Cuadro N.º 39
Actualización de la base tarifaria
Sistema de distribución
2019

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
Dato real	56 621,47	55.060,56	(1.560,91)
Dato estimado	54 535,44	54 535,44	-
Base Tarifaria	2 086,03	525,12	(1.560,91)

Fuente: Intendencia de Energía. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

[...]

Al determinar las desviaciones en la base tarifaria, se estima sobre estas el diferencial en el rédito para el desarrollo (en términos económicos), que se debe incorporar en la liquidación del periodo, tal como se muestra:

Cuadro N.º 40
Ajuste de la rentabilidad
Sistema de distribución
2019

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
Diferencial de base tarifaria	2 086,03	525,12	(1.560,91)
Rédito	6,02%	6,02%	0,00%
Rentabilidad	125,53	31,60	(93,93)

Fuente: Elaboración propia. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

En el caso de la Cooperativa con la información correspondiente la actualización de la rentabilidad para el 2019 es de ¢125,53 millones (considerando la información del formulario "IE-RE-7746 Base Tarifaria Dx2.xls" y su archivo "Resumen de Liquidación 19-Dx.xls") indican un monto de ¢70,00 millones, con la actualización de esta Intendencia el monto a incluir en la liquidación es de ¢31,60 millones.

Efecto de la liquidación del 2019:

LI_z

Para la liquidación del periodo se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y la rentabilidad. Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario, por efecto de liquidación se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro N.º 41
Determinación de la liquidación del periodo (Liz)
Sistema de distribución
2019

(Datos expresados en millones de colones)

Resumen liquidación	COOPELESCA	ARESEP	Δ
ITAz	3 049,10	2 414,46	(634,64)
GTAz	4 550,43	3.523,05	(1.027,38)
Rentabilidad	125,53	31,60	(93,93)
Liz	1 626,86	1.140,19	(486,67)

Fuente: Elaboración propia. Nota: *En el caso de Coopelesca se determinó la desviación de las variables basada en la información que aportó en los diferentes archivos, citados previamente.

En el caso de la Cooperativa con la información suministrada, la liquidación para el 2019 es de ¢1 626,86 millones (considerando la información de los distintos formularios), mientras que en su archivo "Resumen de Liquidación 20-Dx.xls" refiere a la suma de ¢1 021,52 millones, sin embargo, con la actualización de esta Intendencia el monto por concepto de liquidación es de ¢1 140,19 millones.

Una vez definido el ajuste por liquidación tarifaria se procede a actualizar el estado de resultados tarifario del 2019, donde se visualiza el impacto de la liquidación y el equilibrio de las variables implícitas en el cálculo como por ejemplo el rédito para el desarrollo, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N.° 42
Estado de resultados ajustado y actualizado
Sistema de distribución
Datos expresados en millones de colones
2019

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	AJUSTADO POR ARESEP
4.	Ingresos	
4.1.	Ingresos por ventas de energía	41.838,13
4.9.	Otros Ingresos	1.143,54
	Ajustes y liquidaciones	(1 667,90)
	Ajuste Liquidación 2019	1.140,19
	TOTAL INGRESOS REGULADOS	42.453,95
5.	Egresos	
5.1	Compras de energía y potencia	27 999,00
5.3	Costos de operación y mantenimiento	3 538,73
5.4	Costos comerciales	1 760,14
5.5	Gastos administrativos	2 135,21
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación Distribución	71,52
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	2.230,26
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	98,43
5.11	Depreciaciones revaluadas	515,05
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	394,97
5.14	Otros gastos	397,37
	TOTAL GASTOS REGULADOS	39.140,68
	UTILIDAD O PÉRDIDA DE OPERACIÓN	3.313,28
	AFNOR-PROMEDIO	54.365,09
	CAPITAL DE TRABAJO	695,47
	BASE TARIFARIA	55.060,56
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	6,02%

Fuente: Elaboración propia

▪ **Liquidación de gastos 2020:**

[...]

Del resultado del análisis realizado por la IE se determinó que en ese periodo se sobreejecutaron ₡1 340,88 millones (ver documento “PT-IE_RE_7737_Liq_Ctos_Gtos_DX_ [...].xls”), correspondientes a -₡1 294,42 millones de ingresos y ₡2 505,29 millones de costos y gastos y por último el ajuste en la rentabilidad (que surge por las variaciones en la base tarifaria) por la suma ₡130,01 millones.

[...]

Actualización de los gastos:

GTA_z

[...]

Análisis de costos y gastos:

Se procedió a comparar las cifras detalladas por la Cooperativa en su base de datos y los datos actualizados por la IE, respecto a los gastos estimados en la resolución RIE-010-2018, obteniendo las siguientes desviaciones:

Cuadro N.º 43
Comparativo monto actualizado costos y gastos
IE Vrs Coopelesca
2020
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	Coopelesca (Real)	ARESEP (Actualizado)	ARESEP (Estimado) ET-061- 2017	Coopelesca Liquidación GTA _z	ARESEP Liquidación GTA _z	Δ Abs Liq	Δ %	PesoΔ
Compras de energía y potencia	26 097,67	25 977,60	25 637,80	459,87	339,80	(120,07)	-35%	11%
Costos de operación y mantenimiento	4 183,63	3 536,49	4 059,39	124,24	(522,90)	(647,14)	124%	60%
Costos comerciales	1 748,61	1 710,29	1 166,44	582,16	543,85	(38,31)	-7%	4%
Gastos administrativos	2 091,59	2 061,45	1 730,80	360,79	330,65	(30,14)	-9%	3%
Canon de regulación	80,40	82,79	47,93	32,47	34,86	2,39	7%	0%
Gastos administrativos (asociados a Alumbrado Público)	21,66	-	-	21,66	-	(21,66)		2%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas	2 921,08	2.965,71	2.728,23	192,85	237,48	44,63	19%	-4%

Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 437,26	1 224,82	4,36	1 432,91	1 220,46	(212,44)	-17%	20%
Otros gastos	617,55	563,77	242,69	374,86	321,09	(53,77)	-17%	5%
Total Costos y Gastos	39 199,44	38.122,92	35 617,63	3 581,81	2.505,29	(1.076,52)	-43%	100%

Fuente: Elaboración propia.

[...]

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢2 728,23 millones, mientras que la Cooperativa presentó en su estado de resultados un saldo por la suma de ¢3 363,32 millones, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢2 965,71 millones, la diferencia asciende a ¢397,61 millones.

Esta cuenta a nivel regulatorio se compone por diferentes cuentas según la estructura de costos financieros de la Cooperativa, estas se revisaron y actualizaron, de su análisis se desprende lo siguiente:

✓ Depreciación activos en operación

Según la RIE-010-2018 el monto otorgado vía tarifa fue de ¢2 060,13 y ¢477,72 millones, por concepto de depreciación al costo y revaluada respectivamente, para un total de ¢2 537,85 millones, por su parte la Cooperativa señala en su base de datos que la ejecución de esta cuenta asciende a ¢2 831,35 millones (o bien también presenta los montos de ¢2 818,25 y ¢3 363,32 millones en el resumen de liquidación y su estado de resultados, respectivamente, sin separar la rúbrica de amortizaciones), mientras que la actualización de la IE fue por la suma de ¢2 913,43 millones (¢2 409,18 y ¢504,25 millones por la depreciación del periodo al costo y revaluada, respectivamente).

[...]

Una vez actualizada la totalidad de los gastos, se llega a determinar el GTAz, tal como se muestra seguidamente:

Cuadro N.º 44
Determinación del GTAz
Sistema de distribución
2020

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	IE	Δ
Dato real	39 199,44	38.122,92	(1.076,52)
Dato estimado	35 617,63	35 617,63	-
GTAz	3 581,81	2.505,29	(1.076,52)

Fuente: Elaboración propia

Nótese que en el caso de la Cooperativa el GTAz para el 2020 es de ¢3 581,81 millones (considerando la información de las bases de datos incluidas en el formulario "IE_RE_7737_Liq_Ctos_Gtos_DX_2020.xls"), lo cual es cercano al presentado en su archivo "Resumen de Liquidación 20-Dx.xls" que refiere a la suma de ¢3 592,59 millones, no obstante, no es igual.

Es así como se logra determinar que el monto a favor de la Cooperativa, únicamente por la proporción de los gastos, asciende a la suma de ¢2 505,29 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2020, afectando los ingresos vigentes para el 2022 y 2023.

Actualización de la rentabilidad:

[...]

Una vez que se actualiza la base tarifaria con estos valores se obtiene el AFNORP, el cual forma parte de la base tarifaria, esta última presenta los siguientes montos:

Cuadro N.° 45
Actualización de la base tarifaria
Sistema de distribución
2020

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
<i>Dato real</i>	59 110,63	56.695,97	(2.414,66)
<i>Dato estimado</i>	54 535,44	54 535,44	-
Base Tarifaria	4 575,19	2.160,53	(2.414,66)

Fuente: Intendencia de Energía. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

[...]

Al determinar las desviaciones en la base tarifaria, se estima sobre estas el diferencial en el rédito para el desarrollo (en términos económicos), que se debe incorporar en la liquidación del periodo, tal como se muestra:

Cuadro N.° 46
Ajuste de la rentabilidad
Sistema de distribución
2020

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
<i>Diferencial de base tarifaria</i>	4 575,19	2.160,53	(2.414,66)
<i>Rédito</i>	6,02%	6,02%	0,00%
Rentabilidad	275,31	130,01	(145,30)

Fuente: Elaboración propia. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

En el caso de la Cooperativa con la información correspondiente a la actualización de la rentabilidad para el 2020 es de ¢275,31 millones (considerando la información del formulario "IE-RE-7746 Base Tarifaria Dx2.xls"), mientras que en su archivo "Resumen de Liquidación 20-Dx.xls" refiere a la suma de ¢157,13 millones, sin embargo, con la actualización

de esta Intendencia el monto a incluir en la liquidación es de ¢130,01 millones.

Efecto de la liquidación del 2020:

LI_z

Para la liquidación del periodo se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y la rentabilidad. Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario, por efecto de liquidación se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro N.º 47
Determinación de la liquidación del periodo (Liz)
Sistema de distribución
2020

(Datos expresados en millones de colones)

Resumen liquidación	COOPELESCA	ARESEP	Δ
ITAz	1 403,77	1.294,42	(109,35)
GAZ	3 581,81	2 505,29	(1 076,52)
Rentabilidad	275,31	130,01	(145,30)
Liz	2 453,36	1 340,88	(1 112,48)

Fuente: Elaboración propia. Nota: *En el caso de Coopelesca se determinó la desviación de las variables basada en la información que aportó en los diferentes archivos, citados previamente.

En el caso de la Cooperativa con la información suministrada, la liquidación para el 2020 es de ¢2 453,36 millones (considerando la información de los distintos formularios), mientras que en su archivo “Resumen de Liquidación 20-Dx.xls” refiere a la suma de ¢654,65 millones, sin embargo, con la actualización de esta Intendencia el monto por concepto de liquidación es de ¢1 340,88 millones.

Una vez definido el ajuste por liquidación tarifaria se procede a actualizar el estado de resultados tarifario del 2020, donde se visualiza el impacto de la liquidación y el equilibrio de las variables implícitas en el cálculo como por ejemplo el rédito para el desarrollo, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N.° 48
Estado de resultados ajustado y actualizado
Sistema de distribución
Datos expresados en millones de colones
2020

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	AJUSTADO POR ARESEP
4.	Ingresos	
4.1.	Ingresos por ventas de energía	39 993,73
4.9.	Otros Ingresos	972,30
	Ajustes y liquidaciones	(772,30)
	Ajuste Liquidación 2018	1 340,88
	TOTAL INGRESOS REGULADOS	41 534,61
5.	Egresos	
5.1	Compras de energía y potencia	25 977,60
5.3	Costos de operación y mantenimiento	3 536,49
5.4	Costos comerciales	1 710,29
5.5	Gastos administrativos	2 061,45
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación Distribución	82,79
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 409,18
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	52,28
5.11	Depreciaciones revaluadas	504,25
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 224,82
5.14	Otros gastos	563,77
	TOTAL GASTOS REGULADOS	38 122,92
	UTILIDAD O PÉRDIDA DE OPERACIÓN	3 411,69
	AFNOR-PROMEDIO	55 978,34
	CAPITAL DE TRABAJO	717,63
	BASE TARIFARIA	56 695,97
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	6,02%

Fuente: Elaboración propia

Efecto de la liquidación de 2018, 2019 y 2020:

LI_z

Para la liquidación se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y la rentabilidad, de cada periodo (2018, 2019 y 2020).

Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario de los tres años, se obtienen los siguientes resultados por efecto de liquidación:

Cuadro N.º 49
Determinación de LI_z
Sistema de distribución
Acumulados periodos 2018, 2019 y 2020
(Datos expresados en millones de colones)

Resumen liquidación	COOPELESCA	ARESEP	Δ
ITAz	5 183,68	4 242,26	(941,42)
GTAz	11 120,33	7 484,85	(3 635,47)
Rentabilidad	436,07	171,52	(264,55)
Liz	6 372,72	3 414,11	(2 958,61)

Fuente: Elaboración propia. Nota: *En el caso de Coopelesca se determinó la desviación de las variables basada en la información que aportó en los diferentes archivos, citados previamente.

Nótese que en el caso de Coopelesca con la información suministrada, la liquidación para el 2018, 2019 y 2020 asciende a ϕ 6 372,72 millones (considerando la información de los distintos formularios), mientras que en sus archivos “Resumen de Liquidación [...]” refieren a la suma de ϕ 3 044,76 millones, mismo monto que incluyen en su pretensión de ajuste tarifario; sin embargo, con la actualización de esta Intendencia el monto a incluir por concepto de liquidación por los tres periodos es de ϕ 3 414,11 millones.

El efecto acumulado de esta liquidación ajustará los ingresos del 2022 y 2023, en las sumas de ϕ 1 383,57 y ϕ 2 030,55 millones respectivamente, lo que implica un impacto en los ingresos de esos periodos en el orden del 3,41% y 4,87% respectivamente.

b) Estimaciones para los periodos del 2021 al 2023:

[...]

Se detalla a continuación la comparativa entre lo solicitado por la Cooperativa y lo incorporado por la IE en el cálculo tarifario:

Cuadro N.º 50
Comparativa
Proyección costos y gastos
2021
(Monto en millones de colones)

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	COOPE LESCA	ARESEP	2021	
				Δ ABS	Δ %
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de energía y potencia	24 924,81	26 194,64	1 279,78	5%
5.3	Costos de operación y mantenimiento	4 428,87	3 681,12	- 747,76	-17%
5.4	Costos comerciales	1 830,35	1 779,03	- 51,32	-3%
5.5	Gastos administrativos	2 507,67	2 484,33	- 23,34	-1%
5.5.1.07.06.01	Canon de regulación	71,16	71,71	0,55	1%
75.0	Depreciaciones del ejercicio al costo	3 963,66	2 660,35	-527,12	-13%
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	0,00	187,52	0,00	0%
5.11	Depreciaciones del ejercicio revaluadas	0,00	588,66	0,00	0%
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 082,81	1 082,81	0,00	0%
5.14	Otros gastos	554,72	383,33	- 171,40	-31%
	Total de gastos	39 364,05	39 123,03	-240,61	-1%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

Cuadro N.° 51
Comparativa
Proyección costos y gastos
2022
(Monto en millones de colones)

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	COOPE LESCA	ARESEP	2022	
				Δ ABS	Δ %
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de energía y potencia	26 521,69	26 844,12	322,43	1%
5.3	Costos de operación y mantenimiento	4 952,14	4 255,66	- 696,48	-14%
5.4	Costos comerciales	1 866,96	1 803,61	- 63,35	-3%
5.5	Gastos administrativos	2 536,72	2 490,48	- 46,24	-2%
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación	63,83	72,70	8,87	14%
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	4 453,44	3 029,11	-573,49	-13%
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	0,00	212,59	0,00	0%
5.11	Depreciaciones del ejercicio revaluadas	0,00	638,25	0,00	0%
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 403,67	914,25	- 489,42	-35%
5.14	Otros gastos	499,50	506,13	6,63	1%
	Total de gastos	42 297,95	41 195,70	-1 531,05	-4%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

Cuadro N.° 52
Comparativa
Proyección costos y gastos
2023
(Monto en millones de colones)

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	COOPE LESCA	ARESEP	2023	
				Δ ABS	Δ %
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de energía y potencia	27 549,35	27 365,28	- 184,07	-1%
5.3	Costos de operación y mantenimiento	4 608,30	3 880,94	- 727,36	-16%
5.4	Costos comerciales	1 904,30	1 825,25	- 79,04	-4%
5.5	Gastos administrativos	2 493,12	2 443,36	- 49,77	-2%
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación	65,11	73,57	8,46	13%
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	4 757,46	3.338,95	-526,23	-11%
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	0,00	214,73	0,00	0%
5.11	Depreciaciones del ejercicio revaluadas	0,00	677,55	0,00	0%
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 390,33	897,56	- 492,77	-35%
5.14	Otros gastos	492,06	478,52	- 13,55	-3%
	Total de gastos	43 260,03	41 195,70	2 064,33	-5%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

[...]

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Para esta cuenta la Cooperativa presentó saldos por las sumas de ¢3 963,66, ¢4 453,44 y ¢4 757,46 millones, para el 2021, 2022 y 2023 respectivamente, estos montos corresponden a la sumatoria de las depreciaciones y a las amortizaciones de activos; en el tanto, los datos estimados por la IE corresponden a ¢3 436,54, ¢3 879,95 y ¢4 231,23 millones, para los mismos periodos, las diferencias entre ambas estimaciones ascienden a los montos de ¢527,12, ¢573,49 y ¢526,23 millones, en el mismo orden citados.

Esta cuenta a nivel regulatorio se compone por diferentes cuentas según la estructura de costos financieros de la Cooperativa, estas se revisaron y actualizaron, de su análisis se desprende lo siguiente:

✓ Depreciación activos en operación

En el apartado “e. Base tarifaria” de este informe se exponen los montos estimados por la intendencia para cada periodo tanto al costo como revaluados.

[...]

▪ **v. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:**

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito para el desarrollo teórico de 5,29%, que ajustado por redondeo corresponde a un 5,29% y 5,33% para los años 2022 y 2023 respectivamente, y un rédito ajustado por plazo del 1,68% para el año 2021.

Se concluye que el servicio de distribución que presta Coopelesca requiere ingresos por ventas de energía por el monto de ¢37 509,30 para el 2021, sin embargo en vista de que dicho ajuste no se puede incluir en ese periodo por la fecha de entrada en vigencia del CVG, la afectación en los ingresos se traslada al ejercicio 2022; en este contexto los ingresos por ventas de energía ascienden a las sumas de ¢42 988,90 y ¢44 193,10 millones para el 2022 y 2023, respectivamente (sin incluir ingresos por ventas al sistema de alumbrado público).

Si se comparan estos ingresos propuestos, con los ingresos esperados con la estructura vigente de costos y gastos sin Costo Variable de Generación (CVG), el cambio en los ingresos hubiese implicado un incremento del 7,53% durante el último trimestre del 2021; sin embargo, al trasladarse su efecto al año siguiente, el cambio en los ingresos corresponde a un incremento promedio del 6,02% durante 2022 y un aumento promedio de 6,10% durante 2023.

En el apartado “V. Estructura Tarifaria” se incluye un cuadro con el aumento general que percibirán los usuarios del sistema de distribución.

Resaltar que Aresep es consecuente con las últimas fijaciones tarifarias que tienen una entrada en vigencia coincidente con las establecidas en la metodología de Costo Variable de Generación (CVG) la cual es aplicable a todas las tarifas del sector (1 de enero, 1 de abril, 1 de julio y 1 de octubre).

COOPELESCA
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
PROYECCIONES FINANCIERAS
CIFRAS MILLONES DE COLONES

Descripción	2021		Variación	Variación
	Cifras según COOPELESCA	Cifras según ARESEP	Absoluta	Porc
Ingresos por Ventas	38.129,60	37.509,09	- 620,52	-2%
Ventas de alumbrado público	-	458,60	-	0%
Tarifa de acceso	-	43,54	-	0%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	38.129,60	38.011,23	- 118,37	0%
OTROS INGRESOS REGULADOS				
Otros Ingresos regulados	2.137,94	2.137,94	-	0%
Ajuste recurso RE-0059-IE-2021 - Rezago 2021	-	-	-	0%
Liquidación del periodo anterior (2018 a 2020)	83,54	-	-	0%
TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS	2.221,48	2.137,94	- 83,54	-4%
TOTAL INGRESOS REGULADOS	40.351,08	40.149,17	- 201,91	-1%
MENOS:				
COMPRAS DE ENERGÍA				
Compra a ICE-Generación	-	4.948,00		
Compra a ICE-transmisión	-	2.050,90		
Compra a COOPELESCA-Generación	-	9.339,89		
Compra a CONELECTRICAS	-	3.675,40		
Compra a CUBUJUQUÍ	-	6.190,40		
COMPRAS DE ENERGÍA	24.924,81	26.204,59	1.279,78	5%
UTILIDAD BRUTA	15.426,27	13.944,58	- 1.481,69	-10%
MENOS:				
GASTOS GENERALES				
Gastos de operación y mantenimiento	4.428,87	3.681,12	- 747,76	-17%
Gastos de comercialización	1.830,35	1.779,03	- 51,32	-3%
Gastos administrativos	2.507,67	2.484,33	- 23,34	-1%
Canon de regulación	71,16	71,71	0,55	1%
Depreciaciones del ejercicio al costo	3.963,66	2.660,35	- 527,12	-13%
Amortizaciones del ejercicio al costo	-	187,52	-	0%
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	-	588,66	-	0%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	1.082,81	1.082,81	-	0%
OTROS GASTOS				
Comisiones Bancarias Financieras	2,77	2,72		
Servicios e impuestos municipales y servicios (...)	3,60	3,53		
Indemnizaciones	-	-		
Desconexiones y Reconexiones (RX)	-	129,02		
Impuesto al valor agregado (IVA)	548,35	248,06		
TOTAL DE OTROS GASTOS	554,72	383,33	- 171,40	-31%
TOTAL GASTOS GENERALES	14.439,24	12.918,85	- 1.520,39	-11%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	39.364,05	39.123,44	- 240,61	-1%
UTILIDAD (O PÉRDIDA) DEL PERIODO	903,49	1.025,73	122,24	14%
AFNOR-PROMEDIO	64.808,83	60.201,84	- 4.607,00	-7%
CAPITAL DE TRABAJO	823,68	823,68	-	0%
BASE TARIFARIA	65.632,51	61.025,52	- 4.607,00	-7%
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	1,38%	1,68%		

COOPELSCA
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
PROYECCIONES FINANCIERAS
CIFRAS MILLONES DE COLONES

Descripción	2022		Variación	Variación
	Cifras según COOPELSCA	Cifras según ARESEP	Absoluta	Porc
Ingresos por Ventas	43.737,79	42.988,90	(748,89)	-2%
Ventas de alumbrado público	-	494,70	-	0%
Tarifa de acceso	-	55,13	-	0%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	43.737,79	43.538,73	(199,06)	0%
OTROS INGRESOS REGULADOS				
Otros Ingresos regulados	2.285,83	2.285,83	-	0%
Ajuste recurso RE-0059-IE-2021 - Rezago 2021	-	227,99	-	0%
Liquidación del periodo anterior (2018 a 2020)	282,47	1.293,57	-	0%
TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS	2.568,30	764,28	(1.804,02)	-70%
TOTAL INGRESOS REGULADOS	46.306,09	44.303,01	(2.003,08)	-4%
MENOS:				
COMPRAS DE ENERGÍA				
Compra a ICE-Generación	-	5.877,80		
Compra a ICE-transmisión	-	2.135,00		
Compra a COOPELSCA-Generación	-	9.188,22		
Compra a CONELECTRICAS	-	3.451,90		
Compra a CUBUJUQUÍ	-	6.191,20		
COMPRAS DE ENERGÍA	26.521,69	26.844,12	322,43	1%
UTILIDAD BRUTA	19.784,40	17.458,89	(2.325,51)	-12%
MENOS:				
GASTOS GENERALES				
Gastos de operación y mantenimiento	4.952,14	4.255,66	(696,48)	-14%
Gastos de comercialización	1.866,96	1.803,61	(63,35)	-3%
Gastos administrativos	2.536,72	2.490,48	(46,24)	-2%
Canon de regulación	63,83	72,70	8,87	14%
Depreciaciones del ejercicio al costo	4.453,44	3.029,11	(573,49)	-13%
Amortizaciones del ejercicio al costo	-	212,59	-	0%
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	-	638,25	-	0%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	1.403,67	914,25	(489,42)	-35%
OTROS GASTOS				
Comisiones Bancarias Financieras	2,83	2,75		
Servicios e impuestos municipales y servicios (...)	3,67	3,58		
Indemnizaciones	-	-		
Desconexiones y Reconexiones (RX)	-	65,80		
Impuesto al valor agregado (IVA)	493,00	434,00		
TOTAL DE OTROS GASTOS	499,50	506,13	6,63	1%
TOTAL GASTOS GENERALES	15.776,26	13.922,78	(1.853,48)	-12%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	42.297,95	40.766,90	(1.531,05)	-4%
UTILIDAD (O PÉRDIDA) DEL PERIODO	3.725,67	3.536,11	(189,56)	-5%
AFNOR-PROMEDIO	70.491,79	65.932,26	(4.559,53)	-6%
CAPITAL DE TRABAJO	881,18	881,18	-	0%
BASE TARIFARIA	71.372,97	66.813,44	(4.559,53)	-6%
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	5,22%	5,29%		

COOPELSCA
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
PROYECCIONES FINANCIERAS
CIFRAS MILLONES DE COLONES

Descripción	2023		Variación	Variación
	Cifras según COOPELSCA	Cifras según ARESEP	Absoluta	Porc
Ingresos por Ventas	44.751,26	44.193,10	(558,16)	-1%
Ventas de alumbrado público	-	501,20	-	0%
Tarifa de acceso	-	55,77	-	0%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	44.751,26	44.750,07	(1,18)	0%
OTROS INGRESOS REGULADOS				
Otros Ingresos regulados	2.331,01	2.331,01	-	0%
Ajuste recurso RE-0059-IE-2021 - Rezago 2021	-	-	-	0%
Liquidación del periodo anterior (2018 a 2020)	2.677,95	2.120,55	-	0%
TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS	5.008,96	210,47	(4.798,50)	-96%
TOTAL INGRESOS REGULADOS	49.760,22	44.960,54	(4.799,68)	-10%
MENOS:				
COMPRAS DE ENERGÍA				
Compra a ICE-Generación	-	6.500,90		
Compra a ICE-transmisión	-	2.171,40		
Compra a COOPELSCA-Generación	-	9.097,38		
Compra a CONELECTRICAS	-	3.451,90		
Compra a CUBUJUQUÍ	-	6.143,70		
COMPRAS DE ENERGÍA	27.549,35	27.365,28	(184,07)	-1%
UTILIDAD BRUTA	22.210,87	17.595,26	(4.615,61)	-21%
MENOS:				
GASTOS GENERALES				
Gastos de operación y mantenimiento	4.608,30	3.880,94	(727,36)	-16%
Gastos de comercialización	1.904,30	1.825,25	(79,04)	-4%
Gastos administrativos	2.493,12	2.443,36	(49,77)	-2%
Canon de regulación	65,11	73,57	8,46	13%
Depreciaciones del ejercicio al costo	4.757,46	3.338,95	(526,23)	-11%
Amortizaciones del ejercicio al costo	-	214,73	-	0%
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	-	677,55	-	0%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	1.390,33	897,56	(492,77)	-35%
OTROS GASTOS				
Comisiones Bancarias Financieras	2,88	2,79		
Servicios e impuestos municipales y servicios (...)	3,75	3,62		
Indemnizaciones	-	-		
Desconexiones y Reconexiones (RX)	-	32,90		
Impuesto al valor agregado (IVA)	485,43	439,20		
TOTAL DE OTROS GASTOS	492,06	478,52	(13,55)	-3%
TOTAL GASTOS GENERALES	15.710,68	13.830,42	(1.880,26)	-12%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	43.260,03	41.195,70	(2.064,33)	-5%
UTILIDAD (O PÉRDIDA) DEL PERIODO	3.822,24	3.764,84	(57,40)	-2%
AFNOR-PROMEDIO	72.381,28	69.778,91	(2.602,37)	-4%
CAPITAL DE TRABAJO	841,64	841,64	-	0%
BASE TARIFARIA	73.222,93	70.620,55	(2.602,37)	-4%
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	5,22%	5,33%		

Composición de la variación en la tarifa	Ingresos adicionales	% de aumento promedio
Efecto de liquidación 2018	933,05	
Efecto de liquidación 2019	1.140,19	
Efecto de liquidación 2020	1.340,88	
Efecto ordinario 2022 + liquidaciones	2.442,03	6,03%
Efecto ordinario 2023 + liquidaciones	2.538,95	6,03%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

g) IV. COMPOSICIÓN DE LA TARIFA PROPUESTA

En el apartado de “IV. Composición de la tarifa propuesta” en la resolución RE-0059-IE-2021 se resolvió lo siguiente:

[...]

IV. COMPOSICIÓN DE LA TARIFA PROPUESTA

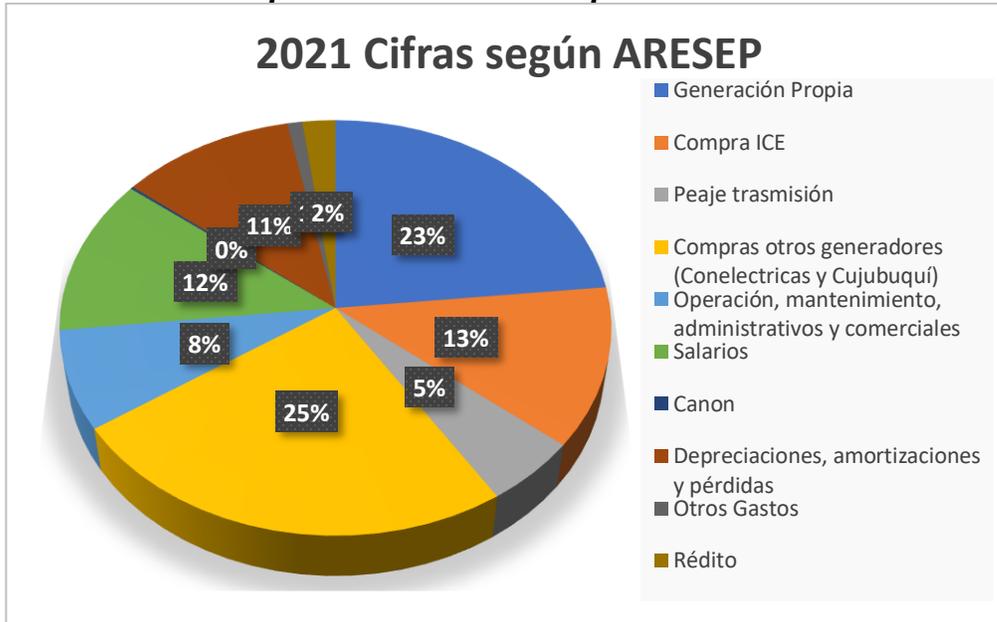
De acuerdo con lo anterior, se presenta el porcentaje que representa cada una de las variables que componen la estructura de costos y gastos.

Cuadro N.º 53
Variables que componen la estructura de costos sin CVG
Años 2021 al 2023
Expresado en términos porcentuales y millones de colones

RUBROS TARIFARIOS	2021		2022		2023	
	Cifras según ARESEP	Peso Relativo	Cifras según ARESEP	Peso Relativo	Cifras según ARESEP	Peso Relativo
Generación Propia	9.329,94	23%	9.153,27	21%	9.032,83	20%
Compra ICE	4.948,00	12%	5.877,80	13%	6.500,90	14%
Peaje transmisión	2.050,90	5%	2.135,00	5%	2.171,40	5%
Compras otros generadores (Coneléctricas y Cujubuquí)	9.865,80	25%	9.643,10	22%	9.595,60	21%
Operación, mantenimiento, administrativos y comerciales	3.072,34	8%	3.610,31	8%	3.150,83	7%
Salarios	4.872,13	12%	4.939,44	11%	4.998,71	11%
Canon	71,71	0%	72,70	0%	73,57	0%
Depreciaciones, amortizaciones y pérdidas	4.519,35	11%	4.794,20	11%	5.128,79	11%
Otros Gastos	383,33	1%	506,13	1%	478,52	1%
Rédito	1.027,15	3%	3.541,05	8%	3.746,52	8%
Total	40.150,18	100%	44.297,08	100%	44.901,83	100%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

Gráfico N.º 1
Variables que componen la estructura de costos sin CVG
Expresado en términos porcentuales



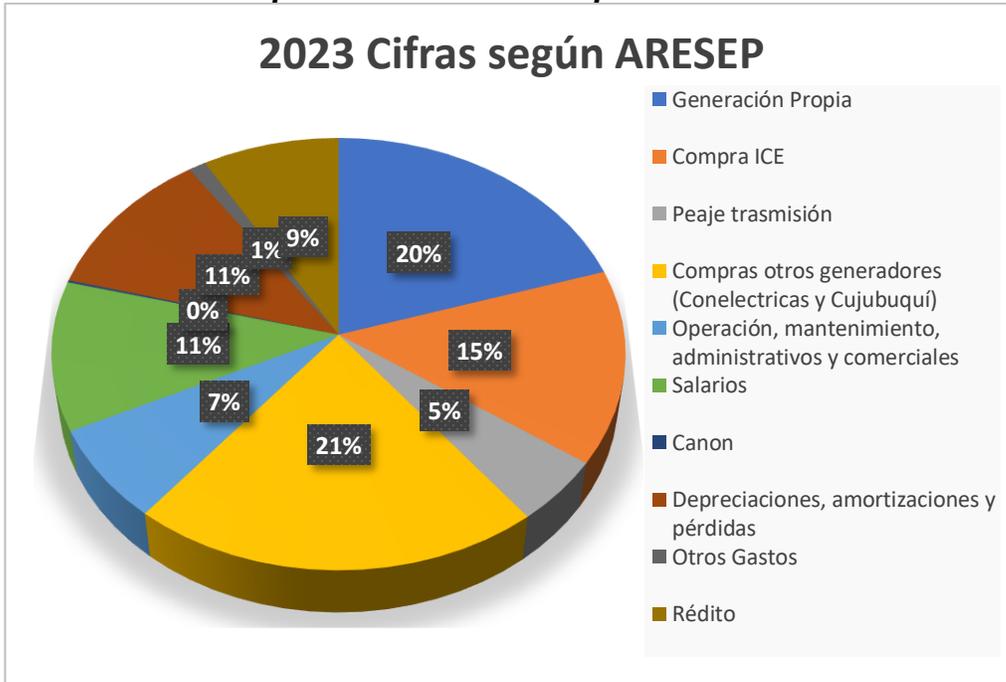
Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

Gráfico N.º 2
Variables que componen la estructura de costos sin CVG
Expresado en términos porcentuales



Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

Gráfico N.º 3
Variables que componen la estructura de costos sin CVG
Expresado en términos porcentuales



Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado “Composición de la Tarifa propuesta”, se lea de la siguiente manera:

IV. COMPOSICIÓN DE LA TARIFA PROPUESTA

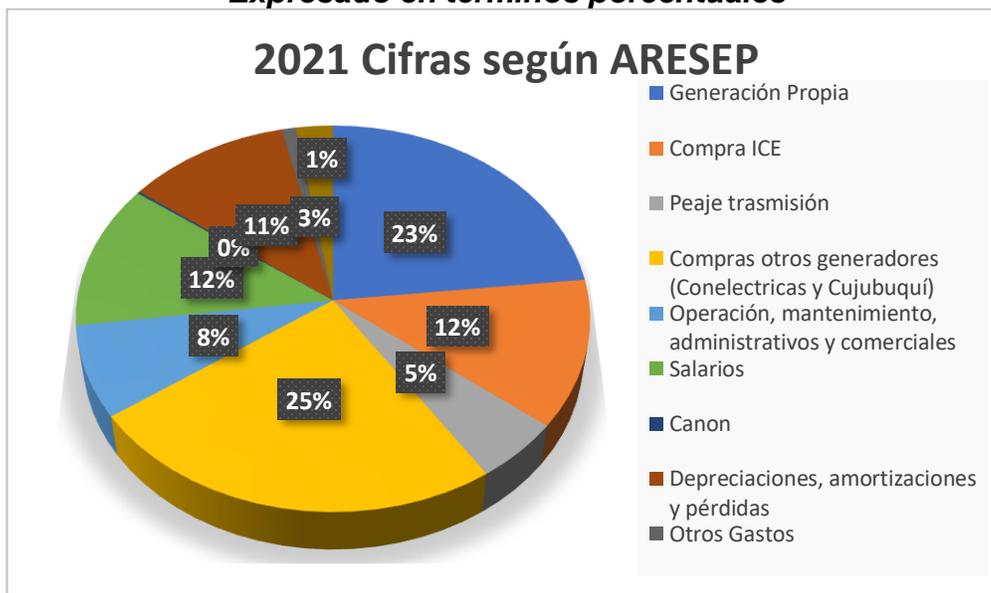
De acuerdo a lo anterior, se presenta el porcentaje que representa cada una de las variables que componen la estructura de costos y gastos.

Cuadro N.° 54
Variables que componen la estructura de costos sin CVG
Años 2021 al 2023
Expresado en términos porcentuales y millones de colones

RUBROS TARIFARIOS	2021		2022		2023	
	Cifras según ARESEP	Peso Relativo	Cifras según ARESEP	Peso Relativo	Cifras según ARESEP	Peso Relativo
<i>Generación Propia</i>	9.339,89	23%	9.188,22	21%	9.097,38	20%
<i>Compra ICE</i>	4.948,00	12%	5.877,80	13%	6.500,90	14%
<i>Peaje transmisión</i>	2.050,90	5%	2.135,00	5%	2.171,40	5%
<i>Compras otros generadores (Coneléctricas y Cujubuquí)</i>	9.865,80	25%	9.643,10	22%	9.595,60	21%
<i>Operación, mantenimiento, administrativos y comerciales</i>	3.072,34	8%	3.610,31	8%	3.150,83	7%
<i>Salarios</i>	4.872,13	12%	4.939,44	11%	4.998,71	11%
<i>Canon</i>	71,71	0%	72,70	0%	73,57	0%
<i>Depreciaciones, amortizaciones y pérdidas</i>	4.519,35	11%	4.794,20	11%	5.128,79	11%
<i>Otros Gastos</i>	383,33	1%	506,13	1%	478,52	1%
<i>Rédito</i>	1.025,73	3%	3.536,11	8%	3.764,84	8%
Total	40.149,17	100%	44.303,01	100%	44.960,54	100%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

Gráfico N.º 4
Variables que componen la estructura de costos sin CVG
Expresado en términos porcentuales



Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

Gráfico N.º 5
Variables que componen la estructura de costos sin CVG
Expresado en términos porcentuales



Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

Gráfico N.º 6
Variables que componen la estructura de costos sin CVG
Expresado en términos porcentuales



Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

h) V. ESTRUCTURA TARIFARIA

En el apartado de “**V. Estructura tarifaria**” en la resolución RE-0059-IE-2021 se resolvió lo siguiente:

[...]

V. ESTRUCTURA TARIFARIA

El presente informe exhibe el análisis de la estructura tarifaria elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario al sistema de distribución de Coopelesca, incluida la valoración técnica y análisis regulatorio de la propuesta de modernización presentada por la empresa.

Lo anterior adquiere importancia considerando que a la par de los principios regulatorios generales que orientan el proceso de fijación de las tarifas, según lo dispuesto en la Ley N° 7593, la metodología vigente

habilita la posibilidad de que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, por medio de la Intendencia de Energía como aplicador de los instrumentos regulatorios, promueva acciones para modernizar las estructuras tarifarias así como analizar las propuestas que para tales efectos sean presentadas por iniciativa de los prestadores.

En este contexto, la Intendencia de Energía reconoce que la petición realizada por Coopelesca, la cual contempla en una serie de acciones para modernizar su estructura tarifaria, es consistente con el desafío que enfrentan las empresas eléctricas de adaptar su modelo de negocio a los cambios que experimenta el Sistema Eléctrico Nacional, así como a las características y necesidades de sus abonados, en todos los sectores de consumo.

En este contexto, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos ha gestionado capacitación y asesoría técnica de distintos organismos internacionales, como es el caso de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Interamericano de Reconstrucción y Fomento (BIRF o Banco Mundial), proceso que ha permitido disponer de una serie de informes técnicos que, por su naturaleza, refieren a las mejores prácticas y experiencias internacionales, como insumo para el fortalecimiento de las capacidades institucionales de los equipos técnicos de la Intendencia de Energía.

De manera complementaria, en el sector eléctrico, la Intendencia de Energía ha impulsado una serie de acciones para enfrentar la asimetría de información, destacando, entre otras: distintas resoluciones dictadas para establecer los requerimientos de información en materia de mercado, inversiones, financiero-contable y calidad; el levantamiento de curvas de carga según nivel de tensión y sectores de consumo, así como el proyecto de Contabilidad Regulatoria que genera información para la separación de los costos fijos y variables.

Al respecto, en el marco del presente estudio tarifario, la Intendencia de Energía reconoce la disposición de Coopelesca, siendo la primera empresa distribuidora que cumplió con la presentación de la totalidad de las curvas de cargas, derivadas de un proceso sustentado en campañas de medición a partir de muestras estadísticamente representativas.

Asimismo, reconoce la iniciativa de Coopesca de proponer ajustes para la modernización tarifaria.

Es necesario aclarar que la modernización y actualización de la estructura tarifaria no representa una modificación en la metodología tarifaria vigente (RJD-139-2015). Al respecto, como se detalla más adelante, la estructura tarifaria no se incorpora como parte de sus disposiciones. La metodología no establece la estructura tarifaria ni cómo se calcula o actualiza. De hecho, todas las estructuras tarifarias de las ocho empresas distribuidoras y comercializadoras, aunque tienen elementos comunes, son diferentes.

En efecto, la metodología tarifaria establece las condiciones y algoritmos necesarios para determinar los ingresos tarifarios que permitan igualar la estructura de costos y gastos relacionados con la actividad regulada más el nivel de rédito asociado al endeudamiento y su costo y la base tarifaria, tal y como se refleja en la siguiente ecuación:

$$IT = COMA + (R * BT) \quad (\text{Fórmula 1})$$

Donde:

- IT* = Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 9).
- COMA* = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio (ver apartado 3 sección VII).
- R* = Tasa de rédito para el desarrollo (ver apartado 4 sección VII).
- BT* = Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (*AFNORP*) y el Capital de trabajo (ver apartado 5 sección VII).

En lo que respecta a estructura tarifaria la metodología tarifaria vigente según consta en la resolución RJD-139-2015, establece lo siguiente:

En consecuencia, el monto de ajuste en los ingresos obtenido en la fórmula 4.5, se traduce en el ajuste porcentual de los ingresos por ventas para alcanzar la tasa de retorno R_{t+1} para el periodo $t+1$ de la siguiente manera:

$$\%IT = \frac{\Delta IT}{Iv} * 100 \text{ (Fórmula 5)}$$

Donde:

- $\%IT$ = Ajuste porcentual requerido en los ingresos por ventas de energía a usuarios finales.
- ΔIT = Ajuste o cambio requerido en los ingresos del servicio de distribución eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$ (fórmula 4.1 a 4.3).
- Iv = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el periodo $t+1$ con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes (ver fórmula 10).

Este ajuste porcentual requerido deberá ser distribuido de conformidad con lo que técnicamente determine la IE entre las diferentes tarifas y bloques de forma que se alcancen los ingresos requeridos por la empresa distribuidora.

En el caso de la definición de bloques de consumo que incorpora la tarifa residencial horaria, la misma metodología citada establece el método de cálculo de los ingresos por tipo de tarifa, de forma tal que permite generar una seguridad técnica a los prestadores y usuarios sobre cómo se realiza el ejercicio de cálculo por nivel de consumo, tal y como se indica a continuación:

“(…)

Ingresos por tipo de tarifa

En el caso general en el que se vincula el consumo del abonado con un único rango de consumo, y su respectiva tarifa por cada kWh y kW, los ingresos en cada tarifa será la sumatoria de los productos de ventas en cada bloque por su respectiva tarifa.

En el caso específico en que un abonado puede tener distintas tarifas por kWh y kW, conforme aumente su consumo irá sobrepasando el límite superior de los bloques establecidos, pero lo consumido en cada bloque tendrá la tarifa por kWh y kW establecido en ese bloque y su excedente en el bloque siguiente. En tal caso, los ingresos por tarifa son los ingresos

mensuales por bloque de consumo, los cuales se obtienen de la sumatoria de los ingresos para cada bloque de consumo definido en el pliego tarifario por tarifa, tal y como se detalla a continuación:

$$I_s = \sum_{i=1}^n I_{B1,s,i} + I_{B2,s,i} + I_{B3,s,i} \text{ (Fórmula 11.1)}$$

Donde:

I_s	=	Ingreso. Son los ingresos de la tarifa s (residencial, media tensión, general, preferencial, etc.).
$I_{B1,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmulas 11.2 y 11.3).
$I_{B2,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmulas 11.4, 11.5 y 11.6).
$I_{B3,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmula 11.7).
$B1$	=	Bloque de consumo 1.
$B2$	=	Bloque de consumo 2.
$B3$	=	Bloque de consumo 3.
s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.

El ingreso por bloque de consumo para cada tipo de tarifa se calcula según corresponda de la siguiente manera:

a) Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo:

$$I_{B1} = (Ab_{B1,CM} * CM_{B1} * T_{B1}) + (CA_{B1} * T_{B1}) \text{ (Fórmula 11.2)}$$

Donde:

I_{B1}	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo.
$Ab_{B1,CM}$	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo consumo es igual al mínimo establecido en el pliego tarifario, definido en el primer bloque de consumo.
CM_{B1}	=	Consumo mínimo en kWh o kW establecido para el primer bloque de consumo según el pliego tarifario vigente.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
CA_{B1}	=	Consumo adicional al mínimo establecido en el pliego tarifario para el bloque 1, en kWh o kW, según corresponda.
$B1$	=	Bloque de consumo 1.

o

$$I_{B1} = (Ab_{B1} * T_{CM,B1}) + (CA_{B1} * T_{B1}) \text{ (Fórmula 11.3)}$$

Donde:

I_{B1}	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo.
Ab_{B1}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo consumo es igual al mínimo establecido en el pliego tarifario, definido en el primer bloque de consumo.
$T_{CM,B1}$	=	Tarifa de consumo mínimo, del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
CA_{B1}	=	Consumo adicional al mínimo establecido en el pliego tarifario para el bloque 1, en kWh o kW, según corresponda.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.

b) *Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo:*

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * VM_{B1} * T_{B1}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (Fórmula 11.4)$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * T_{CM,B2}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (Fórmula 11.5)$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
$T_{CM,B2}$	=	Tarifa de consumo mínimo, del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * VM_{B1} * T_{B2}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.6})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.

c) *Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo:*

$$I_{B3} = (Ab_{B3} * VM_{B1} * T_{B1}) + (Ab_{B3} * DF_{B3,2} * T_{B2}) + [(C_{B3} - (Ab_{B3} * VM_{B2})) * T_{B3}]$$

(Fórmula 11.7)

Donde:

I_{B3}	=	Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo.
Ab_{B3}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 3 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
$DF_{B3,2}$	=	Diferencia. Se refiere a la diferencia entre el valor máximo del bloque de consumo 2 y el valor máximo del bloque de consumo 1.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario vigente.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 2 según el pliego tarifario vigente.
C_{B3}	=	Consumo total en kWh o kW para el consumo que se ubica en el tercer bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B3}	=	Tarifa del kWh o kW para el tercer bloque de consumo según el pliego tarifario vigente.
VM_{B2}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el segundo bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 2 definido en pliego tarifario.

En el caso que una tarifa establezca más de tres bloques de consumo, el cálculo de los ingresos seguirá la misma lógica de facturación incremental y de cobro por cada bloque de consumo alcanzado que se indica en los puntos anteriores.”

En función de lo expuesto, en este apartado se incluye el análisis de los ajustes propuestos por Coopelesca para modernizar su estructura tarifaria y adaptarla a su realidad operativa, así como a las particularidades y necesidades de los sectores de consumo que atiende en su propia zona de concesión geográfica establecida por ley:

- *El establecimiento de cinco bloques de consumo en el sector residencial.*
- *Segregación de un cargo fijo y un cargo variable en la tarifa del sector residencial.*
- *El establecimiento de una tarifa de media tensión b (T-MTb) aplicable a grandes consumidores: empresas electro intensivas y certificadas bajo la norma ISO-50001 con condicionante de consumo.*
- *El establecimiento de una tarifa para usuarios directos a las barras de 69 KV, llamada T-UD 69.*
- *La aplicación de bandas tarifarias para las tarifas T-MTb y T-UD 69.*

De igual manera, se presentan los ajustes complementarios recomendados por la Intendencia de Energía, así como los criterios que los sustentan, teniendo en cuenta la obligación que tiene la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en el artículo 6 de la Ley N° 7593, de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores. Asimismo, la obligación de articular los principios regulatorios de servicio al costo, equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica, según lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley N° 7593.

Ajuste tarifario 2021

De acuerdo con el ingreso adicional reconocido para el sistema de distribución de Coopelesca (≅507,4 millones), resulta necesario un incremento de 5,20% en sus tarifas, además con el propósito de mantener estable la tarifa de los abonados servidos en media tensión es necesario ajustar el resto de las categorías tarifarias (residencial, industrial y comercial) con un incremento del 0,69%, para un ajuste total del 5,89%.

De tal forma que el ajuste propuesto es el siguiente:

<i>Tarifa residencial (T-RE):</i>	<i>5,89%</i>
<i>Tarifa Industrial (T-IN):</i>	<i>5,89%</i>
<i>Tarifa Comercios y servicios (T-CO):</i>	<i>5,89%</i>
<i>Tarifa Media Tensión (T-MT):</i>	<i>0,0%</i>

Este ajuste tarifario a partir del 1 de octubre de 2021 hasta el 31 de diciembre del mismo año, sobre la estructura de costos sin el factor de Costo Variable de Generación (CVG) aprobadas en la resolución RE-0128-IE-2020 publicada en el Alcance N° 332 de la Gaceta N°295 del 17 de diciembre de 2020 (columna 1).

El aumento se realiza igual para todo el periodo de 3 meses y para las todas las tarifas T-RE, T-CO y T-IN (columna 2), a excepción de la T-MT la cual se propone se mantenga constante.

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

Cuadro N.º 55

Coopelesca: Estructura de costos vigentes y propuestos del sistema de distribución, 2021.

COOPELESCA Sistema de distribución		Columna 1	Columna 2
		Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Propuesta del 1/oct/2021 al 31/dic/2021
► Tarifa T-RE: tarifa residencial			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Bloque 0-30	Cargo fijo	2 085,90	2 208,90
Bloque 31-200	cada kWh	69,53	73,63
Bloque 201 y más	kWh adicional	87,42	92,57
► Tarifa T-CO: comercios y servicios			
○ Clientes consumo exclusivo de energía			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u> cada kWh			
		90,39	95,71
○ Clientes consumo energía y potencia			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	220 500,00	233 490,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	73,50	77,83
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Bloque 0-10	Cargo fijo	44 520,60	47 142,90
Bloque 11 y más	cada kW	4 452,06	4 714,29
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial			
○ Clientes consumo exclusivo de energía			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u> cada kWh			
		90,39	95,71
○ Clientes consumo energía y potencia			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	220 500,00	233 490,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	73,50	77,83
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Bloque 0-10	Cargo fijo	44 520,60	47 142,90
Bloque 11 y más	cada kW	4 452,06	4 714,29
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Periodo Punta	cada kWh	65,58	65,58
Periodo Valle	cada kWh	55,70	55,70
Periodo Noche	cada kWh	50,31	50,31
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Periodo Punta	cada kW	3 773,06	3 773,06
Periodo Valle	cada kW	3 773,06	3 773,06

A continuación, se explican los cambios propuestos en el nivel tarifario y estructura de las tarifas de Coopelesca para el período 2022-2023:

Ajuste tarifario 2022 y 2023

- **El nivel tarifario**

En función de lo indicado en el apartado anterior, a partir del año 2022 se propone un cambio en la forma en que se aplica el porcentaje (%) en que deben ser ajustados los ingresos del sistema de distribución, de manera que cada categoría tarifaria del sistema de distribución de Coopelesca refleje los costos en que se incurre para brindar el servicio, según el nivel de tensión y sector de consumo, pero garantizando que la asignación realizada permita generar en conjunto, tal y como lo establece la metodología RJD-139-2015, el nivel de ingresos requerido por el sistema de distribución, según las estimaciones realizadas.

Adicionalmente, se realizó una distribución equitativa del costo entre las diferentes categorías tarifarias, en dos dimensiones complementarias: según el tipo de costo (fijo o variable) y según el escalón productivo en el que están conectados (nivel de tensión). Lo anterior permite que los costos puedan ser asignados de conformidad con el costo en que debe incurrir la empresa distribuidora para disponer la energía eléctrica a los distintos sectores de consumo. En este sentido, es importante señalar que la información utilizada para tales efectos revela que los costos de servir en media tensión son menores que los costos en que incurre la empresa para proveer electricidad en la última etapa (baja tensión).

Por su parte, de acuerdo con el análisis contable realizado por el proceso de tarifas de la Intendencia de Energía se logró determinar que el 23,96% de los costos relacionados con el servicio de distribución se clasifican como costos fijos y el restante 76,04% corresponden a costos variables, de conformidad con la estructura de cuentas regulatorias establecida en el catálogo de cuentas de Contabilidad Regulatoria según la RIE-068-2016 del 28 de junio del 2016, con lo saldos presentados por el Coopelesca al cierre del periodo 2019.

En este contexto a partir de dicha clasificación se procedió a cuantificar los montos de las cuentas regulatorias separadas por costo fijo y variable, de

la cual se obtuvieron los porcentajes mencionados anteriormente, siendo el costo variable más representativo las compras de energía y potencia y por parte de los costos fijos el correspondiente a depreciaciones y amortizaciones.

Respecto a los costos por bloques del proceso productivo, la experiencia internacional sugiere que cerca del 13% de los costos están asociados a las subestaciones transformadoras y a las redes de distribución secundaria, que son etapas necesarias y exclusivas para que la distribuidora disponga de energía útil para el uso de los consumidores en baja tensión (cálculo a partir de la metodología para la fijación de tarifas desarrollado por la empresa SECHEEP, visto en <http://www.secheep.gov.ar/wp-content/uploads/2019/04/Informe-Audiencia-2019.pdf>)

Al considerar el mecanismo anterior y el nivel de ingreso tarifario propuesto para el año 2022 en el presente estudio tarifario, se realiza la siguiente asignación de costos:

Cuadro N.º 56

Coopelesca-Sistema de distribución: Asignación de costos del servicio.

-Datos en miles de millones de colones-

Año 2022

Costos	comunes a todos los niveles	Exclusivos a baja tensión	Total
Fijos	6,0	4,2	10,2
Variables	29,7	2,8	32,5
Total	35,7	7,0	42,7

El cuadro anterior no considera los ingresos percibidos por el sistema de alumbrado público de forma que se mantienen constantes con el mecanismo de pass-through habitual.

En este contexto, para asignar los costos anteriores en las categorías tarifarias se requiere la determinación de las principales características de la demanda, la cual se acostumbra a representar mediante la denominada curva de carga¹.

Para desarrollar la curva de carga de los abonados de la cooperativa, se empleó el siguiente método:

- Para los sectores, residencial, industrial en baja tensión y comercios y servicios se tomaron los datos capturados a partir de una campaña de medición que seleccionó abonados por tipo de sector mediante técnicas de muestreo estadístico.

En el caso de Coopelesca se solicitó una muestra con el siguiente desglose.

Empresa	Sector de consumo		
	Residencial	Industrial	Comercios /servicios
Coopelesca	137	230	304

Esta campaña de medición se realiza bajo la plataforma del grupo técnico de CONACE. Coopelesca realizó un esfuerzo institucional para presentar ante el regulador la información de los perfiles de carga (resultado inicial de la campaña de medición) antes del tiempo establecido, lo cual es una clara señal de transparencia y compromiso para intentar mejorar la estructura tarifaria de sus abonados. De hecho, es la primera empresa distribuidora del SEN que presenta la totalidad de las curvas de carga requeridas por la Autoridad Reguladora, como insumo para retroalimentar el proceso modernización tarifaria, en un contexto de ahorro y eficiencia energética

- Para los abonados en la tarifa de media tensión se tomaron los datos suministrados por la cooperativa con información real del mes de junio de 2021 de los 9 clientes de la tarifa T-MT.

¹ La curva de carga es la trayectoria que muestra para cada instante del día, la demanda de electricidad que realiza a la empresa el conjunto de sus clientes.

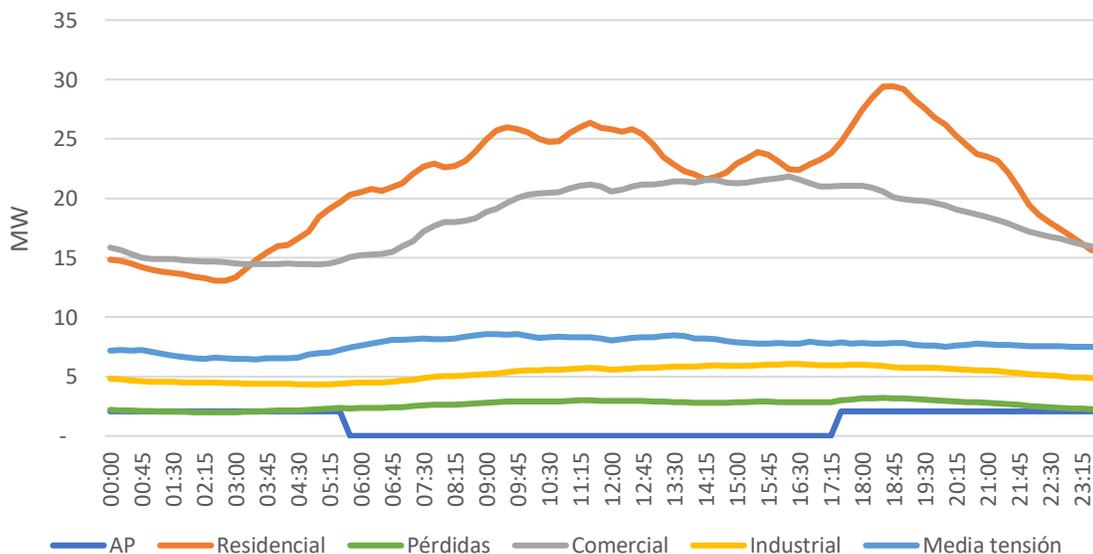
- La demanda del sistema de alumbrado público se obtuvo mediante estimación teoría, considerando la cantidad de luminarias que conforman el parque de luminarias, su tecnología, pérdidas por balastro (si aplica), capacidad instalada, y la cantidad de horas en que se estima se encuentren activas.
- Se incluyeron las pérdidas del sistema como un valor proporcional a la demanda acumulada, con un peso relativo constante de 4,88%.

A partir de la información disponible, según lo detallado anteriormente, la Intendencia de Energía estima la caracterización de la demanda del sistema de distribución del Coopelesca, tal como se muestra a continuación:

Gráfico N.º 7

Coopelesca-Sistema de distribución: Curva característica de la demanda por tipo de tarifa.

-Datos en MW-

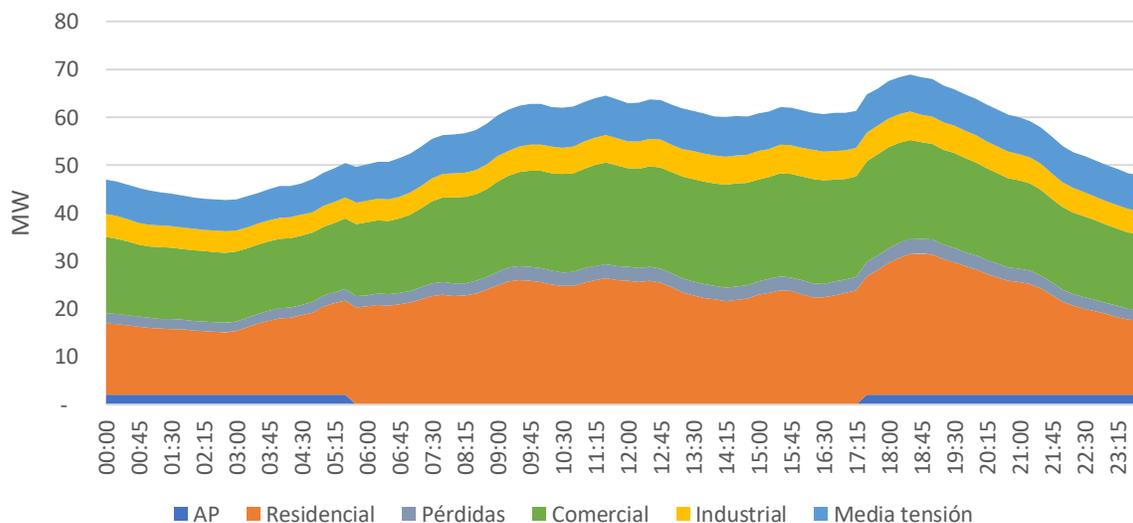


Con las curvas individuales se estima la demanda agregada, conformada por el tipo de tarifa, tal como se detalla a continuación:

Gráfico N.º 8

Coopelesca-Sistema de distribución: Curva característica de la demanda por tipo de tarifa.

-Datos en MW-



Dado que la energía aún no se almacena a gran escala, los sistemas eléctricos deben estar concebidos para soportar la máxima demanda que a lo largo de todo el ciclo de consumo va a demandar la instalación, por lo que un enfoque de retribución de costos eficiente normalmente asigna el cargo fijo del sistema de forma consecuente con la participación de la demanda de cada abonado en el momento de máxima demanda.

La curva de carga (CC) estimada permite concluir que el momento de máxima demanda en el sistema de distribución del Coopelesca se produce a las 18:30 horas. Según la misma CC en ese momento la distribución de la potencia demanda es:

- Residencial 46,21%
- Comercial 32,33%
- Industrial 9,25%
- Media tensión 12,21%

Para el traslado del cargo variable a cada categoría tarifaria se considera como base de asignación el monto que el distribuidor paga al generador para adquirir la energía y potencia necesarias para satisfacer la demanda particular de cada grupo de abonados, ya que este gasto y por amplia diferencia es el más importante de la partida de costos variables.

Dado lo anterior es necesario recurrir a la CC para la modelación del costo particular por categoría tarifaria (compra al generador) y el cálculo de la respectiva distribución. El resultado de este ejercicio es el siguiente:

- Residencial 41,47%
- Comercial 34,45%
- Industrial 9,82%
- Media tensión 14,25%

Considerando los resultados previos, y el mecanismo propuesto para la asignación del requerimiento de ingreso de la distribuidora se estima que el sector residencial para el año 2022 debería aportar ¢18,6 mil millones de colones, mientras que el sector comercial ¢14,8 mil millones y el sector industrial ¢4,2 mil millones, para que finalmente el distribuidor obtenga por parte de los abonados de la media tensión ¢5,0 mil millones.

Esta distribución dista sustancialmente de la vigente e implicaría un importante ajuste porcentual en las tarifas de algunos sectores, especialmente en el sector residencial (más de un 20%).

Debido a lo anterior, se propone mantener el nivel tarifario estimado para la categoría de media tensión y balancear el ajuste tarifario del resto de categorías de tal manera que la distribuidora alcance el ingreso propuesto y que cada grupo tarifario avance o converja a la tarifa teórica respectiva.

Por lo tanto, se propone la siguiente asignación de costos y cálculo de precios medios por grupo tarifario.

Cuadro N.º 57

Coopelesca-Sistema de distribución: estimación del precio medio por grupo tarifario

Grupo de abonados	Ingreso esperado (millones de ¢)	Ventas estimadas (En MWh)	Precio medio (en ¢)
<i>Residencial</i>	16 914	199,7	84,7
<i>Comercial</i>	16 447	172,3	95,5
<i>Industrial</i>	4 401	44,8	98,2
<i>Media tensión</i>	4 968	68,5	72,5
Total	42 730	485,3	88,1

En función de esta asignación entre categorías tarifarias se presenta la siguiente estrategia de estructura tarifaria

- **Media tensión (T-MT y T-MTb)**

La Intendencia de Energía concuerda con lo propuesto por Coopelesca, en lo que respecta a la necesidad crear condiciones para mejorar, de manera gradual, la competitividad a nivel país en servicios servidos en media tensión, como medio para promover la atracción de nuevas inversiones nacionales e internacionales, así como la generación de empleo en la zona norte, de tal forma, que le permita como distribuidora de electricidad cumplir

con las exigencias de su entorno y brindar señales tarifarias que incentiven la eficiencia energética pero que también contribuyan con la competitividad y la atracción de nuevas inversiones que potencien el desarrollo del sector industrial y manufacturero, así como de los sectores comercial y servicios, en su zona de concesión.

Por lo anterior, para los abonados servidos en media tensión se propone agregar la tarifa T-MTb al pliego tarifario, tal como lo propone Coopelesca, decisión que permitiría homologar esta modalidad, en los términos en que está reconocida actualmente para otras empresas distribuidoras, como es el caso de los operadores públicos (ICE y CNFL) y las empresas municipales (JASEC y ESPH). Esto permite a la Autoridad Reguladora promover un proceso gradual de convergencia que garantice la consolidación y estabilidad de la T-TMb.

Se propone que la T-MTb inicie a partir de enero del año 2022. Para este efecto se propone la siguiente descripción de la tarifa T-MTb:

Aplicación:

- Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios). Para acceder a esta tarifa se debe tener un promedio de consumo mensual mayor o igual 1 GWh (promedio basado en los consumos de los últimos doce meses consecutivos) y además una demanda máxima de al menos 2 000 kW/mes de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses consecutivos. También deben comprometerse consumir como mínimo 12 GWh durante el año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.*
- Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.*

- *Los clientes que incumplan con los apartados anteriores, se les reclasificará en la tarifa T-MT y para que puedan optar nuevamente por esta tarifa, deberán cumplir con lo indicado en el punto 1 de esta aplicación.*
- *Excluir de la condición de consumo mínimo de potencia y energía a los clientes que demuestren cumplir con la certificación ISO 50001-Sistema de Gestión Energética y que hayan realizado acciones de eficiencia energética.*
- *Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.*

Con la descripción anterior se satisfacen las especificaciones esperadas por Coopelesca para el ingreso y permanencia de abonados en la tarifa T-MTb, a excepción de la solicitud de condicionar el ingreso por ISO-50.001 con un consumo mínimo.

Lo anterior considera lo dispuesto en el Plan Nacional de Energía 2015-2030, instrumento de política pública que plantea dentro de sus objetivos el Objetivo específico 1.5.2: Asesorar en eficiencia energética a los macro consumidores, el cual establece la acción “b. Adopción de la norma ISO 50001 de Gestión Energética en los macro consumidores”, por lo que en apego de este lineamiento es necesario continuar impulsando y motivando a más empresas del país para moverse hacia la eficiencia energética.

De tal forma que se propone mantener el requisito de ingreso sin limitante de consumo y condicionado únicamente a la presentación del ISO-50.001 del mismo modo que el resto de las empresas distribuidoras que disponen de la tarifa T-MTb.

Respecto al nivel tarifario es necesario considerar que durante el año 2021 todos los abonados del sector media tensión de Coopelesca cuentan con una reducción en la tarifa producto del ajuste realizado mediante RE-128-IE-2020. Sin embargo, este ajuste finaliza el 31 de diciembre del 2021 y a partir del 2022 la tarifa pasaría de tener un precio medio de ¢72,3 a ¢81,4; es decir un incremento superior al 12,5%. Esto sin considerar el ajuste propuesto para el propio 2022, producto del reconocimiento por costos ordinarios y liquidación del periodo 2018-2020.

A pesar de lo anterior la asignación de costos mediante la participación en la formación de la demanda sistémica establece para el sector de media tensión un precio medio de ₡72,5 durante el año 2022. Este precio medio incluyendo a todo el sector media tensión (T-MT y T-MTb).

Respecto a las estructuras tarifarias de las tarifas de Media Tensión, en primer lugar, se propone modificar la T-MT para fortalecer la señal de eficiencia tarifaria (ajustando la relación media esperada de energía-potencia de 80/20 a 60/40), así como homogenizar las relaciones entre periodos horarios con respecto al resto de pliegos tarifarios del país, por lo que, para el concepto de energía, se asume una relación de 2 entre punta y valle y de 2,75 entre punta y noche.

Además, se propone establecer los precios mediante una banda, con rango de amplitud igual al réditto tarifario aprobado. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

Se insta al distribuidor a organizar e impulsar estrategias de negocio con sus abonados y que a través de la flexibilidad que permite el sistema tarifario de bandas logren acuerdos comerciales de beneficio para ambas partes.

De tal forma que la estructura tarifaria propuesta a partir del año 2022 es la siguiente:

► Tarifa T-MT: tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		Máximo	Mínimo
<i>Periodo Punta</i>	<i>cada kWh</i>	86,14	81,58
<i>Periodo Valle</i>	<i>cada kWh</i>	43,07	40,79
<i>Periodo Noche</i>	<i>cada kWh</i>	31,32	29,66
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
<i>Periodo Punta</i>	<i>cada kW</i>	10 619,95	10 058,15
<i>Periodo Valle</i>	<i>cada kW</i>	7 585,68	7 184,40
<i>Periodo Noche</i>	<i>cada kW</i>	0,00	0,00

Dentro de la misma estructura de la tarifa T-MT la IE valoró la particularidad que el precio para la potencia durante el periodo noche es de cero colones, condición no

presente en ningún otro pliego tarifario en un sistema de distribución y solo igualada en la estructura del sistema de generación del ICE.

Esta particularidad llama la atención como potencial estrategia para incentivar el consumo en periodos menos demandados por lo que antes de tomar decisiones en este sentido se recomienda motivar un estudio más amplio para valorar el posible impacto que tendría ampliar esta estrategia en el pliego tarifario de las distribuidoras del resto del país.

Con esta tarifa se espera que los abonados que estén en la tarifa T-MT alcancen una tarifa promedio de $\$83,14$ para el periodo de vigencia (considerando el límite superior de la banda).

Por otra parte, sobre la estructura tarifaria de la nueva tarifa T-MTb, Aresep considera adecuada la petición de la cooperativa en cuanto al balance propuesto (entre conceptos energía y potencia y entre periodos horarios), además que resulta análoga a la propuesta en otras distribuidoras.

De tal forma que la estructura tarifaria propuesta a partir del año 2022 es la siguiente:

► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		Máximo	Mínimo
<i>Periodo Punta</i>	<i>cada kWh</i>	123,49	116,96
<i>Periodo Valle</i>	<i>cada kWh</i>	42,42	40,18
<i>Periodo Noche</i>	<i>cada kWh</i>	27,24	25,80
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
<i>Periodo Punta</i>	<i>cada kW</i>	2 712,79	2 569,28
<i>Periodo Valle</i>	<i>cada kW</i>	1 893,78	1 769,60
<i>Periodo Noche</i>	<i>cada kW</i>	1 213,58	1 149,38

Tal como se observa, se propone una tarifa T-MTb mediante bandas tarifarias, construidas del mismo modo que para la tarifa T-MT. La tarifa T-MTb se balancea esperando que la relación de pago para el abonado sea de 80-20 (energía y demanda máxima).

Se estima que los abonados potenciales que estarán en la tarifa T-MTb es de 6. Respecto al consumo esperado, se proyecta que las empresas tendrán un consumo para el año 2022 de 51,4 GWh. La distribución de este consumo en periodos horarios se hizo manteniendo la repartición porcentual de los últimos doce meses con información real de los abonados esperados en T-MTb. Las demandas máximas horarias (potencia) se suponen invariantes para el año 2022 (respecto al último año).

Con la tarifa propuesta para la T-MTb se espera que los abonados que ingresarán alcancen una tarifa promedio de ₡68,99 para el periodo 2022-2023, que con el tipo de cambio actual (₡627,13) implicaría un precio medio de 11 centavos de dólar por cada kWh. De acuerdo con el perfil de consumo de los abonados potenciales, sería de esperar que se encuentren abonados que alcancen hasta los 9,4 centavos de dólar por cada kWh

Es importante aclarar que los precios medios calculados parten de las tarifas máximas de las bandas, por lo cual podrían ser aún menores.

Desde otro punto de comparación, los 6 abonados potenciales tendrán tarifaria entre 22% y 35% menor a la tarifa en T-MT (sin considerar cargos por CVG, alumbrado público ni impuestos).

Es relevante aclarar que el nivel tarifario alcanzado por la media tensión responde a la asignación teórica de los costos en que incurre el distribuidor para brindarle el servicio, es decir que se encuentra en un nivel tarifario teóricamente justo y por lo cual se justifica sostener en el tiempo la tarifa T-MTb

El ajuste propuesto sobre el pliego vigente para el año 2022 es una rebaja de 15,3% en el caso de los abonados de T-MTb y un aumento de 2,12% para los abonados de T-MT.

El ajuste que percibirá el abonado de media tensión de diciembre 2021 y a partir de enero 2022 es una rebaja de 4,6% en el caso de los abonados de T-MTb y un aumento de 15,0% para los abonados de T-MT.

La diferencia entre los ajustes anteriores se debe a que el pliego tarifario que cierra el año 2021 es distinto al que inicia año 2022 y por ende la base de comparación es muy importante para no cometer errores en la interpretación del cambio propuesto.

- **Media tensión (T-MT69)**

En su propuesta Coopelesca solicita la incorporación de una nueva tarifa que denominaron Tarifa Usuarios Directos T-UD, asociada al proyecto de ampliación de la actual red de distribución en 69 kV, en un contexto que busca además el aprovechamiento de la capacidad instalada ya existente, siendo que el desarrollo de esta ampliación está precedido por dos etapas previas relacionadas con inversiones ya reconocidas. Al respecto, Coopelesca justifica la solicitud en atención a lo dispuesto en el Objetivo Estratégico 3.2 Gestionar la competitividad de los precios de electricidad, y a su acción 3.2.2.1 Proponer e implementar tarifas aplicables a los macro-consumidores y empresas electro-intensivas que contribuyan a la competitividad, según se establece en el Plan Nacional de Energía 2015-2030, en su última actualización.

En su propuesta, según consta en el expediente público, para el cálculo de esta tarifa Coopelesca utilizó como referencia las tarifas T-UD que tiene definidas el ICE.

En este contexto, la Intendencia de Energía comparte con la cooperativa la importancia que actualmente presentan elementos como la competitividad, y la generación de empleos que se pueden potenciar con tarifas eléctricas atractivas, sostenibles y que generen la atracción de inversiones nacionales y extranjeras que potencien el desarrollo en la Zona Norte.

De tal forma, la IE apoya la iniciativa para la incorporación de una tarifa nueva que esté en función del esfuerzo realizado por la Cooperativa a través de la infraestructura de la actual red de distribución en 69 kV, infraestructura que tiene como propósito satisfacer el aumento en la demanda eléctrica y dar continuidad a los estándares de calidad, propiciando el desarrollo económico y social de sus asociados.

En función de lo anterior, se parte del reconocimiento de que se trata de un potencial servicio en media tensión con características específicas. Por ello, resulta importante aclarar que los abonados que realicen las inversiones y cubran los costos requeridos para conectarse a las barras de 69 kV de subestaciones de Coopelesca continuarán en la red de distribución y por lo tanto seguirán como

clientes del sistema de distribución en nivel de media tensión. Debido a lo anterior, se propone calificar esta nueva tarifa como **T-MT69** para aquellos abonados con punto de entrega en las barras de media tensión de 69 KV.

Se propone que la T-MT69 inicie a partir de enero del año 2022. Para este efecto se propone la siguiente descripción de la tarifa T-MT69:

Aplicación:

- *Tarifa opcional para el suministro de energía y potencia en media tensión a clientes directamente interconectados al sistema 69 kV. Para acceder a esta tarifa se debe tener un promedio de consumo mensual mayor o igual 3 GWh (promedio basado en los consumos de los últimos doce meses consecutivos) y además una demanda máxima mensual mayor a 5 MW de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses consecutivos. También deben comprometerse consumir como mínimo 36 GWh durante el año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.*
- *Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.*
- *Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.*

Características de servicio:

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

- Medición: Un sistema de medición, a media tensión, trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega (barras de 69 kV).
- Disponibilidad: En las barras de media tensión 69 kV de subestaciones de Coopelesca.

En lo que respecta a esta nueva modalidad, es importante señalar que se trata de una modalidad prevista para la promoción y atracción de nueva demanda. De acuerdo con la información aportada por Coopelesca, a la fecha no existe ningún abonado interconectado directamente a las barras de 69 KV por lo que la tarifa T-MT69 no tendría clientes inmediatos.

Lo anterior implica que no se cuenta con información del consumo demandado por la tarifa. No obstante, la Intendencia procede a realizar el cálculo del nivel tarifario de la siguiente forma:

- *Se toma el precio medio de compra del sistema de distribución de Coopelesca a su propio sistema de generación (¢48,4), bajo el supuesto técnico que los usuarios de T-MT69 serán abastecidos exclusivamente por los generadores del sistema de generación de Coopelesca. En este caso no hay costo asociado a la transmisión (al menos para pago al sistema de transmisión del ICE).*
- *Al valor anterior se adiciona la proporcionalidad de la rentabilidad aprobada a la cooperativa para su sistema de distribución (5,29%)*
- *Se adiciona un monto por concepto de costos fijos asociados al servicio, a partir de una relación proporcional con el precio medio de compra al propio sistema y la distribución inicial costos fijos/variables del servicio de media tensión para el año 2022.*

A partir del mecanismo anterior, se propone una tarifa con un precio medio de ¢59,5 lo que a la fecha equivale a \$9,5 centavos de dólar. Este precio medio podría ser menor dependiendo del perfil de consumo del usuario.

Al igual que para el resto de las tarifas en media tensión (T-MT y T-MTb) la T-MT69 se propone mediante el sistema de bandas, de tal forma que el precio medio se podría encontrar entre ¢56,4 y ¢59,5 es decir entre \$8,98 y \$9,50 centavos de dólar. De esta forma esta tarifa sería la más competitiva del pliego tarifario del sistema de distribución de Coopelesca.

Se propone la tarifa en colones, con el propósito de homogenizar con el resto de las tarifas del mismo nivel de tensión y evitar el riesgo futuro de tener diferencias en los ingresos del distribuidor a causa del tipo de cambio entre monedas.

Respecto a la estructura tarifaria se propone construirla a partir de la T-MT tradicional, pero procurando un balance energía-potencia del orden 80-20. De esta forma la cooperativa contaría con otra alternativa tarifaria para sus usuarios ampliando el abanico de opciones dentro del servicio de media tensión.

De tal forma que la estructura tarifaria propuesta a partir del año 2022 es la siguiente:

► Tarifa T-MT69: tarifa media tensión interconectados a barras de 69 KV			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		Máximo	Mínimo
<i>Periodo Punta</i>	<i>cada kWh</i>	81,25	76,95
<i>Periodo Valle</i>	<i>cada kWh</i>	40,62	38,47
<i>Periodo Noche</i>	<i>cada kWh</i>	29,54	27,98
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
<i>Periodo Punta</i>	<i>cada kW</i>	2 548,79	2 413,96
<i>Periodo Valle</i>	<i>cada kW</i>	1 820,56	1 724,26
<i>Periodo Noche</i>	<i>cada kW</i>	1 185,48	1 122,77

La tarifa T-MTb está construida para que los abonados de la T-MT perciban algún beneficio al trasladarse de una tarifa a otra independientemente de su factor de carga y forma de consumo (según los perfiles de consumo de los usuarios actuales de la T-MT).

Del mismo modo aquellos abonados que puedan trasladarse de la tarifa T-MTb a la tarifa T-MT69 tendrían una mejora en el pago por el servicio de distribución eléctrico que estaría entre un -6% a un -15%.

Conforme la tarifa entre como alternativa a los usuarios existentes y potenciales de Coopelesca y cuente con clientela, se generará información de demanda, necesaria para depurar la aplicación inicial. En todo caso, como parte del proceso de regulación económica que corresponde realizar a la Autoridad Reguladora, la Intendencia de Energía estará realizando el seguimiento requerido para disponer de información real que permita, cuando corresponda, incorporar ajustes bajo un enfoque de mejora continua.

- **Tarifa industrial (T-IN) y tarifa comercios y servicios (T-CO)**

Respecto a los consumidores en baja tensión no residenciales: servicio y comercio (T-CO), industrial (T-IN) se cuenta con información de la caracterización del perfil de consumo individualizada, que permite definir una separación del precio medio entre estos abonados. A pesar de lo anterior y como se indicó en la sección del nivel tarifario la distribución inicialmente propuesta para alcanzar el nivel teórico tarifario en cada categoría tarifaria dista sustancialmente de la vigente e implicaría un importante ajuste porcentual en las tarifas de algunos sectores, especialmente en el sector residencial.

Debido a lo anterior, se propone mantener el nivel tarifario estimado para la categoría de media tensión y balancear el ajuste tarifario del resto de categorías de tal manera que la distribuidora alcance el ingreso propuesto y que cada grupo tarifario avance o converja a la tarifa teórica respectiva.

Por lo tanto, se propone un ajuste, sobre el pliego vigente para el año 2022, de aumento del 7,63% en el caso de los abonados de la tarifa industrial (T-IN) y un aumento de 4,61% para los abonados del sector comercial (T-CO)

El ajuste que percibirán los abonados entre el periodo de diciembre 2021 a enero 2022 sería un aumento del 3,5% en el caso de la tarifa industrial, mientras que en la tarifa comercios y servicios el cambio será de 0,6%.

La diferencia entre los ajustes anteriores se debe a que el pliego tarifario que cierra el año 2021 es distinto al que inicia con el año 2022 y por ende la base de comparación es muy importante para no cometer errores en la interpretación del cambio propuesto.

Respecto a la estructura tarifaria de estas tarifas no se propone modificación. Coopelesca tampoco solicita se atienda ningún ajuste. A pesar de lo anterior se considera importante valorar los siguientes aspectos:

- Revisar la distribución de los conceptos de energía y potencia en la estructura tarifaria, por cuanto el peso que tiene el pago de potencia en la factura del usuario final (sin considerar impuestos y otros cargos) representa un 12%, mientras que en el resto de las empresas distribuidoras este peso está entre 25% y 28%, es decir más del doble con respecto a la señal tarifaria de las tarifas T-IN y T-CO de Coopelesca.
- Analizar la separación de la tarifa de manera que esté compuesta por un concepto que responda al costo fijo del servicio y otro al costo variable del mismo, de tal forma que la señal tarifaria se acerque aún más a la realidad del costeo del negocio de distribución eléctrica.

- *Valorar la vigencia del límite (3000 kWh) para diferenciar el cobro de una tarifa simple al cobro segregado de energía y demanda máxima*

Para lo anterior, se recomienda realizar, a la brevedad, un estudio tarifario independiente que atienda las inquietudes mencionadas y de considerarse necesario se propongan los ajustes necesarios para modernizar tanto la tarifa industrial como la comercial.

- **Sector residencial (T-RE)**

Para el sector residencial se propone una serie de modificaciones a la estructura a realizarse a partir del 1ero de enero del 2022 y que se detallan a continuación:

1. *Separar a aquellos abonados que tengan una demanda máxima mensual superior a los 10 kW, clasificarlos como abonados de mediana demanda. A estos abonados se les aplicará un cargo binómico por energía y demanda máxima.*

La tarifa de estos abonados será igualada a la tarifa binómica de la tarifa comercios y servicios T-CO.

2. *Aumentar la cantidad de bloques a 5, de tal forma que se aumente el incentivo a buscar eficiencia energética en los hogares. Esta clasificación se realiza de acuerdo con los percentiles de consumo, asignando los siguientes límites:*

B1	0-145
B2	145-200
B3	201-270
B4	271-390
B5	Más de 390

De esta forma se atiende la acción 1.7.1.4 del Plan Nacional de Energía 2015-2030 que instruye a Aresep, Conace y a las empresas distribuidoras a “Establecer bloques de consumo que promuevan el ahorro y eficiencia energética en el sector eléctrico residencial de las 8 empresas distribuidoras”.

3. *Reemplazar el cobro por consumo mínimo por el cobro de un cargo fijo acorde con los costos fijos del sistema y la participación del sector residencial en estos. El ingreso requerido por costos fijos se divide en 5 partes iguales en cada bloque y dentro de cada bloque se divide por igual dentro de los abonados que lo conforman, quedando así un cargo distinto en cada bloque. La siguiente es la propuesta:*

Bloque	Cargo fijo
B1	1 705
B2	4 115
B3	4 950
B4	7 250
B5	12 805

Los cargos fijos fueron redondeados a múltiplos de 5.

4. *Se propone asignar un cargo variable para cada bloque con el siguiente criterio: se asigna valores límites para los bloques 2 y 5, al bloque 2 el precio medio del sector (por cargo variable), y al bloque 5 el mismo precio de la tarifa monómica propuesta para la tarifa comercial (T-CO). Los bloques 3 y 4 se les asigna un precio modo que se cumpla la condición de igual crecimiento relativo entre bloques (15,78%). Finalmente, el precio del bloque 1 se establece como pivote para mantener el equilibrio del precio medio del sector. Tal como se muestra a continuación:*

Bloque	Cargo variable
B1	54,37

B2	62,03
B3	71,82
B4	83,15
B5	96,28

La facturación del abonado es acumulativa por el cobro del kWh de exceso en cada bloque; es decir, no es excluyente.

Con esta propuesta se espera se alcancen los ingresos requeridos y se realiza una asignación de cargos entre bloques más cercana a la responsabilidad en los costos demandados.

Con las propuestas anteriores todos los abonados del sector residencial recibirán ajuste a su nivel tarifario a partir de enero del 2022, el grado de este ajuste dependerá del perfil de consumo del abonado, pero se espera que el abonado residencial perciba un aumento promedio del 7,3% de la tarifa entre el periodo de diciembre 2021 a enero 2022. A pesar de lo anterior, se espera que cerca del 30% de la población total residencial y ubicada en los primeros 2 bloques tarifarios recibirán una disminución en su tarifa.

Este proceso de modernización que impulsa Coopesca se realiza en un contexto de ahorro y eficiencia energética, en medio de un Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que está experimentando profundas transformaciones en su funcionamiento, debido al impacto de tecnologías disruptivas, tales como la generación distribuida, el almacenamiento de energía, redes inteligentes, tecnologías AMI y movilidad eléctrica, entre otras. Por ello, esta Intendencia recomienda a Coopesca valorar la posibilidad de promover espacios de comunicación y divulgación sobre este esfuerzo de la modernización tarifaria, con el propósito de que sus abonados, en los distintos sectores de consumo, comprendan e interioricen la estructura propuesta y puedan tomar las mejores decisiones de acuerdo con sus posibilidades.

- **Tarifa de acceso**

En cuanto a la tarifa de acceso, COOPELESCA solicita:

- *A partir del 01 de octubre y hasta el 31 de diciembre del 2021 un aumento del 8% sobre la tarifa aprobada mediante la resolución RIE-010-2018. (Quiere decir ¢32,61 por cada kWh), ver folio 05.*
- *A partir del 01 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2022, un aumento del 23% sobre la tarifa aprobada. (Quiere decir ¢40,21 por cada kWh), ver folio 05.*
- *A partir del 01 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2023, una rebaja del 2% sobre la tarifa aprobada. (Quiere decir ¢39,47 por cada kWh), ver folio 05.*

En lo que respecta a la tarifa de acceso, la IE propone una disminución de las tarifas solicitadas por COOPELESCA para los tres periodos requeridos, debido a la depuración de los costos y gastos de los tres periodos comprendidos en el estudio tarifario, además se identificaron diferencias de las estimaciones en las ventas, que se utilizan dentro de la fórmula para el cálculo de la tarifa, así como en la proyección de la energía retirada previamente inyectada por los productores-consumidores. También se presentan diferencias en el cálculo utilizado, ya que COOPELESCA utiliza de referencia la metodología publicada en la resolución RJD-021-2015, siendo esta derogada por la resolución RJD-030-2016, y que actualmente se mantiene vigente para el cálculo de la tarifa de acceso. Ante esto se presenta una diferencia de lo sugerido por la Intendencia y solicitado por COOPELESCA de -11,57%, -10,97% y -11,13% respectivamente de cada periodo.

Para el cálculo de la tarifa de acceso se toman los datos de los costos y gastos totales, la tasa de rédito y la base tarifaria del sistema de distribución. Estos valores se dividen entre la sumatoria de la estimación de la energía retirada previamente inyectada por los productores-consumidores o generadores distribuidos y las ventas de energía estimadas para cada año. Una de las principales diferencias en estos aspectos es que la empresa regulada no proyectó ninguna variación para los años 2021, 2022 y 2023 de la energía retirada y la Intendencia propone aplicarle una tasa de crecimiento en igual proporción a la variación calculada de las ventas totales de energía.

En lo que corresponde a la tarifa de acceso, se recomienda:

- *Una rebaja del 4,52%, sobre la tarifa propuesta en la RIE-010-2018, quedando cada kWh en ¢28,84 desde el 01 de octubre al 31 de diciembre del 2021.*
- *Un incremento del 18,54%, sobre la tarifa propuesta en la RIE-010-2018, quedando cada kWh en ¢35,80 desde el 01 de enero al 31 de diciembre del 2022.*

- Un incremento del 16,15%, sobre la tarifa propuesta en la RIE-010-2018, quedando cada kWh en ¢35,08 desde el 01 de enero al 31 de diciembre del 2023.
- **Ajuste tarifario**

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos y gastos sin CVG del sistema de distribución de Coopelesca R.L vigente para el año 2022 que se fijó en resolución RE-010-IE-2019, publicadas en el Alcance digital N° 36, Gaceta N° 19 del 12 de febrero de 2018, deben ajustarse, de tal manera que permita cubrir el nivel de rédito de desarrollo requerido para inversión y mantenimiento (columna 1).

Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos y gastos sin CVG. Ya que aún no se cuentan con los factores de ajuste por CVG para cada trimestre del año 2022.

El aumento se realizó igual para todo el periodo de 12 meses (columna 2). El precio medio propuesto de las tarifas tendrá las siguientes variaciones con respecto al precio medio vigente para el año 2022:

Categoría tarifaria	Ajuste medio
Residencial (T-RE)	11,6%
Comercios y servicios (T-CO)	4,61%
Industrial (T-IN)	7,63%
Media tensión (T-MT)	2,12%
Media tensión b (T-MTb) /**	-15,72%
Media tensión 69 KV (T-MT69) /*	

/* Las tarifas T-MT69 se proponen por primera ocasión.

** Ajuste a la T-MTb se realiza con respecto a la T-MT, ya que el pliego vigente 2021 no incluía la T-MTb.

En este contexto, como se aclaró en el análisis individualizado de cada categoría tarifaria existe diferencia entre el ajuste porcentual propuesto al pliego vigente para los años 2022 y el cambio que percibirá el usuario en el periodo diciembre 2021 a enero 2022, la diferencia se debe a que el pliego tarifario que cierra el año 2021 es distinto al que inicia con el año 2022 y por ende la base de comparación es muy importante para no cometer errores en la interpretación del cambio propuesto.

Tomando en cuenta, que se propone un aumento en las tarifas del sistema de distribución de Coopelesca del 5,89% el usuario percibirá el siguiente ajuste promedio entre el cierre 2021 y a partir de enero 2022.

Categoría tarifaria	Ajuste medio
<i>Residencial (T-RE)</i>	<i>7,3%</i>
<i>Comercios y servicios (T-CO)</i>	<i>0,6%</i>
<i>Industrial (T-IN)</i>	<i>3,5%</i>
<i>Media tensión (T-MT)</i>	<i>15,0%</i>
<i>Media tensión b (T-MTb) /**</i>	<i>-4,6%</i>
<i>Media tensión 69 KV (T-MT69) /*</i>	
Total	5,39%

/ Las tarifas T-MT69 se proponen por primera ocasión.*

*/** Ajuste a la T-MTb se realiza con respecto a la T-MT, ya que el pliego vigente 2021 no incluía la T-MTb.*

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

Cuadro N.º 58

Coopelesca: Estructura de costos vigentes y propuestos del sistema de distribución, a partir de 2022. [continúa en siguiente página]

COOPELESCA Sistema de distribución		Columna 1 Estructura de costos sin CVG	COOPELESCA Sistema de distribución		Columna 2 Estructura de costos sin CVG	Columna 3 Estructura de costos sin CVG
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente a partir del 1/ene/2022	Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2022 al 31/dic/2023	Rige a partir del 1/ene/2024
▶ Tarifa T-RE: tarifa residencial			▶ Tarifa T-RE: tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			o demandas inferiores a 10 kW			
	Bloque 0-30	Cargo fijo	2 124,00			
	Bloque 31-200	cada kWh	70,80	Bloque 0-145	cargo fijo	1 705
	Bloque 201 y más	kWh adicional	89,01		cada kWh	54,37
						1 629
▶ Tarifa T-CO: comercios y servicios			▶ Tarifa T-CO: comercios y servicios			
o Clientes consumo exclusivo de energía			o Clientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
		cada kWh	92,04	Bloque 146-200	cargo fijo	4 115
					cada kWh	62,03
						59,28
o Clientes consumo energía y potencia			o Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	224 520,00	Bloque 201-270	cargo fijo	4 950
	Bloque 3001 y más	cada kWh	74,84		cada kWh	71,82
						68,63
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10	Cargo fijo	45 332,00	Bloque 271-390	cargo fijo	7 250
	Bloque 11 y más	cada kW	4 533,20		cada kWh	83,15
						79,46
▶ Tarifa T-IN: tarifa Industrial			o demandas superiores a 10 kW			
o Clientes consumo exclusivo de energía			o Clientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
		cada kWh	92,04	Bloque 391 y más	cargo fijo	12 805
					cada kWh	96,28
						12 236
o Clientes consumo energía y potencia			o Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	224 520,00			
	Bloque 3001 y más	cada kWh	74,84			
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10	Cargo fijo	45 332,00			
	Bloque 11 y más	cada kW	4 533,20			
▶ Tarifa T-MT: tarifa media tensión			▶ Tarifa T-MT: tarifa media tensión			
o Clientes consumo exclusivo de energía			o Clientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
		cada kWh	92,04			
o Clientes consumo energía y potencia			o Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	224 520,00			
	Bloque 3001 y más	cada kWh	74,84			
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10	Cargo fijo	45 332,00			
	Bloque 11 y más	cada kW	4 533,20			
▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Periodo Punta	cada kWh	73,84			
	Periodo Valle	cada kWh	62,71			
	Periodo Noche	cada kWh	56,64			
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Periodo Punta	cada kW	4 247,98			
	Periodo Valle	cada kW	4 247,98			
▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
		cada kWh	92,04			
o Clientes consumo energía y potencia			o Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	224 520,00			
	Bloque 3001 y más	cada kWh	74,84			
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10	Cargo fijo	45 332,00			
	Bloque 11 y más	cada kW	4 533,20			
▶ Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b			▶ Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Periodo Punta (máxima)	cada kWh	86,14			
	Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	81,58			
	Periodo Valle (máxima)	cada kWh	43,07			
	Periodo Valle (mínimo)	cada kWh	40,79			
	Periodo Noche (máxima)	cada kWh	31,32			
	Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	29,66			
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Periodo Punta (máxima)	cada kW	10 619,95			
	Periodo Punta (mínimo)	cada kW	10 058,15			
	Periodo Valle (máxima)	cada kW	7 585,68			
	Periodo Valle (mínimo)	cada kW	7 184,40			
	Periodo Noche (máxima)	cada kW	-			
	Periodo Noche (mínimo)	cada kW	-			
▶ Tarifa T-MT69: tarifa media tensión Interconectados a barra de 69 KV			▶ Tarifa T-MT69: tarifa media tensión Interconectados a barra de 69 KV			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Periodo Punta (máxima)	cada kWh	123,49			
	Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	116,96			
	Periodo Valle (máxima)	cada kWh	42,42			
	Periodo Valle (mínimo)	cada kWh	40,18			
	Periodo Noche (máxima)	cada kWh	27,24			
	Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	25,80			
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Periodo Punta (máxima)	cada kW	2 712,79			
	Periodo Punta (mínimo)	cada kW	2 569,28			
	Periodo Valle (máxima)	cada kW	1 893,78			
	Periodo Valle (mínimo)	cada kW	1 768,60			
	Periodo Noche (máxima)	cada kW	1 213,58			
	Periodo Noche (mínimo)	cada kW	1 149,38			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Periodo Punta (máxima)	cada kWh	81,25			
	Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	76,95			
	Periodo Valle (máxima)	cada kWh	40,62			
	Periodo Valle (mínimo)	cada kWh	38,47			
	Periodo Noche (máxima)	cada kWh	29,54			
	Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	27,98			
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Periodo Punta (máxima)	cada kW	2 548,79			
	Periodo Punta (mínimo)	cada kW	2 413,96			
	Periodo Valle (máxima)	cada kW	1 820,56			
	Periodo Valle (mínimo)	cada kW	1 724,26			
	Periodo Noche (máxima)	cada kW	1 185,48			
	Periodo Noche (mínimo)	cada kW	1 122,77			
▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
		cada kWh	92,04			
o Clientes consumo energía y potencia			o Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	224 520,00			
	Bloque 3001 y más	cada kWh	74,84			
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10	Cargo fijo	45 332,00			
	Bloque 11 y más	cada kW	4 533,20			
▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
		cada kWh	92,04			
o Clientes consumo energía y potencia			o Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	224 520,00			
	Bloque 3001 y más	cada kWh	74,84			
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10	Cargo fijo	45 332,00			
	Bloque 11 y más	cada kW	4 533,20			
▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
		cada kWh	92,04			
o Clientes consumo energía y potencia			o Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	224 520,00			
	Bloque 3001 y más	cada kWh	74,84			
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10	Cargo fijo	45 332,00			
	Bloque 11 y más	cada kW	4 533,20			
▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
		cada kWh	92,04			
o Clientes consumo energía y potencia			o Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	224 520,00			
	Bloque 3001 y más	cada kWh	74,84			
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10	Cargo fijo	45 332,00			
	Bloque 11 y más	cada kW	4 533,20			
▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
		cada kWh	92,04			
o Clientes consumo energía y potencia			o Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	224 520,00			
	Bloque 3001 y más	cada kWh	74,84			
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10	Cargo fijo	45 332,00			
	Bloque 11 y más	cada kW	4 533,20			
▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
		cada kWh	92,04			
o Clientes consumo energía y potencia			o Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	224 520,00			
	Bloque 3001 y más	cada kWh	74,84			
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10	Cargo fijo	45 332,00			
	Bloque 11 y más	cada kW	4 533,20			
▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
		cada kWh	92,04			
o Clientes consumo energía y potencia			o Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	224 520,00			
	Bloque 3001 y más	cada kWh	74,84			
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10	Cargo fijo	45 332,00			
	Bloque 11 y más	cada kW	4 533,20			
▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
		cada kWh	92,04			
o Clientes consumo energía y potencia			o Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	224 520,00			
	Bloque 3001 y más	cada kWh	74,84			
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10	Cargo fijo	45 332,00			
	Bloque 11 y más	cada kW	4 533,20			
▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso						

➤ **Tarifa T-RE Residencial**

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

B. Características de servicio:

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

➤ **Tarifa T-CO Comercios y Servicios**

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

B. Características de servicio:

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

➤ **Tarifa T-IN Industrial**

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

B. Características de servicio:

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

➤ **Tarifa T-MT Media tensión**

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

Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

B. Características de servicio:

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

➤ **Tarifa T-MTb Media tensión b.**

A. Aplicación:

- *Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios). Para acceder a esta tarifa se debe tener un promedio de consumo mensual mayor o igual 1 GWh (promedio basado en los consumos de los últimos doce meses consecutivos) y además una demanda máxima de al menos 2 000 kW/mes de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses consecutivos. También deben comprometerse consumir como mínimo 12 GWh durante el año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.*
- *Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.*
- *Los clientes que incumplan con los apartados anteriores, se les reclasificará en la tarifa T-MT y para que puedan optar nuevamente por esta tarifa, deberán cumplir con lo indicado en el punto 1 de esta aplicación.*
- *Excluir de la condición de consumo mínimo de potencia y energía a los clientes que demuestren cumplir con la certificación ISO 50001-Sistema de Gestión Energética y que hayan realizado acciones de eficiencia energética.*
- *Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.*

B. Características de servicio:

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

➤ **Tarifa T-MT69 Media tensión clientes interconectado a las barras de 69 KV.**

A. Aplicación:

- *Tarifa opcional para el suministro de energía y potencia en media tensión a clientes directamente interconectados al sistema 69 kV. Para acceder a esta tarifa se debe tener un promedio de consumo mensual mayor o igual 3 GWh (promedio basado en los consumos de los últimos doce meses consecutivos) y además una demanda máxima mensual mayor a 5 MW de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses consecutivos. También deben comprometerse consumir como mínimo 36 GWh durante el año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.*
- *Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.*
- *Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.*

B. Características de servicio:

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

- Medición: Un sistema de medición, a media tensión, trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega (barras de 69 kV).
- Disponibilidad: En las barras de media tensión 69 kV de subestaciones de Coopelesca.

➤ **Tarifa T-A- Acceso.**

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

B. Características de servicio:

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

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

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Categoría y bloques de consumo:

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (carga por energía), de las tarifas T-IN y T-CO, será reclasificado al bloque de consumo binómico (carga por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en seis o más facturas en los últimos doce meses. Este abonado deberá permanecer en el bloque de consumo binómico, así consuma menos de los 3000 kWh, hasta que en un periodo de 6 facturas consecutivos su consumo sea menor a los 3000kWh, en dicha situación, será trasladado automáticamente al bloque de consumo monómico.

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (carga por energía), de la tarifa residencial T-RE, será reclasificado al bloque de consumo binómico (carga por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su demanda máxima mensual

exceda los 10 kW en al menos una ocasión y deberá permanecer en el bloque de consumo binómico, así demande menos de los 10 kW, hasta que en un periodo de 6 facturas consecutivos su demanda máxima sea menor a los 10 kW, en dicha situación, será trasladado automáticamente al bloque de consumo monómico.

A los abonados de la tarifa residencial del bloque de consumo binómico se les facturará como cargo mínimo 10 kW de potencia.

2. Cargo por demanda

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

3. Cargo mínimo a facturar.

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

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

La tarifa del sector residencial no aplica el cobro del cargo mínimo ya que cancelan cargo fijo.

4. Definición de horario.

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

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

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

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

Para los abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda,

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

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

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

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

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

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

6. Condiciones para la tarifación en condominios.

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

7. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

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

8. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas y tributo a bomberos.

A partir del año 2024, se deben ajustar las tarifas del sistema de distribución, por cuanto finaliza el monto reconocido por concepto de liquidación y esto implica la necesidad de una rebaja del orden del 4,44% en el pliego tarifario propuesto para el periodo 2022-2023.

[...]

Una vez detectada la omisión y corregido el vicio señalado, lo correcto es que el apartado de estructura tarifaria se lea de la siguiente manera:

V. ESTRUCTURA TARIFARIA

El presente informe exhibe el análisis de la estructura tarifaria elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario al sistema de distribución de Coopesca, incluida la valoración técnica y análisis regulatorio de la propuesta de modernización presentada por la empresa.

Lo anterior adquiere importancia considerando que a la par de los principios regulatorios generales que orientan el proceso de fijación de las tarifas, según lo dispuesto en la Ley N° 7593, la metodología vigente habilita la posibilidad de que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, por medio de la Intendencia de Energía como aplicador de los instrumentos regulatorios, promueva acciones para modernizar las estructuras tarifarias así como analizar las propuestas que para tales efectos sean presentadas por iniciativa de los prestadores.

En este contexto, la Intendencia de Energía reconoce que la petición realizada por Coopelesca, la cual contempla en una serie de acciones para modernizar su estructura tarifaria, es consistente con el desafío que enfrentan las empresas eléctricas de adaptar su modelo de negocio a los cambios que experimenta el Sistema Eléctrico Nacional, así como a las características y necesidades de sus abonados, en todos los sectores de consumo.

En este contexto, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos ha gestionado capacitación y asesoría técnica de distintos organismos internacionales, como es el caso de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Interamericano de Reconstrucción y Fomento (BIRF o Banco Mundial), proceso que ha permitido disponer de una serie de informes técnicos que, por su naturaleza, refieren a las mejores prácticas y experiencias internacionales, como insumo para el fortalecimiento de las capacidades institucionales de los equipos técnicos de la Intendencia de Energía.

De manera complementaria, en el sector eléctrico, la Intendencia de Energía ha impulsado una serie de acciones para enfrentar la asimetría de información, destacando, entre otras: distintas resoluciones dictadas para establecer los requerimientos de información en materia de mercado, inversiones, financiero-contable y calidad; el levantamiento de curvas de carga según nivel de tensión y sectores de consumo, así como el proyecto de Contabilidad Regulatoria que genera información para la separación de los costos fijos y variables.

Al respecto, en el marco del presente estudio tarifario, la Intendencia de Energía reconoce la disposición de Coopelesca, siendo la primera empresa distribuidora que cumplió con la presentación de la totalidad de las curvas de cargas, derivadas de un proceso sustentado en campañas de medición a partir de muestras estadísticamente representativas. Asimismo, reconoce la iniciativa de Coopelesca de proponer ajustes para la modernización tarifaria.

Es necesario aclarar que la modernización y actualización de la estructura tarifaria no representa una modificación en la metodología tarifaria vigente (RJD-139-2015). Al respecto, como se detalla más adelante, la estructura tarifaria no se incorpora como parte de sus disposiciones. La metodología no establece la

estructura tarifaria ni cómo se calcula o actualiza. De hecho, todas las estructuras tarifarias de las ocho empresas distribuidoras y comercializadoras, aunque tienen elementos comunes, son diferentes.

En efecto, la metodología tarifaria establece las condiciones y algoritmos necesarios para determinar los ingresos tarifarios que permitan igualar la estructura de costos y gastos relacionados con la actividad regulada más el nivel de rédito asociado al endeudamiento y su costo y la base tarifaria, tal y como se refleja en la siguiente ecuación:

$$IT = COMA + (R * BT) \quad (\text{Fórmula 1})$$

Donde:

- IT* = Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 9).
- COMA* = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio (ver apartado 3 sección VII).
- R* = Tasa de rédito para el desarrollo (ver apartado 4 sección VII).
- BT* = Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (*AFNORP*) y el Capital de trabajo (ver apartado 5 sección VII).

En lo que respecta a estructura tarifaria la metodología tarifaria vigente según consta en la resolución RJD-139-2015, establece lo siguiente:

En consecuencia, el monto de ajuste en los ingresos obtenido en la fórmula 4.5, se traduce en el ajuste porcentual de los ingresos por ventas para alcanzar la tasa de retorno R_{t+1} para el periodo $t+1$ de la siguiente manera:

$$\%IT = \frac{\Delta IT}{Iv} * 100 \text{ (Fórmula 5)}$$

Donde:

- $\%IT$ = Ajuste porcentual requerido en los ingresos por ventas de energía a usuarios finales.
- ΔIT = Ajuste o cambio requerido en los ingresos del servicio de distribución eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$ (fórmula 4.1 a 4.3).
- Iv = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el periodo $t+1$ con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes (ver fórmula 10).

Este ajuste porcentual requerido deberá ser distribuido de conformidad con lo que técnicamente determine la IE entre las diferentes tarifas y bloques de forma que se alcancen los ingresos requeridos por la empresa distribuidora.

En el caso de la definición de bloques de consumo que incorpora la tarifa residencial horaria, la misma metodología citada establece el método de cálculo de los ingresos por tipo de tarifa, de forma tal que permite generar una seguridad técnica a los prestadores y usuarios sobre cómo se realiza el ejercicio de cálculo por nivel de consumo, tal y como se indica a continuación:

“(…)

Ingresos por tipo de tarifa

En el caso general en el que se vincula el consumo del abonado con un único rango de consumo, y su respectiva tarifa por cada kWh y kW, los ingresos en cada tarifa será la sumatoria de los productos de ventas en cada bloque por su respectiva tarifa.

En el caso específico en que un abonado puede tener distintas tarifas por kWh y kW, conforme aumente su consumo irá sobrepasando el límite superior de los bloques establecidos, pero lo consumido en cada bloque tendrá la tarifa por kWh y kW establecido en ese bloque y su excedente en el bloque siguiente. En tal caso, los ingresos por tarifa son los ingresos mensuales por bloque de consumo, los cuales se obtienen de la sumatoria de los ingresos para cada bloque de consumo definido en el pliego tarifario por tarifa, tal y como se detalla a continuación:

$$I_s = \sum_{i=1}^n I_{B1,s,i} + I_{B2,s,i} + I_{B3,s,i} \text{ (Fórmula 11.1)}$$

Donde:

I_s	=	Ingreso. Son los ingresos de la tarifa s (residencial, media tensión, general, preferencial, etc.).
$I_{B1,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmulas 11.2 y 11.3).
$I_{B2,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmulas 11.4, 11.5 y 11.6).
$I_{B3,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmula 11.7).
$B1$	=	Bloque de consumo 1.
$B2$	=	Bloque de consumo 2.
$B3$	=	Bloque de consumo 3.
s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.

El ingreso por bloque de consumo para cada tipo de tarifa se calcula según corresponda de la siguiente manera:

a) *Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo:*

$$I_{B1} = (Ab_{B1,CM} * CM_{B1} * T_{B1}) + (CA_{B1} * T_{B1}) \text{ (Fórmula 11.2)}$$

Donde:

I_{B1}	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo.
$Ab_{B1,CM}$	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo consumo es igual al mínimo establecido en el pliego tarifario, definido en el primer bloque de consumo.
CM_{B1}	=	Consumo mínimo en kWh o kW establecido para el primer bloque de consumo según el pliego tarifario vigente.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
CA_{B1}	=	Consumo adicional al mínimo establecido en el pliego tarifario para el bloque 1, en kWh o kW, según corresponda.
$B1$	=	Bloque de consumo 1.

o

$$I_{B1} = (Ab_{B1} * T_{CM,B1}) + (CA_{B1} * T_{B1}) \text{ (Fórmula 11.3)}$$

Donde:

I_{B1}	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo.
Ab_{B1}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo consumo es igual al mínimo establecido en el pliego tarifario, definido en el primer bloque de consumo.
$T_{CM,B1}$	=	Tarifa de consumo mínimo, del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
CA_{B1}	=	Consumo adicional al mínimo establecido en el pliego tarifario para el bloque 1, en kWh o kW, según corresponda.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.

b) *Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo:*

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * VM_{B1} * T_{B1}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.4})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * T_{CM,B2}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.5})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
$T_{CM,B2}$	=	Tarifa de consumo mínimo, del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * VM_{B1} * T_{B2}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.6})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.

c) *Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo:*

$$I_{B3} = (Ab_{B3} * VM_{B1} * T_{B1}) + (Ab_{B3} * DF_{B3,2} * T_{B2}) + [(C_{B3} - (Ab_{B3} * VM_{B2})) * T_{B3}]$$

(Fórmula 11.7)

Donde:

I_{B3}	=	Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo.
Ab_{B3}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 3 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
$DF_{B3,2}$	=	Diferencia. Se refiere a la diferencia entre el valor máximo del bloque de consumo 2 y el valor máximo del bloque de consumo 1.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario vigente.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 2 según el pliego tarifario vigente.
C_{B3}	=	Consumo total en kWh o kW para el consumo que se ubica en el tercer bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B3}	=	Tarifa del kWh o kW para el tercer bloque de consumo según el pliego tarifario vigente.
VM_{B2}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el segundo bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 2 definido en pliego tarifario.

En el caso que una tarifa establezca más de tres bloques de consumo, el cálculo de los ingresos seguirá la misma lógica de facturación incremental y de cobro por cada bloque de consumo alcanzado que se indica en los puntos anteriores.”

En función de lo expuesto, en este apartado se incluye el análisis de los ajustes propuestos por Coopelesca para modernizar su estructura tarifaria y adaptarla a su realidad operativa, así como a las particularidades y necesidades de los sectores de consumo que atiende en su propia zona de concesión geográfica establecida por ley:

- *El establecimiento de cinco bloques de consumo en el sector residencial.*
- *Segregación de un cargo fijo y un cargo variable en la tarifa del sector residencial.*
- *El establecimiento de una tarifa de media tensión b (T-MTb) aplicable a grandes consumidores: empresas electro intensivas y certificadas bajo la norma ISO-50001 con condicionante de consumo.*
- *El establecimiento de una tarifa para usuarios directos a las barras de 69 KV, llamada T-UD 69.*
- *La aplicación de bandas tarifarias para las tarifas T-MTb y T-UD 69.*

De igual manera, se presentan los ajustes complementarios recomendados por la Intendencia de Energía, así como los criterios que los sustentan, teniendo en cuenta la obligación que tiene la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en el artículo 6 de la Ley N° 7593, de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores. Asimismo, la obligación de articular los principios regulatorios de servicio al costo, equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica, según lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley N° 7593.

Ajuste tarifario 2021

De acuerdo con el ingreso adicional reconocido para el sistema de distribución de Coopelesca (≅507,4 millones), resulta necesario un incremento de 5,20% en sus tarifas, además con el propósito de mantener estable la tarifa de los abonados servidos en media tensión es necesario ajustar el resto de las categorías tarifarias (residencial, industrial y comercial) con un incremento del 0,69%, para un ajuste total del 5,89%.

De tal forma que el ajuste propuesto es el siguiente:

<i>Tarifa residencial (T-RE):</i>	<i>5,89%</i>
<i>Tarifa Industrial (T-IN):</i>	<i>5,89%</i>
<i>Tarifa Comercios y servicios (T-CO):</i>	<i>5,89%</i>
<i>Tarifa Media Tensión (T-MT):</i>	<i>0,0%</i>

Este ajuste tarifario a partir del 1 de octubre de 2021 hasta el 31 de diciembre del mismo año, sobre la estructura de costos sin el factor de Costo Variable de Generación (CVG) aprobadas en la resolución RE-0128-IE-2020 publicada en el Alcance N° 332 de la Gaceta N°295 del 17 de diciembre de 2020 (columna 1).

El aumento se realiza igual para todo el periodo de 3 meses y para las todas las tarifas T-RE, T-CO y T-IN (columna 2), a excepción de la T-MT la cual se propone se mantenga constante.

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

Cuadro N.º 59

Coopesca: Estructura de costos vigentes y propuestos del sistema de distribución, 2021.

COOPELESCA Sistema de distribución		Columna 1	Columna 2
		Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Propuesta del 1/oct/2021 al 31/dic/2021
► Tarifa T-RE: tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-30 Cargo fijo	2 085,90	2 208,90
	Bloque 31-200 cada kWh	69,53	73,63
	Bloque 201 y más kWh adicional	87,42	92,57
► Tarifa T-CO: comercios y servicios			
○ Clientes consumo exclusivo de energía			
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	90,39	95,71
○ Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	220 500,00	233 490,00
	Bloque 3001 y más cada kWh	73,50	77,83
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10 Cargo fijo	44 520,60	47 142,90
	Bloque 11 y más cada kW	4 452,06	4 714,29
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial			
○ Clientes consumo exclusivo de energía			
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	90,39	95,71
○ Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	220 500,00	233 490,00
	Bloque 3001 y más cada kWh	73,50	77,83
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10 Cargo fijo	44 520,60	47 142,90
	Bloque 11 y más cada kW	4 452,06	4 714,29
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Periodo Punta cada kWh	65,58	65,58
	Periodo Valle cada kWh	55,70	55,70
	Periodo Noche cada kWh	50,31	50,31
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Periodo Punta cada kW	3 773,06	3 773,06
	Periodo Valle cada kW	3 773,06	3 773,06

A continuación, se explican los cambios propuestos en el nivel tarifario y estructura de las tarifas de Coopelesca para el período 2022-2023:

Ajuste tarifario 2022 y 2023

- **El nivel tarifario**

En función de lo indicado en el apartado anterior, a partir del año 2022 se propone un cambio en la forma en que se aplica el porcentaje (%) en que deben ser ajustados los ingresos del sistema de distribución, de manera que cada categoría tarifaria del sistema de distribución de Coopelesca refleje los costos en que se incurre para brindar el servicio, según el nivel de tensión y sector de consumo, pero garantizando que la asignación realizada permita generar en conjunto, tal y como lo establece la metodología RJD-139-2015, el nivel de ingresos requerido por el sistema de distribución, según las estimaciones realizadas.

Adicionalmente, se realizó una distribución equitativa del costo entre las diferentes categorías tarifarias, en dos dimensiones complementarias: según el tipo de costo (fijo o variable) y según el escalón productivo en el que están conectados (nivel de tensión). Lo anterior permite que los costos puedan ser asignados de conformidad con el costo en que debe incurrir la empresa distribuidora para disponer la energía eléctrica a los distintos sectores de consumo. En este sentido, es importante señalar que la información utilizada para tales efectos revela que los costos de servir en media tensión son menores que los costos en que incurre la empresa para proveer electricidad en la última etapa (baja tensión).

Por su parte, de acuerdo con el análisis contable realizado por el proceso de tarifas de la Intendencia de Energía se logró determinar que el 23,96% de los costos relacionados con el servicio de distribución se clasifican como costos fijos y el restante 76,04% corresponden a costos variables, de conformidad con la estructura de cuentas regulatorias establecida en el catálogo de cuentas de Contabilidad Regulatoria según la RIE-068-2016 del 28 de junio del 2016, con lo saldos presentados por el Coopelesca al cierre del periodo 2019.

En este contexto a partir de dicha clasificación se procedió a cuantificar los montos de las cuentas regulatorias separadas por costo fijo y variable, de la cual se

obtuvieron los porcentajes mencionados anteriormente, siendo el costo variable más representativo las compras de energía y potencia y por parte de los costos fijos el correspondiente a depreciaciones y amortizaciones.

Respecto a los costos por bloques del proceso productivo, la experiencia internacional sugiere que cerca del 13% de los costos están asociados a las subestaciones transformadoras y a las redes de distribución secundaria, que son etapas necesarias y exclusivas para que la distribuidora disponga de energía útil para el uso de los consumidores en baja tensión (cálculo a partir de la metodología para la fijación de tarifas desarrollado por la empresa SECHEEP, visto en <http://www.secheep.gov.ar/wp-content/uploads/2019/04/Informe-Audiencia-2019.pdf>)

Al considerar el mecanismo anterior y el nivel de ingreso tarifario propuesto para el año 2022 en el presente estudio tarifario, se realiza la siguiente asignación de costos:

Cuadro N.º 60

Coopelesca-Sistema de distribución: Asignación de costos del servicio.

-Datos en miles de millones de colones-

Año 2022

Costos	comunes a todos los niveles	Exclusivos a baja tensión	Total
Fijos	6,1	4,2	10,3
Variables	29,8	2,9	32,7
Total	35,9	7,1	43,0

El cuadro anterior no considera los ingresos percibidos por el sistema de alumbrado público de forma que se mantienen constantes con el mecanismo de pass-through habitual.

En este contexto, para asignar los costos anteriores en las categorías tarifarias se requiere la determinación de las principales características de la demanda, la cual se acostumbra a representar mediante la denominada curva de carga².

Para desarrollar la curva de carga de los abonados de la cooperativa, se empleó el siguiente método:

- *Para los sectores, residencial, industrial en baja tensión y comercios y servicios se tomaron los datos capturados a partir de una campaña de medición que seleccionó abonados por tipo de sector mediante técnicas de muestreo estadístico.*

En el caso de Coopelesca se solicitó una muestra con el siguiente desglose.

Empresa	Sector de consumo		
	Residencial	Industrial	Comercios /servicios
Coopelesca	137	230	304

Esta campaña de medición se realiza bajo la plataforma del grupo técnico de CONACE. Coopelesca realizó un esfuerzo institucional para presentar ante el regulador la información de los perfiles de carga (resultado inicial de la campaña de medición) antes del tiempo establecido, lo cual es una clara señal de transparencia y compromiso para intentar mejorar la estructura tarifaria de sus abonados. De hecho, es la primera empresa distribuidora del SEN que presenta la totalidad de las curvas de carga requeridas por la Autoridad Reguladora, como insumo para retroalimentar el proceso modernización tarifaria, en un contexto de ahorro y eficiencia energética

- *Para los abonados en la tarifa de media tensión se tomaron los datos suministrados por la cooperativa con información real del mes de junio de 2021 de los 9 clientes de la tarifa T-MT.*

² La curva de carga es la trayectoria que muestra para cada instante del día, la demanda de electricidad que realiza a la empresa el conjunto de sus clientes.

- La demanda del sistema de alumbrado público se obtuvo mediante estimación teoría, considerando la cantidad de luminarias que conforman el parque de luminarias, su tecnología, pérdidas por balastro (si aplica), capacidad instalada, y la cantidad de horas en que se estima se encuentren activas.
- Se incluyeron las pérdidas del sistema como un valor proporcional a la demanda acumulada, con un peso relativo constante de 4,88%.

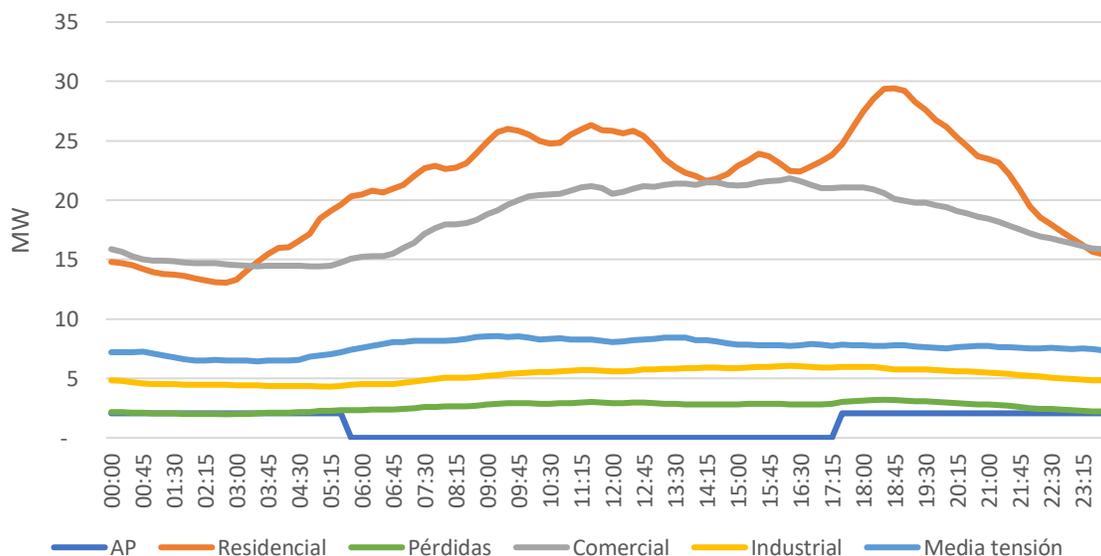
A partir de la información disponible, según lo detallado anteriormente, la Intendencia de Energía estima la caracterización de la demanda del sistema de distribución del Coopelesca, tal como se muestra a continuación:

Gráfico N.º 9

Coopelesca-Sistema de distribución: Curva característica

de la demanda por tipo de tarifa.

-Datos en MW-

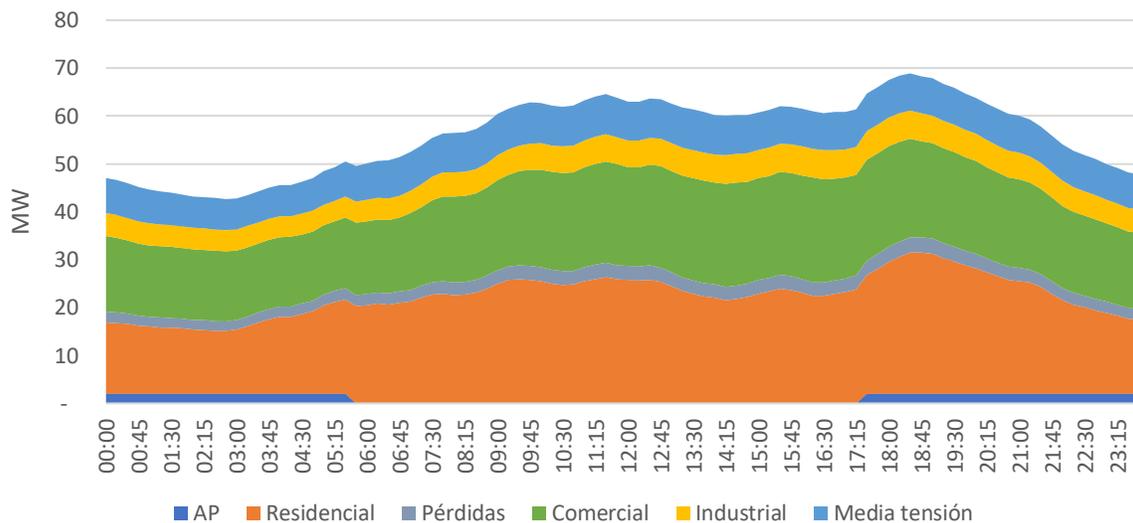


Con las curvas individuales se estima la demanda agregada, conformada por el tipo de tarifa, tal como se detalla a continuación:

Gráfico N.º 10

Coopelesca-Sistema de distribución: Curva característica de la demanda por tipo de tarifa.

-Datos en MW-



Dado que la energía aún no se almacena a gran escala, los sistemas eléctricos deben estar concebidos para soportar la máxima demanda que a lo largo de todo el ciclo de consumo va a demandar la instalación, por lo que un enfoque de retribución de costos eficiente normalmente asigna el cargo fijo del sistema de forma consecuente con la participación de la demanda de cada abonado en el momento de máxima demanda.

La curva de carga (CC) estimada permite concluir que el momento de máxima demanda en el sistema de distribución del Coopelesca se produce a las 18:30 horas. Según la misma CC en ese momento la distribución de la potencia demanda es:

- Residencial 46,21%
- Comercial 32,33%
- Industrial 9,25%
- Media tensión 12,21%

Para el traslado del cargo variable a cada categoría tarifaria se considera como base de asignación el monto que el distribuidor paga al generador para adquirir la energía y potencia necesarias para satisfacer la demanda particular de cada grupo de abonados, ya que este gasto y por amplia diferencia es el más importante de la partida de costos variables.

Dado lo anterior es necesario recurrir a la CC para la modelación del costo particular por categoría tarifaria (compra al generador) y el cálculo de la respectiva distribución. El resultado de este ejercicio es el siguiente:

- Residencial 41,47%
- Comercial 34,45%
- Industrial 9,82%
- Media tensión 14,25%

Considerando los resultados previos, y el mecanismo propuesto para la asignación del requerimiento de ingreso de la distribuidora se estima que el sector residencial para el año 2022 debería aportar ₡18,8 mil millones de colones, mientras que el sector comercial ₡14,9 mil millones y el sector industrial ₡4,3 mil millones, para que finalmente el distribuidor obtenga por parte de los abonados de la media tensión ₡5,0 mil millones.

Esta distribución dista sustancialmente de la vigente e implicaría un importante ajuste porcentual en las tarifas de algunos sectores, especialmente en el sector residencial (más de un 20%).

Debido a lo anterior, se propone mantener el nivel tarifario estimado para la categoría de media tensión y balancear el ajuste tarifario del resto de categorías

de tal manera que la distribuidora alcance el ingreso propuesto y que cada grupo tarifario avance o converja a la tarifa teórica respectiva.

Por lo tanto, se propone la siguiente asignación de costos y cálculo de precios medios por grupo tarifario.

Cuadro N.º 61

Coopelesca-Sistema de distribución: estimación del precio medio por grupo tarifario

Grupo de abonados	Ingreso esperado <i>(millones de ¢)</i>	Ventas estimadas <i>(En MWh)</i>	Precio medio <i>(en ¢)</i>
<i>Residencial</i>	16 971	199,7	85,0
<i>Comercial</i>	16 594	172,3	96,3
<i>Industrial</i>	4 427	44,8	98,8
<i>Media tensión</i>	4 998	68,5	73,0
Total	42 990	485,3	88,6

En función de esta asignación entre categorías tarifarias se presenta la siguiente estrategia de estructura tarifaria:

- **Media tensión (T-MT y T-MTb)**

La Intendencia de Energía concuerda con lo propuesto por Coopelesca, en lo que respecta a la necesidad crear condiciones para mejorar, de manera gradual, la competitividad a nivel país en servicios servidos en media tensión, como medio para promover la atracción de nuevas inversiones nacionales e internacionales, así como la generación de empleo en la zona norte, de tal forma, que le permita como distribuidora de electricidad cumplir con las exigencias de su entorno y

brindar señales tarifarias que incentiven la eficiencia energética pero que también contribuyan con la competitividad y la atracción de nuevas inversiones que potencien el desarrollo del sector industrial y manufacturero, así como de los sectores comercial y servicios, en su zona de concesión.

Por lo anterior, para los abonados servidos en media tensión se propone agregar la tarifa T-MTb al pliego tarifario, tal como lo propone Coopelesca, decisión que permitiría homologar esta modalidad, en los términos en que está reconocida actualmente para otras empresas distribuidoras, como es el caso de los operadores públicos (ICE y CNFL) y las empresas municipales (JASEC y ESPH). Esto permite a la Autoridad Reguladora promover un proceso gradual de convergencia que garantice la consolidación y estabilidad de la T-TMb.

Se propone que la T-MTb inicie a partir de enero del año 2022. Para este efecto se propone la siguiente descripción de la tarifa T-MTb:

Aplicación:

- Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios). Para acceder a esta tarifa se debe tener un promedio de consumo mensual mayor o igual 1 GWh (promedio basado en los consumos de los últimos doce meses consecutivos) y además una demanda máxima de al menos 2 000 kW/mes de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses consecutivos. También deben comprometerse consumir como mínimo 12 GWh durante el año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.*
- Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.*
- Los clientes que incumplan con los apartados anteriores, se les reclasificará en la tarifa T-MT y para que puedan optar nuevamente por esta tarifa, deberán cumplir con lo indicado en el punto 1 de esta aplicación.*

- *Excluir de la condición de consumo mínimo de potencia y energía a los clientes que demuestren cumplir con la certificación ISO 50001-Sistema de Gestión Energética y que hayan realizado acciones de eficiencia energética.*
- *Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.*

Con la descripción anterior se satisfacen las especificaciones esperadas por Coopesca para el ingreso y permanencia de abonados en la tarifa T-MTb, a excepción de la solicitud de condicionar el ingreso por ISO-50.001 con un consumo mínimo.

Lo anterior considera lo dispuesto en el Plan Nacional de Energía 2015-2030, instrumento de política pública que plantea dentro de sus objetivos el Objetivo específico 1.5.2: Asesorar en eficiencia energética a los macro consumidores, el cual establece la acción “b. Adopción de la norma ISO 50001 de Gestión Energética en los macro consumidores”, por lo que en apego de este lineamiento es necesario continuar impulsando y motivando a más empresas del país para moverse hacia la eficiencia energética.

De tal forma que se propone mantener el requisito de ingreso sin limitante de consumo y condicionado únicamente a la presentación del ISO-50.001 del mismo modo que el resto de las empresas distribuidoras que disponen de la tarifa T-MTb.

Respecto al nivel tarifario es necesario considerar que durante el año 2021 todos los abonados del sector media tensión de Coopesca cuentan con una reducción en la tarifa producto del ajuste realizado mediante RE-128-IE-2020. Sin embargo, este ajuste finaliza el 31 de diciembre del 2021 y a partir del 2022 la tarifa pasaría de tener un precio medio de ¢72,3 a ¢82,1; es decir un incremento superior al 13,6%. Esto sin considerar el ajuste propuesto para el propio 2022, producto del reconocimiento por costos ordinarios y liquidación del periodo 2018-2020.

A pesar de lo anterior la asignación de costos mediante la participación en la formación de la demanda sistémica establece para el sector de media tensión un precio medio de ¢73,0 durante el año 2022. Este precio medio incluyendo a todo el sector media tensión (T-MT y T-MTb).

Respecto a las estructuras tarifarias de las tarifas de Media Tensión, en primer lugar, se propone modificar la T-MT para fortalecer la señal de eficiencia tarifaria (ajustando la relación media esperada de energía-potencia de 80/20 a 60/40), así como homogenizar las relaciones entre periodos horarios con respecto al resto de pliegos tarifarios del país, por lo que, para el concepto de energía, se asume una relación de 2 entre punta y valle y de 2,75 entre punta y noche.

Además, se propone establecer los precios mediante una banda, con rango de amplitud igual al rédito tarifario aprobado. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

Se insta al distribuidor a organizar e impulsar estrategias de negocio con sus abonados y que a través de la flexibilidad que permite el sistema tarifario de bandas logren acuerdos comerciales de beneficio para ambas partes.

De tal forma que la estructura tarifaria propuesta a partir del año 2022 es la siguiente:

► Tarifa T-MT: tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		Máximo	Mínimo
<i>Periodo Punta</i>	<i>cada kWh</i>	86,68	82,09
<i>Periodo Valle</i>	<i>cada kWh</i>	43,34	41,05
<i>Periodo Noche</i>	<i>cada kWh</i>	31,51	29,84
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
<i>Periodo Punta</i>	<i>cada kW</i>	10 686,13	10 120,83
<i>Periodo Valle</i>	<i>cada kW</i>	7 632,95	7 229,17
<i>Periodo Noche</i>	<i>cada kW</i>	0,00	0,00

Dentro de la misma estructura de la tarifa T-MT la IE valoró la particularidad que el precio para la potencia durante el periodo noche es de cero colones, condición no presente en ningún otro pliego tarifario en un sistema de distribución y solo igualada en la estructura del sistema de generación del ICE.

Esta particularidad llama la atención como potencial estrategia para incentivar el consumo en periodos menos demandados por lo que antes de tomar decisiones en este sentido se recomienda motivar un estudio más amplio para valorar el posible impacto que tendría ampliar esta estrategia en el pliego tarifario de las distribuidoras del resto del país.

Con esta tarifa se espera que los abonados que estén en la tarifa T-MT alcancen una tarifa promedio de ¢83,7 para el periodo de vigencia (considerando el límite superior de la banda).

Por otra parte, sobre la estructura tarifaria de la nueva tarifa T-MTb, Aresep considera adecuada la petición de la cooperativa en cuento al balance propuesto (entre conceptos energía y potencia y entre periodos horarios), además que resulta análoga a la propuesta en otras distribuidoras.

De tal forma que la estructura tarifaria propuesta a partir del año 2022 es la siguiente:

► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		Máximo	Mínimo
<i>Periodo Punta</i>	<i>cada kWh</i>	124,26	117,69
<i>Periodo Valle</i>	<i>cada kWh</i>	42,68	40,42
<i>Periodo Noche</i>	<i>cada kWh</i>	27,41	25,96
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
<i>Periodo Punta</i>	<i>cada kW</i>	2 729,70	2 585,30
<i>Periodo Valle</i>	<i>cada kW</i>	1 905,58	1 804,77
<i>Periodo Noche</i>	<i>cada kW</i>	1 221,14	1 156,54

Tal como se observa, se propone una tarifa T-MTb mediante bandas tarifarias, construidas del mismo modo que para la tarifa T-MT. La tarifa T-MTb se balancea esperando que la relación de pago para el abonado sea de 80-20 (energía y demanda máxima).

Se estima que los abonados potenciales que estarán en la tarifa T-MTb es de 6. Respecto al consumo esperado, se proyecta que las empresas tendrán un consumo para el año 2022 de 51,4 GWh. La distribución de este consumo en periodos horarios se hizo manteniendo la repartición porcentual de los últimos doce meses con información real de los abonados esperados en T-MTb. Las demandas máximas horarias (potencia) se suponen invariantes para el año 2022 (respecto al último año).

Con la tarifa propuesta para la T-MTb se espera que los abonados que ingresarán alcancen una tarifa promedio de ¢69,4 para el periodo 2022-2023, que con el tipo de cambio actual (¢627,13) implicaría un precio medio de 11,1 centavos de dólar por cada kWh. De acuerdo con el perfil de consumo de los abonados potenciales, sería de esperar que se encuentren abonados que alcancen hasta los 9,5 centavos de dólar por cada kWh.

Es importante aclarar que los precios medios calculados parten de las tarifas máximas de las bandas, por lo cual podrían ser aún menores.

Desde otro punto de comparación, los 6 abonados potenciales tendrán tarifaria entre 22% y 35% menor a la tarifa en T-MT (sin considerar cargos por CVG, alumbrado público ni impuestos).

Es relevante aclarar que el nivel tarifario alcanzado por la media tensión responde a la asignación teórica de los costos en que incurre el distribuidor para brindarle el servicio, es decir que se encuentra en un nivel tarifario teóricamente justo y por lo cual se justifica sostener en el tiempo la tarifa T-MTb.

El ajuste propuesto sobre el pliego vigente para el año 2022 es una rebaja de 14,7% en el caso de los abonados de T-MTb y un aumento de 2,75% para los abonados de T-MT.

El ajuste que percibirá el abonado de media tensión de diciembre 2021 y a partir de enero 2022 es una rebaja de 4,0% en el caso de los abonados de T-MTb y un aumento de 15,7% para los abonados de T-MT.

La diferencia entre los ajustes anteriores se debe a que el pliego tarifario que cierra el año 2021 es distinto al que inicia año 2022 y por ende la base de comparación es muy importante para no cometer errores en la interpretación del cambio propuesto.

- **Media tensión (T-MT69)**

En su propuesta Coopelesca solicita la incorporación de una nueva tarifa que denominaron Tarifa Usuarios Directos T-UD, asociada al proyecto de ampliación de la actual red de distribución en 69 kV, en un contexto que busca además el aprovechamiento de la capacidad instalada ya existente, siendo que el desarrollo de esta ampliación está precedido por dos etapas previas relacionadas con inversiones ya reconocidas. Al respecto, Coopelesca justifica la solicitud en atención a lo dispuesto en el Objetivo Estratégico 3.2 Gestionar la competitividad de los precios de electricidad, y a su acción 3.2.2.1 Proponer e implementar tarifas aplicables a los macro-consumidores y empresas electro-intensivas que contribuyan a la competitividad, según se establece en el Plan Nacional de Energía 2015-2030, en su última actualización.

En su propuesta, según consta en el expediente público, para el cálculo de esta tarifa Coopelesca utilizó como referencia las tarifas T-UD que tiene definidas el ICE.

En este contexto, la Intendencia de Energía comparte con la cooperativa la importancia que actualmente presentan elementos como la competitividad, y la generación de empleos que se pueden potenciar con tarifas eléctricas atractivas, sostenibles y que generen la atracción de inversiones nacionales y extranjeras que potencien el desarrollo en la Zona Norte.

De tal forma, la IE apoya la iniciativa para la incorporación de una tarifa nueva que esté en función del esfuerzo realizado por la Cooperativa a través de la infraestructura de la actual red de distribución en 69 kV, infraestructura que tiene como propósito satisfacer el aumento en la demanda eléctrica y dar continuidad a los estándares de calidad, propiciando el desarrollo económico y social de sus asociados.

*En función de lo anterior, se parte del reconocimiento de que se trata de un potencial servicio en media tensión con características específicas. Por ello, resulta importante aclarar que los abonados que realicen las inversiones y cubran los costos requeridos para conectarse a las barras de 69 kV de subestaciones de Coopelesca continuarán en la red de distribución y por lo tanto seguirán como clientes del sistema de distribución en nivel de media tensión. Debido a lo anterior, se propone calificar esta nueva tarifa como **T-MT69** para aquellos abonados con punto de entrega en las barras de media tensión de 69 KV.*

Se propone que la T-MT69 inicie a partir de enero del año 2022. Para este efecto se propone la siguiente descripción de la tarifa T-MT69:

Aplicación:

- Tarifa opcional para el suministro de energía y potencia en media tensión a clientes directamente interconectados al sistema 69 kV. Para acceder a esta tarifa se debe tener un promedio de consumo mensual mayor o igual 3 GWh (promedio basado en los consumos de los últimos doce meses consecutivos) y además una demanda máxima mensual mayor a 5 MW de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses consecutivos. También deben comprometerse consumir como mínimo 36 GWh durante el año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.*
- Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.*
- Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de*

energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

Características de servicio:

- *Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.*
- *Medición: Un sistema de medición, a media tensión, trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega (barras de 69 kV).*
- *Disponibilidad: En las barras de media tensión 69 kV de subestaciones de Coopelesca.*

En lo que respecta a esta nueva modalidad, es importante señalar que se trata de una modalidad prevista para la promoción y atracción de nueva demanda. De acuerdo con la información aportada por Coopelesca, a la fecha no existe ningún abonado interconectado directamente a las barras de 69 KV por lo que la tarifa T-MT69 no tendría clientes inmediatos.

Lo anterior implica que no se cuenta con información del consumo demandado por la tarifa. No obstante, la Intendencia procede a realizar el cálculo del nivel tarifario de la siguiente forma:

- *Se toma el precio medio de compra del sistema de distribución de Coopelesca a su propio sistema de generación (¢48,4), bajo el supuesto técnico que los usuarios de T-MT69 serán abastecidos exclusivamente por los generadores del sistema de generación de Coopelesca. En este caso no hay costo asociado a la transmisión (al menos para pago al sistema de transmisión del ICE).*
- *Al valor anterior se adiciona la proporcionalidad de la rentabilidad aprobada a la cooperativa para su sistema de distribución (5,29%)*
- *Se adiciona un monto por concepto de costos fijos asociados al servicio, a partir de una relación proporcional con el precio medio de compra al propio sistema y la distribución inicial costos fijos/variables del servicio de media tensión para el año 2022.*

A partir del mecanismo anterior, se propone una tarifa con un precio medio de ¢59,5 lo que a la fecha equivale a \$9,5 centavos de dólar. Este precio medio podría ser menor dependiendo del perfil de consumo del usuario.

Al igual que para el resto de las tarifas en media tensión (T-MT y T-MTb) la T-MT69 se propone mediante el sistema de bandas, de tal forma que el precio medio se podría encontrar entre ¢56,4 y ¢59,5 es decir entre \$8,98 y \$9,50 centavos de dólar. De esta forma esta tarifa sería la más competitiva del pliego tarifario del sistema de distribución de Coopelesca.

Se propone la tarifa en colones, con el propósito de homogenizar con el resto de las tarifas del mismo nivel de tensión y evitar el riesgo futuro de tener diferencias en los ingresos del distribuidor a causa del tipo de cambio entre monedas.

Respecto a la estructura tarifaria se propone construirla a partir de la T-MT tradicional, pero procurando un balance energía-potencia del orden 80-20. De esta forma la cooperativa contaría con otra alternativa tarifaria para sus usuarios ampliando el abanico de opciones dentro del servicio de media tensión.

De tal forma que la estructura tarifaria propuesta a partir del año 2022 es la siguiente:

► Tarifa T-MT69: tarifa media tensión interconectados a barras de 69 KV			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		Máximo	Mínimo
<i>Periodo Punta</i>	<i>cada kWh</i>	81,25	76,95
<i>Periodo Valle</i>	<i>cada kWh</i>	40,62	38,47
<i>Periodo Noche</i>	<i>cada kWh</i>	29,54	27,98
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
<i>Periodo Punta</i>	<i>cada kW</i>	2 548,79	2 413,96
<i>Periodo Valle</i>	<i>cada kW</i>	1 820,56	1 724,26
<i>Periodo Noche</i>	<i>cada kW</i>	1 185,48	1 122,77

La tarifa T-MTb está construida para que los abonados de la T-MT perciban algún beneficio al trasladarse de una tarifa a otra independientemente de su factor de carga y forma de consumo (según los perfiles de consumo de los usuarios actuales de la T-MT).

Del mismo modo aquellos abonados que puedan trasladarse de la tarifa T-MTb a la tarifa T-MT69 tendrían una mejora en el pago por el servicio de distribución eléctrico que estaría entre un -6% a un -15%.

Conforme la tarifa entre como alternativa a los usuarios existentes y potenciales de Coopelesca y cuente con clientela, se generará información de demanda, necesaria para depurar la aplicación inicial. En todo caso, como parte del proceso de regulación económica que corresponde realizar a la Autoridad Reguladora, la Intendencia de Energía estará realizando el seguimiento requerido para disponer de información real que permita, cuando corresponda, incorporar ajustes bajo un enfoque de mejora continua.

- **Tarifa industrial (T-IN) y tarifa comercios y servicios (T-CO)**

Respecto a los consumidores en baja tensión no residenciales: servicio y comercio (T-CO), industrial (T-IN) se cuenta con información de la caracterización del perfil de consumo individualizada, que permite definir una separación del precio medio entre estos abonados. A pesar de lo anterior y como se indicó en la sección del nivel tarifario la distribución inicialmente propuesta para alcanzar el nivel teórico tarifario en cada categoría tarifaria dista sustancialmente de la vigente e implicaría un importante ajuste porcentual en las tarifas de algunos sectores, especialmente en el sector residencial.

Debido a lo anterior, se propone mantener el nivel tarifario estimado para la categoría de media tensión y balancear el ajuste tarifario del resto de categorías de tal manera que la distribuidora alcance el ingreso propuesto y que cada grupo tarifario avance o converja a la tarifa teórica respectiva.

Por lo tanto, se propone un ajuste, sobre el pliego vigente para el año 2022, de aumento del 8,26% en el caso de los abonados de la tarifa industrial (T-IN) y un aumento de 5,54% para los abonados del sector comercial (T-CO).

El ajuste que percibirán los abonados entre el periodo de diciembre 2021 a enero 2022 sería un aumento del 4,11% en el caso de la tarifa industrial, mientras que en la tarifa comercios y servicios el cambio será de 1,49%.

La diferencia entre los ajustes anteriores se debe a que el pliego tarifario que cierra el año 2021 es distinto al que inicia con el año 2022 y por ende la base de comparación es muy importante para no cometer errores en la interpretación del cambio propuesto.

Respecto a la estructura tarifaria de estas tarifas no se propone modificación. Coopelesca tampoco solicita se atienda ningún ajuste. A pesar de lo anterior se considera importante valorar los siguientes aspectos:

- Revisar la distribución de los conceptos de energía y potencia en la estructura tarifaria, por cuanto el peso que tiene el pago de potencia en la factura del usuario final (sin considerar impuestos y otros cargos) representa un 12%, mientras que en el resto de las empresas distribuidoras este peso está entre 25% y 28%, es decir más del doble con respecto a la señal tarifaria de las tarifas T-IN y T-CO de Coopelesca.*
- Analizar la separación de la tarifa de manera que esté compuesta por un concepto que responda al costo fijo del servicio y otro al costo variable del mismo, de tal forma que la señal tarifaria se acerque aún más a la realidad del costeo del negocio de distribución eléctrica.*
- Valorar la vigencia del límite (3000 kWh) para diferenciar el cobro de una tarifa simple al cobro segregado de energía y demanda máxima*

Para lo anterior, se recomienda realizar, a la brevedad, un estudio tarifario independiente que atienda las inquietudes mencionadas y de considerarse necesario se propongan los ajustes necesarios para modernizar tanto la tarifa industrial como la comercial.

- **Sector residencial (T-RE)**

Para el sector residencial se propone una serie de modificaciones a la estructura a realizarse a partir del 1ero de enero del 2022 y que se detallan a continuación:

5. *Separar a aquellos abonados que tengan una demanda máxima mensual superior a los 10 kW, clasificarlos como abonados de mediana demanda. A estos abonados se les aplicará un cargo binómico por energía y demanda máxima.*

La tarifa de estos abonados será igualada a la tarifa binómica de la tarifa comercios y servicios T-CO.

6. *Aumentar la cantidad de bloques a 5, de tal forma que se aumente el incentivo a buscar eficiencia energética en los hogares. Esta clasificación se realiza de acuerdo con los percentiles de consumo, asignando los siguientes límites:*

B1	0-145
B2	145-200
B3	201-270
B4	271-390
B5	Más de 390

De esta forma se atiende la acción 1.7.1.4 del Plan Nacional de Energía 2015-2030 que instruye a Aresep, Conace y a las empresas distribuidoras a “Establecer bloques de consumo que promuevan el ahorro y eficiencia energética en el sector eléctrico residencial de las 8 empresas distribuidoras”.

7. *Reemplazar el cobro por consumo mínimo por el cobro de un cargo fijo acorde con los costos fijos del sistema y la participación del sector residencial en estos. El ingreso requerido por costos fijos se divide en 5 partes iguales en cada bloque y dentro de cada bloque se divide por igual dentro de los abonados que lo conforman, quedando así un cargo distinto en cada bloque. La siguiente es la propuesta:*

Bloque	Cargo fijo
B1	1 710
B2	4 130
B3	4 965
B4	7 275
B5	12 850

Los cargos fijos fueron redondeados a múltiplos de 5.

8. Se propone asignar un cargo variable para cada bloque con el siguiente criterio: se asigna valores límites para los bloques 2 y 5, al bloque 2 el precio medio del sector (por cargo variable), y al bloque 5 el mismo precio de la tarifa monómica propuesta para la tarifa comercial (T-CO). Los bloques 3 y 4 se les asigna un precio modo que se cumpla la condición de igual crecimiento relativo entre bloques (16,00%). Finalmente, el precio del bloque 1 se establece como pivote para mantener el equilibrio del precio medio del sector. Tal como se muestra a continuación:

Bloque	Cargo variable
B1	54,42
B2	62,23
B3	72,19
B4	83,74
B5	97,14

La facturación del abonado es acumulativa por el cobro del kWh de exceso en cada bloque; es decir, no es excluyente.

Con esta propuesta se espera se alcancen los ingresos requeridos y se realiza una asignación de cargos entre bloques más cercana a la responsabilidad en los costos demandados.

Con las propuestas anteriores todos los abonados del sector residencial recibirán ajuste a su nivel tarifario a partir de enero del 2022, el grado de este ajuste dependerá del perfil de consumo del abonado, pero se espera que el abonado residencial perciba un aumento promedio del 5,0% de la tarifa entre el periodo de diciembre 2021 a enero 2022. A pesar de lo anterior, se espera que cerca del 30% de la población total residencial y ubicada en los primeros 2 bloques tarifarios recibirán una disminución en su tarifa.

Este proceso de modernización que impulsa Coopelesca se realiza en un contexto de ahorro y eficiencia energética, en medio de un Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que está experimentando profundas transformaciones en su funcionamiento, debido al impacto de tecnologías disruptivas, tales como la generación distribuida, el almacenamiento de energía, redes inteligentes, tecnologías AMI y movilidad eléctrica, entre otras. Por ello, esta Intendencia recomienda a Coopelesca valorar la posibilidad de promover espacios de comunicación y divulgación sobre este esfuerzo de la modernización tarifaria, con el propósito de que sus abonados, en los distintos sectores de consumo, comprendan e interioricen la estructura propuesta y puedan tomar las mejores decisiones de acuerdo con sus posibilidades.

- **Tarifa de acceso**

En cuanto a la tarifa de acceso, COOPELESCA solicita:

- *A partir del 01 de octubre y hasta el 31 de diciembre del 2021 un aumento del 8% sobre la tarifa aprobada mediante la resolución RIE-010-2018. (Quiere decir ¢32,61 por cada kWh), ver folio 05.*
- *A partir del 01 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2022, un aumento del 23% sobre la tarifa aprobada. (Quiere decir ¢40,21 por cada kWh), ver folio 05.*
- *A partir del 01 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2023, una rebaja del 2% sobre la tarifa aprobada. (Quiere decir ¢39,47 por cada kWh), ver folio 05.*

En lo que respecta a la tarifa de acceso, la IE propone una disminución de las tarifas solicitadas por COOPELESCA para los dos periodos requeridos (2022 y 2023), debido a la depuración de los costos y gastos de los periodos comprendidos en el estudio tarifario, además se identificaron diferencias de las estimaciones en las ventas, que se utilizan dentro de la fórmula para el cálculo de la tarifa, así como en la proyección de la energía retirada previamente inyectada por los productores-consumidores. También se presentan diferencias en el cálculo utilizado, ya que COOPELESCA utiliza de referencia la metodología publicada en la resolución RJD-021-2015, siendo esta derogada por la resolución RJD-030-2016, y que actualmente se mantiene vigente para el cálculo de la tarifa de acceso. Ante esto se presenta una diferencia de lo sugerido por la Intendencia y solicitado por COOPELESCA de -10,82% para cada periodo.

Para el cálculo de la tarifa de acceso se toman los datos de los costos y gastos totales, la tasa de rédito y la base tarifaria del sistema de distribución. Estos valores se dividen entre la sumatoria de la estimación de la energía retirada previamente inyectada por los productores-consumidores o generadores distribuidos y las ventas de energía estimadas para cada año. Una de las principales diferencias en estos aspectos es que la empresa regulada no proyectó ninguna variación para los años 2022 y 2023 de la energía retirada y la Intendencia propone aplicarle una tasa de crecimiento en igual proporción a la variación calculada de las ventas totales de energía.

En lo que corresponde a la tarifa de acceso, se recomienda:

- Un incremento del 24,35%, sobre la tarifa propuesta en la RE-0059-IE-2021, quedando cada kWh en **₡35,86** desde el 01 de enero al 31 de diciembre del 2022.*
- Un incremento del 22,05%, sobre la tarifa propuesta en la RE-0059-IE-2021, quedando cada kWh en **₡35,20** desde el 01 de enero al 31 de diciembre del 2023.*

- **Ajuste tarifario**

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos y gastos sin CVG del sistema de distribución de Coopelesca R.L vigente para el año 2022 que se fijó en resolución RE-010-IE-2019, publicadas en el Alcance digital N° 36, Gaceta N° 19 del 12 de febrero de 2018, deben ajustarse, de tal manera que permita cubrir el nivel de rédito de desarrollo requerido para inversión y mantenimiento (columna 1).

Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos y gastos sin CVG. Ya que aún no se cuentan con los factores de ajuste por CVG para cada trimestre del año 2022.

El aumento se realizó igual para todo el periodo de 12 meses (columna 2). El precio medio propuesto de las tarifas tendrá las siguientes variaciones con respecto al precio medio vigente para el año 2022:

Categoría tarifaria	Ajuste medio
<i>Residencial (T-RE)</i>	<i>11,95%</i>
<i>Comercios y servicios (T-CO)</i>	<i>5,54%</i>
<i>Industrial (T-IN)</i>	<i>8,26%</i>
<i>Media tensión (T-MT)</i>	<i>2,75%</i>
<i>Media tensión b (T-MTb) /**</i>	<i>-14,74%</i>
<i>Media tensión 69 KV (T-MT69) /*</i>	

/ Las tarifas T-MT69 se proponen por primera ocasión.*

*** Ajuste a la T-MTb se realiza con respecto a la T-MT, ya que el pliego vigente 2021 no incluía la T-MTb.*

En este contexto, como se aclaró en el análisis individualizado de cada categoría tarifaria existe diferencia entre el ajuste porcentual propuesto al pliego vigente para los años 2022 y el cambio que percibirá el usuario en el periodo diciembre 2021 a enero 2022, la diferencia se debe a que el pliego tarifario que cierra el año 2021 es distinto al que inicia con el año 2022 y por ende la base de comparación es muy importante para no cometer errores en la interpretación del cambio propuesto.

Tomando en cuenta, que se propone un aumento en las tarifas del sistema de distribución de Coopelesca del 5,0% el usuario percibirá el siguiente ajuste promedio entre el cierre 2021 y a partir de enero 2022.

Categoría tarifaria	Ajuste medio
Residencial (T-RE)	5,0%
Comercios y servicios (T-CO)	1,5%
Industrial (T-IN)	4,1%
Media tensión (T-MT)	15,7%
Media tensión b (T-MTb) /**	-4,0%
Media tensión 69 KV (T-MT69) /*	
Total	6,03%

/ Las tarifas T-MT69 se proponen por primera ocasión.*

*** Ajuste a la T-MTb se realiza con respecto a la T-MT, ya que el pliego vigente 2021 no incluía la T-MTb.*

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

➤ **Tarifa T-RE Residencial**

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

B. Características de servicio:

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

➤ **Tarifa T-CO Comercios y Servicios**

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

B. Características de servicio:

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

➤ **Tarifa T-IN Industrial**

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

B. Características de servicio:

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

➤ **Tarifa T-MT Media tensión**

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

Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

B. Características de servicio:

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

➤ **Tarifa T-MTb Media tensión b.**

C. Aplicación:

- *Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios). Para acceder a esta tarifa se debe tener un promedio de consumo mensual mayor o igual 1 GWh (promedio basado en los consumos de los últimos doce meses consecutivos) y además una demanda máxima de al menos 2 000 kW/mes de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses consecutivos. También deben comprometerse consumir como mínimo 12 GWh durante el año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.*
- *Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.*
- *Los clientes que incumplan con los apartados anteriores, se les reclasificará en la tarifa T-MT y para que puedan optar nuevamente por esta tarifa, deberán cumplir con lo indicado en el punto 1 de esta aplicación.*
- *Excluir de la condición de consumo mínimo de potencia y energía a los clientes que demuestren cumplir con la certificación ISO 50001-Sistema de Gestión Energética y que hayan realizado acciones de eficiencia energética.*
- *Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.*

D. Características de servicio:

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

➤ **Tarifa T-MT69 Media tensión clientes interconectado a las barras de 69 KV.**

B. Aplicación:

- *Tarifa opcional para el suministro de energía y potencia en media tensión a clientes directamente interconectados al sistema 69 kV. Para acceder a esta tarifa se debe tener un promedio de consumo mensual mayor o igual 3 GWh (promedio basado en los consumos de los últimos doce meses consecutivos) y además una demanda máxima mensual mayor a 5 MW de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses consecutivos. También deben comprometerse consumir como mínimo 36 GWh durante el año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.*
- *Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.*
- *Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.*

VII. Características de servicio:

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

- Medición: Un sistema de medición, a media tensión, trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega (barras de 69 kV).
- Disponibilidad: En las barras de media tensión 69 kV de subestaciones de Coopelesca.

➤ **Tarifa T-A- Acceso.**

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

B. Características de servicio:

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

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

DISPOSICIONES GENERALES:

9. Categoría y bloques de consumo:

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (carga por energía), de las tarifas T-IN y T-CO, será reclasificado al bloque de consumo binómico (carga por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en seis o más facturas en los últimos doce meses. Este abonado deberá permanecer en el bloque de consumo binómico, así consuma menos de los 3000 kWh, hasta que en un periodo de 6 facturas consecutivos su consumo sea menor a los 3000kWh, en dicha situación, será trasladado automáticamente al bloque de consumo monómico.

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (carga por energía), de la tarifa residencial T-RE, será reclasificado al bloque de consumo binómico (carga por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su demanda máxima mensual exceda los 10 kW en al menos una ocasión y deberá permanecer en el bloque de consumo binómico, así demande menos de los 10 kW, hasta que en un periodo de 6 facturas consecutivos su demanda máxima sea menor a los 10 kW, en dicha situación, será trasladado automáticamente al bloque de consumo monómico.

A los abonados de la tarifa residencial del bloque de consumo binómico se les facturará como cargo mínimo 10 kW de potencia.

10. Cargo por demanda

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

11. Cargo mínimo a facturar.

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

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

La tarifa del sector residencial no aplica el cobro del cargo mínimo ya que cancelan cargo fijo.

12. Definición de horario.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

14. Condiciones para la tarifación en condominios.

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

15. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

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

16. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas y tributo a bomberos.

A partir del año 2024, se deben ajustar las tarifas del sistema de distribución, por cuanto finaliza el monto reconocido por concepto de liquidación y esto implica la necesidad de una rebaja del orden del 4,44% en el pliego tarifario propuesto para el periodo 2022-2023.

Aspectos para considerar periodo 2021

Una vez realizado todos los ajustes en los apartados indicados anteriormente, para el periodo 2021 se produjo una actualización de los cálculos, esto al reconocer como base las liquidaciones de periodos anteriores, conforme a lo resuelto mediante la resolución RE-022-IE-2019 y que impacta sobre las liquidaciones de los años 2018, 2019 y 2020, así como las proyecciones 2021, 2022 y 2023, relacionados al punto 1 del presente recurso, el efecto de dicho año se traslada para el periodo 2022.

En virtud de que el ajuste tarifario derivado de etapa recursiva entra a regir hasta el 01 de enero de 2022, las variaciones determinadas para 2021 no forman parte de la tarifa vigente de ese año, por lo que para efectos de liquidación se deberá considerar los resultados de la RE-0059-IE-2021. Los ajustes determinados en la etapa recursiva, que regirán para los años 2022 y 2023, se someterán al proceso de liquidación tarifaria, correspondiente a esos periodos.

En función de lo anterior esta Intendencia considera que los argumentos formulados poseen fundamento, por lo que se acoge el punto 1 del presente recurso, lo procedente es modificar la resolución RE-0059-IE-2021 en cuanto a este punto, en los términos ya indicados.

2. Exclusión del Gasto Materiales:

Sobre la exclusión del gasto materiales, alega la recurrente que la Intendencia de Energía partió de que la cuenta material siempre debe quedar en cero, cuestión que es totalmente incorrecto.

Además señala la Cooperativa que,

Con el fin de aportar al gasto real ejecutado, se adjunta certificación de Contador Público Autorizado, de los gastos reales contabilizados en materiales de los periodos 2018, 2019 y 2020.

Respecto al monto solicitado de materiales, el importe fue mayor y acá hacemos aclaración de lo siguiente:

La cuenta de materiales se carga de dos maneras:

- a. Los materiales por las ordenes de costeo*
- b. Y la distribución de gastos de bodega (departamento de inventarios)*

[...] En específico, a la aplicación de gasto en vista de que en el año 2020 se modificó la asignación, solicitaremos un espacio con está Intendencia para conocer que debe llevar dicha cuenta como justificación para que en el tiempo si sea reconocida. Para dicho recurso, solo nos enfocamos en la cuenta de materiales que como hemos venido argumentando, son gastos reales para cada periodo y hacemos la solicitud de reconocimiento [...].

Al respecto se reitera lo indicado por la IE en la resolución RE-059-IE-2021 que cita:

- **Cuenta de materiales:**

Para los gastos de operación y mantenimiento y administrativos, en la justificación la empresa señala que:

*...La cuenta de materiales funciona como una **cuenta transitoria**, esto por la razón que las cuadrillas de COOPELESCA cuando efectúan una solicitud de*

materiales para determinado trabajo o proyecto lo deben hacer por medio de una requisición de materiales, el departamento de Inventarios recibe la requisición y realiza la salida de estos. Esta disminución genera un efecto contable de la deducción de Inventarios y realiza un cargo a la cuenta de Materiales.

El tiempo de finalización de estos trabajos es variable, debido a que pueden ser proyectos pequeños o realmente grandes con finalización de algunos meses, ejemplo de esto es la construcción de alguna línea de la red dentro del área de concesión de la Cooperativa, cuando la cuadrilla termina de realizar el trabajo asignado entrega la "orden de trabajo" para legalizar o liquidar y verificar que todo el material se utilizó o se tiene alguna devolución, **después de este paso de la generación de la legalización de la orden, se genera en contabilidad la disminución de la cuenta de Materiales y se carga a las diferentes cuentas afectadas de gastos, entre ellas, mantenimiento de la red, o la capitalización de la obra como activos o a la cuenta que corresponda.**

La cuenta de materiales tiene subes y bajas porque puede haber meses que se registre la salida de materiales, pero hasta el mes siguiente se legaliza la Orden de Trabajo, por tema de tamaño del proyecto. (el resaltado no es del original).

De dicha justificación se desprende con total claridad que esta es una cuenta transitoria que luego sus montos son llevados al concepto de gasto o activo que corresponda, en ese sentido la naturaleza de la cuenta no constituye una erogación, no se configura como un concepto de gasto al ser utilizada transitoriamente, en consecuencia, no debe reconocerse ningún monto ya que lo correspondiente será reconocido ya sea como un gasto por mantenimiento o como parte del costo de un activo. En concordancia con lo anterior lo procedente es no reconocer ningún monto para esta cuenta, por lo que deberá consignarse cero durante todos los años a liquidar.

En lo que respecta a la "Certificación de Información Financiera [..]" aportada por el petente en la etapa recursiva que indica:

[...] Esta certificación fue realizada con el único propósito de informar al usuario que las cifras mostradas en el anexo #1 el cual adjunto e identifico con mi forma y sello blanco fueron extraídos de los registros contables oficiales de los periodos 2018, 2019 y 2020, de Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. y que corresponde a trabajos de operación y mantenimiento de la red electrónica [sic]. [...]

Cabe señalar que la certificación del saldo de la cuenta de “materiales” no es suficiente para demostrar el origen de la cuenta, la naturaleza de los cargos registrados, los ajustes practicados sobre la partida o su relación con el registro de las demás cuentas de gastos, especialmente dada la explicación aportada por la cooperativa y que consta en el expediente la cual cita:

“[...] después de este paso de la generación de la legalización de la orden, se genera en contabilidad la disminución de la cuenta de Materiales y se carga a las diferentes cuentas afectadas de gastos, entre ellas, mantenimiento de la red, o la capitalización de la obra como activos o a la cuenta que corresponda.”

Se le recuerda a Coopelesca, como prestador de un servicio público regulado, que tiene la obligación de justificar, así como demostrar que los costos incurridos corresponden y son necesarios para prestar el servicio público (costos que deben identificarse contablemente de forma separada para cada actividad, garantizando su correcta distribución de acuerdo con las normas técnicas).

Asimismo, se recuerda que el petente debe suministrar información a la Autoridad Reguladora, conforme al artículo 14 de la Ley 7593 que indica en su inciso c) “Suministrar oportunamente, a la Autoridad Reguladora, la información que les solicite, relativa a la prestación del servicio.”

Se aclara que el acto recurrido corresponde a la resolución de un estudio tarifario, que se sustenta en la información aportada por Coopelesca y, por tanto, no puede alegar desconocimiento de sus obligaciones regulatorias. La Ley 7593 en su artículo 24 establece la obligación al suministro de información solicitada por esta Autoridad Reguladora, citando entre otras cosas lo siguiente:

A solicitud de la Autoridad Reguladora, las entidades reguladas suministrarán informes, reportes, datos, copias de archivos y cualquier otro medio electrónico o escrito donde se almacene información financiera, contable, económica, estadística y técnica relacionada con la prestación del servicio público que brindan. [...]

En ese proceso, según consta en el expediente, se identifican como mínimo tres momentos en los cuales la Cooperativa pudo poner a disposición de Aresep toda la información suficiente para tomar la decisión tarifaria, a saber:

- i. El primero el 29 de junio de 2021, mediante el oficio GG-325-2021 donde Coopelesca envió toda la información necesaria para la realización del estudio tarifario y velar porque toda la información viniera justificada, clara, trazable y que los respaldos sean útiles para resolver la petición tarifaria.*
- ii. Un segundo momento se realizó en el mes de agosto, específicamente mediante oficio OF-0580-IE-2021 del 3 de agosto de 2021, donde se pidieron aclaraciones adicionales.*
- iii. Y además el 18 de agosto de 2021, fecha en que se celebró la Audiencia Pública y se analizó toda la información remitida por parte de Coopelesca. La audiencia corresponde al momento en el cual la empresa pudo aportar cualquier otra información que considerara necesaria para justificar mejor sus pretensiones tarifarias, constituyendo un tercer momento para suministrar información.*

Por lo tanto, en cuanto a suministro de información Coopelesca era el más interesado en sustentar correctamente todas las variables de cálculo, toda vez que el proceso tarifario en cuestión era dirigido a esa empresa, y esta Intendencia siempre fue clara en el objetivo del proceso, dando distintas oportunidades para que esa Institución remitiera la información correspondiente (tal y como se indica).

Cabe aclarar, que la información nueva que se aporte en la etapa recursiva resulta extemporánea y no corresponde al momento procesal oportuno para su remisión ni su análisis. La resolución recurrida consideró toda aquella información que estaba disponible en el expediente antes de celebrarse la audiencia pública, considerando que es además el momento en que cualquier parte interesada en el proceso puede acceder a dicha información para poder ejercer su derecho de defensa.

Por lo indicado anteriormente, no lleva razón el recurrente en su argumento por lo que se recomienda su rechazo.

3. Sobre el reajuste de traslado de costos al sistema industrial.

Coopelesca alega que en relación con los aumentos solicitados para las ventas de energía a los usuarios del sector comercial y del sector industrial, la Intendencia procedió a modificar el peso del traslado de costos y en consecuencia del aumento tarifario al sector industrial.

Eventualmente usuarios del sector industrial pueden llegar a consultar sobre las razones del aumento proporcional asignado a dicho sector fue mayor del originalmente previsto, por lo que solicita se le indique cuáles son los motivos de la decisión de la Intendencia al respecto.

Sobre este argumento tal y como se indicó en la resolución recurrida RE-0059-IE-2021, ésta Intendencia reconoce que la petición realizada por Coopelesca, la cual contempla una serie de acciones para modernizar su estructura tarifaria, es consistente con el desafío que enfrentan las empresas eléctricas de adaptar su modelo de negocio a los cambios que experimenta el Sistema Eléctrico Nacional, así como a las características y necesidades de sus abonados, en todos los sectores de consumo.

Sin embargo, a pesar de lo anterior la asignación del ajuste porcentual en cada tarifa propuesta por Coopelesca es el mismo para cada grupo tarifario, sin considerar los costos en que se incurre para brindar el servicio en cada uno.

En función de lo indicado y según se detalla en el apartado de estructura tarifaria del expediente tarifario, a partir del año 2022 se propone un cambio en la forma en que se aplica el porcentaje (%) en que deben ser ajustados los ingresos del sistema de distribución, de manera que cada categoría tarifaria del sistema de distribución de Coopelesca refleje los costos en que se incurre para brindar el servicio, según el nivel de tensión y sector de consumo, pero garantizando que la asignación realizada permita generar en conjunto, tal y como lo establece la metodología RJD-139-2015, el nivel de ingresos requerido por el sistema de distribución, según las estimaciones realizadas.

Adicionalmente, se realizó una distribución equitativa del costo entre las diferentes categorías tarifarias, en dos dimensiones complementarias: según el tipo de costo (fijo o variable) y según el escalón productivo en el que están conectados (nivel de tensión). Lo anterior permite que los costos puedan ser asignados de conformidad con el costo en que debe incurrir la empresa distribuidora para disponer la energía eléctrica a los distintos sectores de consumo. En este sentido, es importante señalar que la información utilizada para tales efectos revela que los costos de servir en media tensión son menores que los costos en que incurre la empresa para proveer electricidad en la última etapa (baja tensión).

En el caso del sector industrial en baja tensión (tarifa T-IN), se estima que durante el momento de máxima demanda del Sistema de distribución de Coopelesca la participación de esta tarifa fue del 9,25%, de acá que deba asumir el costo fijo proporcional a este valor.

Bajo una lógica similar a la anterior, para el traslado del cargo variable a cada categoría tarifaria se consideró como base de asignación el monto que el distribuidor paga al generador para adquirir la energía y potencia necesarias para satisfacer la demanda particular de cada grupo de abonados, ya que este gasto y por amplia diferencia es el más importante de la partida de costos variables. En el caso de la tarifa T-IN se estima que la participación relativa del costo total es del 9,82%, y por ende el cargo proporcional asignado para la construcción de la tarifa final.

De tal forma que cada tarifa se conforme de forma independiente, considerando el ingreso total requerido para que el distribuidor opere, el perfil de la demanda acumulada de cada sector de consumo y los costos en que incurre el distribuidor para satisfacerla.

En consecuencia, de lo anterior, se realizó un ajuste, sobre el pliego vigente para el año 2022, de aumento del 7,63% en el caso de los abonados de la tarifa industrial (T-IN) y un aumento de 4,61% para los abonados del sector comercial (T-CO). El ajuste que percibirán los abonados entre el periodo de diciembre 2021 a enero 2022 sería un aumento del 3,5% en el caso de la tarifa industrial, mientras que en la tarifa comercios y servicios el cambio será de 0,6%. La diferencia entre los ajustes anteriores se debe a que el pliego tarifario que cierra el año 2021 es distinto al que inicia con el año 2022 y por ende la base de comparación es muy importante para no cometer errores en la interpretación del cambio propuesto.

Es necesario aclarar que la modernización y actualización de la estructura tarifaria no representa una modificación en la metodología tarifaria vigente (RJD-139-2015). Al respecto, como se detalla en el apartado de estructura tarifaria del expediente administrativo, no se incorpora como parte de sus disposiciones. La metodología no establece la estructura tarifaria, ni cómo se calcula o actualiza. De hecho, todas las estructuras tarifarias de las ocho empresas distribuidoras y comercializadoras, aunque tienen elementos comunes, son diferentes.

De igual manera, se recuerda que los ajustes realizados por la Intendencia de Energía, así como los criterios que los sustentaron, tienen en cuenta la obligación que tiene la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en el artículo 6 de la Ley N° 7593, de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores. Asimismo, la obligación de articular los principios regulatorios de servicio al costo, equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica, según lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley N° 7593.

En virtud de lo anterior se recomienda rechazar este argumento.

4. Sobre el reajuste cobro potencia.

Coopesca alega que se realizó un ajuste mayor en el cobro de potencia al sector industrial y comercial, por lo que solicita se le indique cuáles son los motivos de ese equilibrio realizado en la estructura tarifaria.

Sobre este argumento esta Intendencia considera que tal y como se indicó en la resolución recurrida RE-0059-IE-2021 que a la estructura tarifaria de las tarifas sector industrial y comercial, no se propuso modificación al cobro de potencia o en efecto a su relación energía/potencia en la facturación del usuario final.

En el estudio tarifario presentado por Aresep se presentaron algunos hallazgos encontrados en el análisis realizado por la IE, entre los que se mencionaron:

- *Revisar la distribución de los conceptos de energía y potencia en la estructura tarifaria, por cuanto el peso que tiene el pago de potencia en la factura del usuario final (sin considerar impuestos y otros cargos) representa un 12%, mientras que en el resto de las empresas distribuidoras este peso está entre 25% y 28%, es decir más del doble con respecto a la señal tarifaria de las tarifas T-IN y T-CO de Coopelesca.*
- *Analizar la separación de la tarifa de manera que esté compuesta por un concepto que responda al costo fijo del servicio y otro al costo variable del mismo, de tal forma que la señal tarifaria se acerque aún más a la realidad del costeo del negocio de distribución eléctrica.*
- *Valorar la vigencia del límite (3000 kWh) para diferenciar el cobro de una tarifa simple al cobro segregado de energía y demanda máxima*

Es importante recalcar que el listado de conclusiones anteriores corresponden a recomendaciones para que se valore la posibilidad de iniciar un estudio tarifario independiente que atienda las inquietudes mencionadas y de considerarse necesario se propongan los ajustes necesarios para modernizar tanto la tarifa industrial como la comercial, sin que esto implique un ajuste en el estudio recurrido.

En virtud de lo anterior se recomienda rechazar este argumento.

V. CONCLUSIONES

1. *Desde el punto de vista formal, el recurso interpuesto por Coopelesca, contra la resolución RE-0059-IE-2021, resulta admisible, por cuanto fue interpuesto en tiempo y forma.*
2. *Desde el punto de vista por el fondo del asunto, el recurso interpuesto por Coopelesca, contra la resolución RE-0059-IE-2021, resulta parcialmente admisible, únicamente en el punto 1. "Error en el cálculo del AFNORP 2017", por cuanto lleva razón el recurrente en el sentido que se debe considerar la base ajustada por la IE en anteriores fijaciones tarifarias, es decir, se debe contemplar las liquidaciones tarifarias previas, ya que corresponde a la base para el cálculo de las actualizaciones del AFNORP.*

3. *Debido a lo anterior, siendo que la IE omitió la RE-022-IE-2019 para resolver la RE-059-IE-2021, esta Intendencia procedió a ajustar el cálculo del AFNORP y actualizar la Base Tarifaria para cada periodo, considerando como base lo actuado en la RE-022-IE-2019 para los años anteriores y no así, las estimaciones que sustentan la resolución RIE-010-2018 (por cuanto esta última no corresponde a las liquidaciones 2016 y 2017).*
4. *Con las tarifas propuestas por Aresep, se estima que el sistema de distribución tenga ingresos de ¢37 281,43 millones para el 2021, ¢42 988,90 millones para el 2022 y ¢44 193,10 millones para el 2023. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de distribución de ¢78,6 para el 2021, de ¢88,6 en el 2022 y 2023.*
5. *Se propone un aumento promedio en los precios vigentes del sistema de distribución de Coopelesca de un 6,03% para los años 2022 y 2023.*
6. *El rédito para el desarrollo calculado a partir del método del costo promedio ponderado de capital y en estricto apego a la metodología vigente, corresponde a una tasa (R_k) de **5,29%**. Mientras que el rédito ajustado para el año 2021 es de **1,68%**.*
7. *Del resultado del análisis realizado utilizando las bases de datos proporcionadas en los formularios regulatorios, aplicando todos los criterios descritos con anterioridad, la IE determinó que para los ejercicios 2018, 2019 y 2020 con respecto a las tarifas vigentes se sobreejecutaron las sumas ¢933,05, ¢1 140,19 y ¢1 340,88 millones, respectivamente, por lo que estos montos representan la liquidación para cada período.*
8. *A partir de este resultado, las principales diferencias están a nivel de gastos, por lo ajustes realizados principalmente en las cuentas compras, operación y mantenimiento y pérdidas por deterioro y desvalorización que se explican ampliamente en el apartado "f. Análisis financiero".*

9. Del análisis efectuado en los periodos 2021 al 2023 resultaron diferencias respecto a lo solicitado por Coopelesca donde sobresalen los siguientes rubros:

- a) En la cuenta de gastos de “Costos de operación y mantenimiento asociados a la distribución”, se ajustaron las siguientes partidas:
“Aplicación distribución gastos inventarios”,
“Capacitaciones”, “Materiales” y “Servicios de desconexiones y reconexiones de servicios”.
- b) Los gastos por concepto de depreciación por las razones señaladas en el apartado “e. Base Tarifaria”.
- c) Las pérdidas por deterioro y desvalorización por los motivos indicados en el apartado “f. Análisis financiero”.
- d) Se identificó desviaciones en la rentabilidad, originada por los siguientes factores: i) diferencias en los datos presentados para el cálculo de la Base Tarifaria, específicamente el AFNOR, lo cual se explica en el apartado e. Base Tarifaria y ii) diferencias en la rentabilidad esperada en términos porcentuales, ya que Coopelesca pretendía obtener un 5,22% mientras que la IE estimó un 5,29% (que ajustado por plazo corresponde a un 1,68% para el año 2021), lo indicado se explica en el apartado d. Retribución de Capital.
- e) La liquidación de los años 2018, 2019 y 2020, ya que mientras que Coopelesca pretendía recuperar la suma de ¢3 044,17 millones, pese a que sí se hubiese considerado la información de los formularios regulatorios su liquidación sería de ¢6 372,72 millones la IE actualizó el monto a liquidar en la suma de ¢3 414,11 millones.

10. Para el periodo 2021 se produjo una actualización de los cálculos, esto al reconocer como base las liquidaciones de periodos anteriores, conforme a lo resuelto mediante la resolución RE-022-IE-2019 y que impacta sobre las liquidaciones de los años 2018, 2019 y 2020, así como las proyecciones 2021, 2022 y 2023, relacionados al punto 1 del presente recurso, el efecto de dicho año se traslada para el periodo 2022.

En virtud de que el ajuste tarifario derivado de etapa recursiva entra a regir hasta el 01 de enero de 2022, las variaciones determinadas para 2021 no forman parte de la tarifa vigente de ese año, por lo que para efectos de liquidación se deberá considerar los resultados de la RE-0059-IE-2021.

Los ajustes determinados en la etapa recursiva, que regirán para los años 2022 y 2023, se someterán al proceso de liquidación tarifaria, correspondiente a esos periodos.

[...]

- II. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es acoger parcialmente el recurso interpuesto por Coopesca contra la resolución RE-0059-IE-2021, únicamente en lo referente al argumento número1 “Error en el cálculo del AFNORP 2017”, tal y como se dispone.

**POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Acoger parcialmente el recurso interpuesto por Coopesca contra la resolución RE-0059-IE-2021, únicamente en lo referente al argumento número1 “Error en el cálculo del AFNORP 2017”, por cuanto lleva razón el recurrente en el sentido que se debe considerar la base ajustada por la IE en anteriores fijaciones tarifarias, es decir, se debe contemplar las liquidaciones tarifarias previas, ya que corresponde a la base para el cálculo de las actualizaciones del AFNORP y que para este caso específico se debe considerar lo actuado en la RE-022-IE-2019.
- II. Rectificar los siguientes apartados de la resolución RE-0059-IE-2021 de la siguiente manera:

b. Análisis de mercado

- ii. **Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con los resultados propuestos por Coopesca**

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

19. Con base en las estimaciones de la IE y tomando en cuenta la liquidación

19. Con base en las estimaciones de la IE y tomando en cuenta la liquidación de ingresos y gastos de los periodos anteriores se propone que los ingresos esperados por la cooperativa se incrementen en ¢507,43 millones para el año 2021, ¢2 442,0 millones para el año 2022 y ¢2 539,0 millones para el año 2023.

20. De acuerdo con lo anterior, es necesario aumentar los ingresos vigentes en un 5,20% para el 2021 y en un 6,03 % para los años 2022 y 2023. Es importante aclarar que el monto por la liquidación de años anteriores fue reconocido para los años 2022 y 2023 en una proporción 0,41 y 0,59 respectivamente con el objetivo de equilibrar los ingresos y alcanzar un mismo ajuste para ambos años, de tal forma que la tarifa se mantenga estable, lo cual favorece y simplifica el futuro proceso de liquidación.

22. Se propone que dicho aumento proceda a partir del 1 de octubre del 2021. Con lo cual Coopelesca-distribución obtendrá ingresos anuales cercanos a los ¢37 281,4, ¢42 988,9 y ¢44 193,1 millones durante los años 2021, 2022 y 2023, respectivamente. El detalle de los resultados anteriores, se observan en el siguiente cuadro:

Cuadro N.º 63

COOPELESCA DISTRIBUCIÓN: ESTIMACIÓN DE VENTAS ANUALES DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS, INGRESOS VIGENTES Y PROPUESTOS POR LA IE.

2021-2023

AÑO	VENTAS GWh*	ING.VIG (millones ¢)	ING.PROP (millones ¢)
2021	474,5	36 774,0	37 281,4
2022	485,3	40 546,9	42 988,9
2023	498,3	41 654,1	44 193,1

*No incluyen alumbrado público.

Fuente: Coopelesca y Aresep, Intendencia de Energía.

23. De tal forma que el sistema de distribución de Coopelesca pasará de un precio medio vigente de ¢77,5 a ¢78,6 para el año 2021 y de ¢83,6 a ¢88,6 en el año 2022, que se mantiene para el año 2023 (sin considerar el alumbrado público). Es importante recordar que los precios vigentes para los años 2021 y 2022 son distintos, para mayor detalle ver apartado

“V. Estructura Tarifaria”.

d. Retribución de capital

El rédito al desarrollo de las tarifas vigentes corresponde a 0,48%. Por lo tanto, el rédito ajustado para el 2021 es de 1,68%.

e. Base tarifaria:

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación presenta diferencias con respecto a los suministrados por la empresa, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N.º 64
Cálculo del AFNORP
(Datos en millones de colones)

Año	COOPELESCA	IE	Var. Abs.	Var. %
2018	₡54.421,88	₡54.000,87	-₡421,01	-1%
2019	₡55.707,91	₡54.365,09	-₡1.342,82	-2%
2020	₡58.070,81	₡55.978,34	-₡2.092,47	-4%
2021	₡64.808,83	₡60.201,84	-₡4.606,99	-7%
2022	₡70.491,79	₡65.932,26	-₡4.559,53	-6%
2023	₡72.381,28	₡69.778,91	-₡2.602,37	-4%

Fuente: Elaboración propia.

i. Depreciación:

El costo de depreciación calculado por la Intendencia, considerando los elementos indicados en el apartado anterior se muestra a continuación:

Cuadro N.° 65
Depreciación de los periodos 2018 al 2023

(Datos millones de colones)

Año	Costo	Revaluada	Total
2018	2.106,56	407,48	2.514,04
2019	2.230,26	515,05	2.745,31
2020	2.409,18	504,25	2.913,43
2021	2.660,35	588,66	3.249,02
2022	3.029,11	638,25	3.667,36
2023	3.338,95	677,55	4.016,50

Fuente: Elaboración propia

ii. Capital de trabajo:

Los siguientes son los cálculos del capital de trabajo correspondiente al periodo en análisis:

Cuadro N.° 66
Capital de Trabajo
Periodos 2018 a 2023
(Datos millones de colones)

Rubro	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Periodo medio de cobro	28,78	29,33	30,91	31,51	31,93	31,63
Costos diarios	24,30	23,71	23,22	26,14	27,60	26,61
Capital de trabajo total (CT)	699,34	695,47	717,63	823,68	881,18	841,64
Base tarifaria total (AFNORP + CT)	54 700,21	55 060,56	56 695,97	61 025,52	66 813,44	70 620,55

Fuente: Elaboración propia.

f. Análisis Financiero

b. Liquidaciones de gastos de los periodos 2018, 2019 y 2020:

En este apartado se desarrollará el procedimiento de liquidación establecido mediante la resolución RJD-139-2015 descrito en la sección "II METODOLOGIA TARIFARIA" de este informe.

▪ **Liquidación de gastos 2018:**

[...]

Del resultado del análisis realizado utilizando las bases de datos proporcionadas en los formularios regulatorios, aplicando todos los criterios descritos con anterioridad, la IE determinó que en el periodo con respecto a las tarifas vigentes se sobreejecutaron ¢933,05 millones (ver documento “**IE_RE_7744_ERT Dist-Liq 2018.xlsx**”), correspondientes a -¢533,38 millones de ingresos (ITA) y ¢1 456,51 millones de costos y gastos (GTAz) y por último el ajuste en la rentabilidad (que surge por las variaciones en la base tarifaria) por la suma ¢9,92 millones.

[...]

Actualización de los gastos:

GTA_z

[...]

Análisis de costos y gastos:

Se procedió a comparar las cifras detalladas por la Cooperativa en su base de datos y los datos actualizados por la IE, respecto a los gastos estimados en la resolución RIE-010-2018, obteniendo las siguientes desviaciones:

Cuadro N.º 67
Comparativo monto actualizado costos y gastos
IE Vrs Coopelesca
2018
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	Coopelesca (Real)	ARESEP (Actualizado)	ARESEP (Estimado) ET-061-2017	Coopelesca Liquidación GTAz	ARESEP Liquidación GTAz	Δ Abs Liq	Δ %	PesoΔ
Compras de energía y potencia	26 942,98	26 377,00	25 637,80	1 305,18	739,20	(565,98)	-77%	37%

Costos de operación y mantenimiento	4 368,26	3 542,12	4 059,39	308,87	(517,27)	(826,15)	160%	54%
Costos comerciales	1 629,86	1 628,79	1 166,44	463,42	462,35	(1,07)	0%	0%
Gastos administrativos	2 113,72	2 093,08	1 730,80	382,92	362,28	(20,64)	-6%	1%
Canon de regulación	55,20	55,20	47,93	7,27	7,27	-	0%	0%
Gastos administrativos (asociados a Alumbrado Público)	52,06	-	-	52,06	-	(52,06)		3%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas	2 681,24	2 617,13	2 728,23	(46,99)	(111,10)	(64,11)	-17%	4%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	538,32	538,32	4,36	533,96	533,96	-	0%	0%
Otros gastos	224,08	222,52	242,69	(18,60)	(20,17)	(1,57)	8%	0%
Total Costos y Gastos	38 605,71	37 074,14	35 617,63	2 988,08	1 456,51	(1 531,57)	-105%	100%

Fuente: Elaboración propia

[...]

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢2 728,23 millones, mientras que la Cooperativa presentó en su estado de resultados un saldo por la suma de ¢2 618,57 millones, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢2 617,13 millones, la diferencia asciende a ¢1,44 millones.

Esta cuenta a nivel regulatorio se compone por diferentes cuentas según la estructura de costos financieros de la Cooperativa, estas se revisaron y actualizaron, de su análisis se desprende lo siguiente:

✓ Depreciación activos en operación

Según la RIE-010-2018 el monto otorgado vía tarifa fue de ¢2 060,13 y ¢477,72 millones, por concepto de depreciación al costo y revaluada respectivamente, para un total de ¢2 537,85 millones, por su parte la Cooperativa señala en su base de datos que la ejecución de esta cuenta asciende a ¢2 564,91 millones (o bien también presenta los montos de ¢2 502,24 y ¢2 618,57 millones en el resumen de liquidación y su estado de resultados, respectivamente, estos últimos sin separar la rúbrica de amortizaciones), mientras que la actualización de la IE fue por la suma de ¢2 514,04 millones (¢2 106,56 y ¢407,48 millones por la depreciación del periodo al costo y revaluada, respectivamente).

[...]

Una vez actualizada la totalidad de los gastos, se llega a determinar el GTAz, tal como se muestra seguidamente:

Cuadro N.º 68
Determinación del GTAz
Sistema de distribución
2018

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	IE	Δ
Dato real	38 605,71	37.074,14	(1.531,57)
Dato estimado	35 617,63	35 617,63	-
GTAz	2 988,08	1.456,51	(1.531,57)

Fuente: Elaboración propia

En el caso de la Cooperativa el GTAz para el 2018 es de ¢2 988,08 millones (considerando la información de las bases de datos incluidas en el formulario "IE_RE_7737_Liquidación_Costos_y_Gastos_Distribución_2018.xls"), lo cual es diferente al presentado en su archivo "Resumen de Liquidación 20-Dx.xls" que refiere a la suma de ¢2 692,00 millones.

Es así como se logra determinar que el monto a favor de la Cooperativa, únicamente por la proporción de los gastos, asciende a la suma de ¢1 456,51 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2018, afectando los ingresos vigentes para el 2022 y 2023.

Actualización de la rentabilidad:

[...]

Una vez que se actualiza la base tarifaria con estos valores se obtiene el AFNORP, el cual forma parte de la base tarifaria, esta última presenta los siguientes montos:

Cuadro N.º 69
Actualización de la base tarifaria
Sistema de distribución
2018

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
Dato real	55 121,22	54.700,21	(421,01)
Dato estimado	54 535,44	54 535,44	-
Base Tarifaria	585,78	164,77	(421,01)

Fuente: Intendencia de Energía. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

[...]

Al determinar las desviaciones en la base tarifaria, se estima sobre estas el diferencial en el rédito para el desarrollo (en términos económicos), que se debe incorporar en la liquidación del periodo, tal como se muestra:

Cuadro N.º 70
Ajuste de la rentabilidad
Sistema de distribución
2018

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
Diferencial de base tarifaria	585,78	164,77	(421,01)
Rédito	6,02%	6,02%	0,00%
Rentabilidad	35,25	9,92	(25,33)

Fuente: Elaboración propia. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

En el caso de la Cooperativa con la información correspondiente la actualización de la rentabilidad para el 2018 es de ¢35,25 millones (considerando la información del formulario "IE-RE-7746 Base Tarifaria Dx2.xls" y su archivo "Resumen de Liquidación 18-Dx.xls"), con la actualización de esta Intendencia el monto a incluir en la liquidación es de ¢9,92 millones.

Efecto de la liquidación del 2018:

LI_z

Para la liquidación del periodo se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y la rentabilidad. Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario, por efecto de liquidación se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro N.º 71
Determinación de la liquidación del periodo (Liz)
Sistema de distribución
2018
(Datos expresados en millones de colones)

Resumen liquidación	COOPELESCA	ARESEP	Δ
ITAz	730,82	533,38	(197,44)
GTAz	2 988,08	1.456,51	(1.531,57)
Rentabilidad	35,25	9,92	(25,33)
Liz	2 292,51	933,05	(1.359,47)

Fuente: Elaboración propia. Nota: *En el caso de Coopelesca se determinó la desviación de las variables basada en la información que aportó en los diferentes archivos, citados previamente.

En el caso de la Cooperativa con la información suministrada, la liquidación para el 2018 es de ¢2 292,51 millones (considerando la información de los distintos formularios), mientras que en su archivo “*Resumen de Liquidación 20-Dx.xls*” refiere a la suma de ¢1 368,12 millones, sin embargo, con la actualización de esta Intendencia el monto por concepto de liquidación es de ¢933,05 millones.

Una vez definido el ajuste por liquidación tarifaria se procede a actualizar el estado de resultados tarifario del 2018, donde se visualiza el impacto de la liquidación y el equilibrio de las variables implícitas en el cálculo como por ejemplo el rédito para el desarrollo, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N.º 72
Estado de resultados ajustado y actualizado
Sistema de distribución
Datos expresados en millones de colones
2018

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	AJUSTADO POR ARESEP
4.	Ingresos	
4.1.	Ingresos por ventas de energía	38.690,90
4.9.	Otros Ingresos	1.374,50
	Ajustes y liquidaciones	(632,71)
	Ajuste Liquidación 2018	933,05
	TOTAL INGRESOS REGULADOS	40.365,74
5.	Egresos	
5.1	Compras de energía y potencia	26 377,00
5.3	Costos de operación y mantenimiento	3 542,11
5.4	Costos comerciales	1 628,79
5.5	Gastos administrativos	2 093,08
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación Distribución	55,20
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	2.106,56
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	103,09
5.11	Depreciaciones revaluadas	407,48
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	538,32
5.14	Otros gastos	222,18
	TOTAL GASTOS REGULADOS	37.074,14
	UTILIDAD O PÉRDIDA DE OPERACIÓN	3.291,59
	AFNOR-PROMEDIO	54.000,87
	CAPITAL DE TRABAJO	699,34
	BASE TARIFARIA	54.700,21
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	6,02%

▪ **Fuente:** Elaboración propia

- **Liquidación de gastos 2019:**

[...]

Del resultado del análisis realizado utilizando las bases de datos proporcionadas en los formularios regulatorios, aplicando todos los criterios descritos con anterioridad, la IE determinó que en el periodo con respecto a las tarifas vigentes se sobreejecutaron ¢1 140,19 millones (ver documento “**IE_RE_7744_ERT Dist-Liq 2019.xlsx**”), correspondientes a ¢2 414,46 millones de ingresos (ITA) y ¢3 523,05 millones de costos y gastos (GTA_z) y por último el ajuste en la rentabilidad (que surge por las variaciones en la base tarifaria) por la suma ¢31,60 millones.

[...]

Actualización de los gastos:

GTA_z

Análisis de costos y gastos:

Se procedió a comparar las cifras detalladas por la Cooperativa en su base de datos y los datos actualizados por la IE, respecto a los gastos estimados en la resolución RIE-010-2018, obteniendo las siguientes desviaciones:

Cuadro N.º 73
Comparativo monto actualizado costos y gastos
IE Vrs Coopelesca
2019
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	Coopelesca (Real)	ARESEP (Actualizado)	ARESEP (Estimado) ET-061- 2017	Coopelesca Liquidación GTAz	ARESEP Liquidación GTAz	Δ Abs Liq	Δ %	PesoΔ
Compras de energía y potencia	28 312,28	27 999,00	25 637,80	2 674,48	2 361,20	(313,28)	-13%	30%
Costos de operación y mantenimiento	4 283,84	3 538,73	4 059,39	224,45	(520,66)	(745,11)	143%	73%
Costos comerciales	1 793,07	1 760,14	1 166,44	626,62	593,69	(32,93)	-6%	3%
Gastos administrativos	2 166,73	2 135,21	1 730,80	435,93	404,41	(31,52)	-8%	3%
Canon de regulación	71,52	71,52	47,93	23,59	23,59	-	0%	0%
Gastos administrativos (asociados a Alumbrado Público)	68,87	-	-	68,87	-	(68,87)		7%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas	2 678,39	2.843,74	2 250,51	(49,84)	115,51	165,35	143%	-16%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	394,97	394,97	4,36	390,61	390,61	-	0%	0%
Otros gastos	398,39	397,37	242,69	155,70	154,69	(1,01)	-1%	0%
Total Costos y Gastos	40 168,06	39.140,68	35 617,63	4 550,43	3.523,05	(1.027,38)	-29%	100%

Fuente: Elaboración propia

[...]

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢2 728,23 millones, mientras que la Cooperativa presentó en su estado de resultados un saldo por la suma de ¢2 749,56 millones, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢2 843,74 millones, la diferencia asciende a ¢94,19 millones.

Esta cuenta a nivel regulatorio se compone por diferentes cuentas según la estructura de costos financieros de la Cooperativa, estas se revisaron y actualizaron, de su análisis se desprende lo siguiente:

- ✓ Depreciación activos en operación

Según la RIE-010-2018 el monto otorgado vía tarifa fue de ¢2 060,13 y ¢477,72 millones, por concepto de depreciación al costo y revaluada

respectivamente, para un total de ¢2 537,85 millones, por su parte la Cooperativa señala en su base de datos que la ejecución de esta cuenta asciende a ¢2 568,20 millones (o bien también presenta los montos de ¢2 668,61 y ¢2 749,56 millones en el resumen de liquidación y su estado de resultados, respectivamente, estos últimos sin separar la rúbrica de amortizaciones), mientras que la actualización de la IE fue por la suma de ¢2 745,31 millones (¢2 230,26 y ¢ 515,05 millones por la depreciación del periodo al costo y revaluada, respectivamente).

[...]

Una vez actualizada la totalidad de los gastos, se llega a determinar el GTAz, tal como se muestra seguidamente:

Cuadro N.º 74
Determinación del GTAz
Sistema de distribución
2019

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	IE	Δ
Dato real	40 168,06	39.140,68	(1.027,38)
Dato estimado	35 617,63	35 617,63	-
GTAz	4 550,43	3.523,05	(1.027,38)

Fuente: Elaboración propia

En el caso de la Cooperativa el GTAz para el 2019 es de ¢4 550,43 millones (considerando la información de las bases de datos incluidas en el formulario "IE_RE_7737_Liquidación_Costos_y_Gastos_Distribución_2019.xls"), lo cual es diferente al presentado en su archivo "Resumen de Liquidación 20-Dx.xls" que refiere a la suma de ¢4 686,00 millones.

Es así como se logra determinar que el monto a favor de la Cooperativa, únicamente por la proporción de los gastos, asciende a la suma de ¢3 523,05 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2019, afectando los ingresos vigentes para el 2022 y 2023.

Actualización de la rentabilidad:

[...]

Una vez que se actualiza la base tarifaria con estos valores se obtiene el AFNORP, el cual forma parte de la base tarifaria, esta última presenta los siguientes montos:

Cuadro N.º 75
Actualización de la base tarifaria
Sistema de distribución
2019
(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
Dato real	56 621,47	55.060,56	(1.560,91)
Dato estimado	54 535,44	54 535,44	-
Base Tarifaria	2 086,03	525,12	(1.560,91)

Fuente: Intendencia de Energía. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

[...]

Al determinar las desviaciones en la base tarifaria, se estima sobre estas el diferencial en el rédito para el desarrollo (en términos económicos), que se debe incorporar en la liquidación del periodo, tal como se muestra:

Cuadro N.º 76
Ajuste de la rentabilidad
Sistema de distribución
2019
(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
Diferencial de base tarifaria	2 086,03	525,12	(1.560,91)
Rédito	6,02%	6,02%	0,00%
Rentabilidad	125,53	31,60	(93,93)

Fuente: Elaboración propia. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

En el caso de la Cooperativa con la información correspondiente la actualización de la rentabilidad para el 2019 es de ¢125,53 millones (considerando la información del formulario “IE-RE-7746 Base Tarifaria Dx2.xls” y su archivo “Resumen de Liquidación 19-Dx.xls”) indican un monto de ¢70,00 millones, con la actualización de esta Intendencia el monto a incluir en la liquidación es de ¢31,60 millones.

Efecto de la liquidación del 2019:

LI_z

Para la liquidación del periodo se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y la rentabilidad. Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario, por efecto de liquidación se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro N.º 77
Determinación de la liquidación del periodo (Liz)
Sistema de distribución
2019

(Datos expresados en millones de colones)

Resumen liquidación	COOPELESCA	ARESEP	Δ
ITAz	3 049,10	2 414,46	(634,64)
GTAz	4 550,43	3.523,05	(1.027,38)
Rentabilidad	125,53	31,60	(93,93)
Liz	1 626,86	1.140,19	(486,67)

Fuente: Elaboración propia. Nota: *En el caso de Coopelesca se determinó la desviación de las variables basada en la información que aportó en los diferentes archivos, citados previamente.

En el caso de la Cooperativa con la información suministrada, la liquidación para el 2019 es de ¢1 626,86 millones (considerando la información de los distintos formularios), mientras que en su archivo “Resumen de Liquidación 20-Dx.xls” refiere a la suma de ¢1 021,52 millones, sin embargo, con la actualización de esta Intendencia el monto por concepto de liquidación es de ¢1 140,19 millones.

Una vez definido el ajuste por liquidación tarifaria se procede a actualizar el estado de resultados tarifario del 2019, donde se visualiza el impacto de la liquidación y el equilibrio de las variables implícitas en el cálculo como por ejemplo el rédito para el desarrollo, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N.º 78
Estado de resultados ajustado y actualizado
Sistema de distribución
Datos expresados en millones de colones
2019

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	AJUSTADO POR ARESEP
4.	Ingresos	
4.1.	Ingresos por ventas de energía	41.838,13
4.9.	Otros Ingresos	1.143,54
	Ajustes y liquidaciones	(1 667,90)
	Ajuste Liquidación 2019	1.140,19
	TOTAL INGRESOS REGULADOS	42.453,95
5.	Egresos	
5.1	Compras de energía y potencia	27 999,00
5.3	Costos de operación y mantenimiento	3 538,73
5.4	Costos comerciales	1 760,14
5.5	Gastos administrativos	2 135,21
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación Distribución	71,52
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	2.230,26
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	98,43
5.11	Depreciaciones revaluadas	515,05
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	394,97
5.14	Otros gastos	397,37
	TOTAL GASTOS REGULADOS	39.140,68
	UTILIDAD O PÉRDIDA DE OPERACIÓN	3.313,28
	AFNOR-PROMEDIO	54.365,09
	CAPITAL DE TRABAJO	695,47
	BASE TARIFARIA	55.060,56
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	6,02%

Fuente: Elaboración propia

▪ **Liquidación de gastos 2020:**

[...] Del resultado del análisis realizado por la IE se determinó que en ese periodo se sobreejecutaron ¢1 340,88 millones (ver documento “**PT-IE_RE_7737_Liq_Ctos_Gtos_DX_ [...].xls**”), correspondientes a -¢1 294,42 millones de ingresos y ¢2 505,29 millones de costos y gastos y por último el ajuste en la rentabilidad (que surge por las variaciones en la base tarifaria) por la suma ¢130,01 millones.

[...]

Actualización de los gastos:

GTA_z

[...]

Análisis de costos y gastos:

Se procedió a comparar las cifras detalladas por la Cooperativa en su base de datos y los datos actualizados por la IE, respecto a los gastos estimados en la resolución RIE-010-2018, obteniendo las siguientes desviaciones:

Cuadro N.º 79
Comparativo monto actualizado costos y gastos
IE Vrs Coopelesca
2020
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	Coopelesca (Real)	ARESEP (Actualizado)	ARESEP (Estimado) ET-061- 2017	Coopelesca Liquidación GTAz	ARESEP Liquidación GTAz	Δ Abs Liq	Δ %	PesoΔ
Compras de energía y potencia	26 097,67	25 977,60	25 637,80	459,87	339,80	(120,07)	-35%	11%
Costos de operación y mantenimiento	4 183,63	3 536,49	4 059,39	124,24	(522,90)	(647,14)	124%	60%
Costos comerciales	1 748,61	1 710,29	1 166,44	582,16	543,85	(38,31)	-7%	4%
Gastos administrativos	2 091,59	2 061,45	1 730,80	360,79	330,65	(30,14)	-9%	3%
Canon de regulación	80,40	82,79	47,93	32,47	34,86	2,39	7%	0%
Gastos administrativos (asociados a Alumbrado Público)	21,66	-	-	21,66	-	(21,66)		2%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas	2 921,08	2.965,71	2.728,23	192,85	237,48	44,63	19%	-4%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 437,26	1 224,82	4,36	1 432,91	1 220,46	(212,44)	-17%	20%
Otros gastos	617,55	563,77	242,69	374,86	321,09	(53,77)	-17%	5%
Total Costos y Gastos	39 199,44	38.122,92	35 617,63	3 581,81	2.505,29	(1.076,52)	-43%	100%

Fuente: Elaboración propia.

[...]

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢2 728,23 millones, mientras que la Cooperativa presentó en su estado de resultados un saldo por la suma de ¢3 363,32 millones, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢2 965,71 millones, la diferencia asciende a ¢397,61 millones.

Esta cuenta a nivel regulatorio se compone por diferentes cuentas según la estructura de costos financieros de la Cooperativa, estas se revisaron y actualizaron, de su análisis se desprende lo siguiente:

- ✓ Depreciación activos en operación

Según la RIE-010-2018 el monto otorgado vía tarifa fue de ¢2 060,13 y ¢477,72 millones, por concepto de depreciación al costo y revaluada respectivamente, para un total de ¢2 537,85 millones, por su parte la Cooperativa señala en su

base de datos que la ejecución de esta cuenta asciende a ¢2 831,35 millones (o bien también presenta los montos de ¢2 818,25 y ¢3 363,32 millones en el resumen de liquidación y su estado de resultados, respectivamente, sin separar la rúbrica de amortizaciones), mientras que la actualización de la IE fue por la suma de ¢2 913,43 millones (¢2 409,18 y ¢504,25 millones por la depreciación del periodo al costo y revaluada, respectivamente).

[...]

Una vez actualizada la totalidad de los gastos, se llega a determinar el GTAz, tal como se muestra seguidamente:

Cuadro N.º 80
Determinación del GTAz
Sistema de distribución
2020

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	IE	Δ
Dato real	39 199,44	38.122,92	(1.076,52)
Dato estimado	35 617,63	35 617,63	-
GTaz	3 581,81	2.505,29	(1.076,52)

Fuente: Elaboración propia

Nótese que en el caso de la Cooperativa el GTAz para el 2020 es de ¢3 581,81 millones (considerando la información de las bases de datos incluidas en el formulario "IE_RE_7737_Liq_Ctos_Gtos_DX_2020.xls"), lo cual es cercano al presentado en su archivo "Resumen de Liquidación 20-Dx.xls" que refiere a la suma de ¢3 592,59 millones, no obstante, no es igual.

Es así como se logra determinar que el monto a favor de la Cooperativa, únicamente por la proporción de los gastos, asciende a la suma de ¢2 505,29 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2020, afectando los ingresos vigentes para el 2022 y 2023.

Actualización de la rentabilidad:

[...]

Una vez que se actualiza la base tarifaria con estos valores se obtiene el AFNORP, el cual forma parte de la base tarifaria, esta última presenta los siguientes montos:

Cuadro N.º 81
Actualización de la base tarifaria
Sistema de distribución
2020
(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
Dato real	59 110,63	56.695,97	(2.414,66)
Dato estimado	54 535,44	54 535,44	-
Base Tarifaria	4 575,19	2.160,53	(2.414,66)

Fuente: Intendencia de Energía. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

[...]

Al determinar las desviaciones en la base tarifaria, se estima sobre estas el diferencial en el rédito para el desarrollo (en términos económicos), que se debe incorporar en la liquidación del periodo, tal como se muestra:

Cuadro N.º 82
Ajuste de la rentabilidad
Sistema de distribución
2020
(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Δ
Diferencial de base tarifaria	4 575,19	2.160,53	(2.414,66)
Rédito	6,02%	6,02%	0,00%
Rentabilidad	275,31	130,01	(145,30)

Fuente: Elaboración propia. Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

En el caso de la Cooperativa con la información correspondiente a la actualización de la rentabilidad para el 2020 es de ¢275,31 millones (considerando la información del formulario “IE-RE-7746 Base Tarifaria Dx2.xls”), mientras que en su archivo “Resumen de Liquidación 20-Dx.xls” refiere a la suma de ¢157,13 millones, sin embargo, con la actualización de esta Intendencia el monto a incluir en la liquidación es de ¢130,01 millones.

Efecto de la liquidación del 2020:

LI_z

Para la liquidación del periodo se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y la rentabilidad. Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario, por efecto de liquidación se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro N.º 83
Determinación de la liquidación del periodo (Liz)
Sistema de distribución
2020

(Datos expresados en millones de colones)

Resumen liquidación	COOPELESCA	ARESEP	Δ
ITAz	1 403,77	1.294,42	(109,35)
GTAz	3 581,81	2 505,29	(1 076,52)
Rentabilidad	275,31	130,01	(145,30)
Liz	2 453,36	1 340,88	(1 112,48)

Fuente: Elaboración propia. Nota: *En el caso de Coopelesca se determinó la desviación de las variables basada en la información que aportó en los diferentes archivos, citados previamente.

En el caso de la Cooperativa con la información suministrada, la liquidación para el 2020 es de ¢2 453,36 millones (considerando la información de los distintos formularios), mientras que en su archivo “Resumen de Liquidación 20-Dx.xls” refiere a la suma de ¢654,65 millones, sin embargo, con la actualización de esta Intendencia el monto por concepto de liquidación es de ¢1 340,88 millones.

Una vez definido el ajuste por liquidación tarifaria se procede a actualizar el estado de resultados tarifario del 2020, donde se visualiza el impacto de la liquidación y el equilibrio de las variables implícitas en el cálculo como por ejemplo el rédito para el desarrollo, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N.º 84
Estado de resultados ajustado y actualizado
Sistema de distribución
Datos expresados en millones de colones
2020

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	AJUSTADO POR ARESEP
4.	Ingresos	
4.1.	Ingresos por ventas de energía	39 993,73
4.9.	Otros Ingresos	972,30
	Ajustes y liquidaciones	(772,30)
	Ajuste Liquidación 2018	1 340,88
	TOTAL INGRESOS REGULADOS	41 534,61
5.	Egresos	
5.1	Compras de energía y potencia	25 977,60
5.3	Costos de operación y mantenimiento	3 536,49
5.4	Costos comerciales	1 710,29
5.5	Gastos administrativos	2 061,45
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación Distribución	82,79
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 409,18
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	52,28
5.11	Depreciaciones revaluadas	504,25
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 224,82
5.14	Otros gastos	563,77
	TOTAL GASTOS REGULADOS	38 122,92
	UTILIDAD O PÉRDIDA DE OPERACIÓN	3 411,69
	AFNOR-PROMEDIO	55 978,34
	CAPITAL DE TRABAJO	717,63
	BASE TARIFARIA	56 695,97
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	6,02%

Fuente: Elaboración propia

Efecto de la liquidación de 2018, 2019 y 2020:

LI_z

Para la liquidación se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y la rentabilidad, de cada periodo (2018, 2019 y 2020).

Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario de los tres años, se obtienen los siguientes resultados por efecto de liquidación:

Cuadro N.º 85
Determinación de Liz
Sistema de distribución
Acumulados periodos 2018, 2019 y 2020
(Datos expresados en millones de colones)

Resumen liquidación	COOPELESCA	ARESEP	Δ
ITAz	5 183,68	4 242,26	(941,42)
GTAz	11 120,33	7 484,85	(3 635,47)
Rentabilidad	436,07	171,52	(264,55)
Liz	6 372,72	3 414,11	(2 958,61)

Fuente: Elaboración propia. Nota: *En el caso de Coopelesca se determinó la desviación de las variables basada en la información que aportó en los diferentes archivos, citados previamente.

Nótese que en el caso de Coopelesca con la información suministrada, la liquidación para el 2018, 2019 y 2020 asciende a ¢6 372,72 millones (considerando la información de los distintos formularios), mientras que en sus archivos “*Resumen de Liquidación* [...]” refieren a la suma de ¢3 044,76 millones, mismo monto que incluyen en su pretensión de ajuste tarifario; sin embargo, con la actualización de esta Intendencia el monto a incluir por concepto de liquidación por los tres periodos es de ¢3 414,11 millones.

El efecto acumulado de esta liquidación ajustará los ingresos del 2022 y 2023, en las sumas de ¢1 383,57 y ¢2 030,55 millones respectivamente, lo que implica un impacto en los ingresos de esos periodos en el orden del 3,41% y 4,87% respectivamente.

c) **Estimaciones para los periodos del 2021 al 2023:**

[...]

Se detalla a continuación la comparativa entre lo solicitado por la Cooperativa y lo incorporado por la IE en el cálculo tarifario:

Cuadro N.º 86
Comparativa
Proyección costos y gastos
2021
(Monto en millones de colones)

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	COOPE LESCA	ARESEP	2021	
				Δ ABS	Δ %
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de energía y potencia	24 924,81	26 194,64	1 279,78	5%
5.3	Costos de operación y mantenimiento	4 428,87	3 681,12	- 747,76	-17%
5.4	Costos comerciales	1 830,35	1 779,03	- 51,32	-3%
5.5	Gastos administrativos	2 507,67	2 484,33	- 23,34	-1%
5.5.1.07.06.01	Canon de regulación	71,16	71,71	0,55	1%
75.0	Depreciaciones del ejercicio al costo	3 963,66	2 660,35	-527,12	-13%
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	0,00	187,52	0,00	0%
5.11	Depreciaciones del ejercicio revaluadas	0,00	588,66	0,00	0%
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 082,81	1 082,81	0,00	0%
5.14	Otros gastos	554,72	383,33	- 171,40	-31%
	Total de gastos	39 364,05	39 123,03	-240,61	-1%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

Cuadro N.° 87
Comparativa
Proyección costos y gastos
2022
(Monto en millones de colones)

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	COOPE LESCA	ARESEP	2022	
				Δ ABS	Δ %
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de energía y potencia	26 521,69	26 844,12	322,43	1%
5.3	Costos de operación y mantenimiento	4 952,14	4 255,66	- 696,48	-14%
5.4	Costos comerciales	1 866,96	1 803,61	- 63,35	-3%
5.5	Gastos administrativos	2 536,72	2 490,48	- 46,24	-2%
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación	63,83	72,70	8,87	14%
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	4 453,44	3 029,11	-573,49	-13%
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	0,00	212,59	0,00	0%
5.11	Depreciaciones del ejercicio revaluadas	0,00	638,25	0,00	0%
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 403,67	914,25	- 489,42	-35%
5.14	Otros gastos	499,50	506,13	6,63	1%
	Total de gastos	42 297,95	41 195,70	-1 531,05	-4%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

Cuadro N.° 88
Comparativa
Proyección costos y gastos
2023
(Monto en millones de colones)

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	COOPE LESCA	ARESEP	2023	
				Δ ABS	Δ %
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de energía y potencia	27 549,35	27 365,28	- 184,07	-1%
5.3	Costos de operación y mantenimiento	4 608,30	3 880,94	- 727,36	-16%
5.4	Costos comerciales	1 904,30	1 825,25	- 79,04	-4%
5.5	Gastos administrativos	2 493,12	2 443,36	- 49,77	-2%
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación	65,11	73,57	8,46	13%
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	4 757,46	3.338,95	-526,23	-11%
5.10	Amortizaciones del ejercicio al costo	0,00	214,73	0,00	0%
5.11	Depreciaciones del ejercicio revaluadas	0,00	677,55	0,00	0%
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 390,33	897,56	- 492,77	-35%
5.14	Otros gastos	492,06	478,52	- 13,55	-3%
	Total de gastos	43 260,03	41 195,70	2 064,33	-5%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

[...]

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Para esta cuenta la Cooperativa presentó saldos por las sumas de ¢3 963,66, ¢4 453,44 y ¢4 757,46 millones, para el 2021, 2022 y 2023 respectivamente, estos montos corresponden a la sumatoria de las depreciaciones y a las amortizaciones de activos; en el tanto, los datos estimados por la IE corresponden a ¢3 436,54, ¢3 879,95 y ¢4 231,23 millones, para los mismos periodos, las diferencias entre ambas estimaciones ascienden a los montos de ¢527,12, ¢573,49 y ¢526,23 millones, en el mismo orden citados.

Esta cuenta a nivel regulatorio se compone por diferentes cuentas según la estructura de costos financieros de la Cooperativa, estas se revisaron y actualizaron, de su análisis se desprende lo siguiente:

- ✓ Depreciación activos en operación

En el apartado “e. Base tarifaria” de este informe se exponen los montos estimados por la intendencia para cada periodo tanto al costo como revaluados.

[...]

- **v. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:**

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito para el desarrollo teórico de 5,29%, que ajustado por redondeo corresponde a un 5,29% y 5,33% para los años 2022 y 2023 respectivamente, y un rédito ajustado por plazo del 1,68% para el año 2021.

Se concluye que el servicio de distribución que presta Coopelesca requiere ingresos por ventas de energía por el monto de ¢37 509,30 para el 2021, sin embargo en vista de que dicho ajuste no se puede incluir en ese periodo por la fecha de entrada en vigencia del CVG, la afectación en los ingresos se traslada al ejercicio 2022; en este contexto los ingresos por ventas de energía ascienden a las sumas de ¢42 988,90 y ¢44 193,10 millones para el 2022 y 2023, respectivamente (sin incluir ingresos por ventas al sistema de alumbrado público).

Si se comparan estos ingresos propuestos, con los ingresos esperados con la estructura vigente de costos y gastos sin Costo Variable de Generación (CVG), el cambio en los ingresos hubiese implicado un incremento del 7,53% durante el último trimestre del 2021; sin embargo, al trasladarse su efecto al año siguiente, el cambio en los ingresos corresponde a un incremento promedio del 6,02% durante 2022 y un aumento promedio de 6,10% durante 2023.

En el apartado “V. Estructura Tarifaria” se incluye un cuadro con el aumento general que percibirán los usuarios del sistema de distribución.

Resaltar que Aresep es consecuente con las últimas fijaciones tarifarias que tienen una entrada en vigencia coincidente con las establecidas en la metodología de Costo Variable de Generación (CVG) la cual es aplicable a todas las tarifas del sector (1 de enero, 1 de abril, 1 de julio y 1 de octubre).

COOPELSCA
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
PROYECCIONES FINANCIERAS
CIFRAS MILLONES DE COLONES

Descripción	2021		Variación	Variación
	Cifras según COOPELSCA	Cifras según ARESEP	Absoluta	Porc
Ingresos por Ventas	38.129,60	37.509,09	- 620,52	-2%
Ventas de alumbrado público	-	458,60	-	0%
Tarifa de acceso	-	43,54	-	0%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	38.129,60	38.011,23	- 118,37	0%
OTROS INGRESOS REGULADOS				
Otros Ingresos regulados	2.137,94	2.137,94	-	0%
Ajuste recurso RE-0059-IE-2021 - Rezago 2021	-	-	-	0%
Liquidación del periodo anterior (2018 a 2020)	83,54	-	-	0%
TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS	2.221,48	2.137,94	- 83,54	-4%
TOTAL INGRESOS REGULADOS	40.351,08	40.149,17	- 201,91	-1%
MENOS:				
COMPRAS DE ENERGÍA				
Compra a ICE-Generación	-	4.948,00		
Compra a ICE-transmisión	-	2.050,90		
Compra a COOPELSCA-Generación	-	9.339,89		
Compra a CONELECTRICAS	-	3.675,40		
Compra a CUBUJUQUÍ	-	6.190,40		
COMPRAS DE ENERGÍA	24.924,81	26.204,59	1.279,78	5%
UTILIDAD BRUTA	15.426,27	13.944,58	- 1.481,69	-10%
MENOS:				
GASTOS GENERALES				
Gastos de operación y mantenimiento	4.428,87	3.681,12	- 747,76	-17%
Gastos de comercialización	1.830,35	1.779,03	- 51,32	-3%
Gastos administrativos	2.507,67	2.484,33	- 23,34	-1%
Canon de regulación	71,16	71,71	0,55	1%
Depreciaciones del ejercicio al costo	3.963,66	2.660,35	- 527,12	-13%
Amortizaciones del ejercicio al costo	-	187,52	-	0%
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	-	588,66	-	0%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	1.082,81	1.082,81	-	0%
OTROS GASTOS				
Comisiones Bancarias Financieras	2,77	2,72		
Servicios e impuestos municipales y servicios (...)	3,60	3,53		
Indemnizaciones	-	-		
Desconexiones y Reconexiones (RX)	-	129,02		
Impuesto al valor agregado (IVA)	548,35	248,06		
TOTAL DE OTROS GASTOS	554,72	383,33	- 171,40	-31%
TOTAL GASTOS GENERALES	14.439,24	12.918,85	- 1.520,39	-11%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	39.364,05	39.123,44	- 240,61	-1%
UTILIDAD (O PÉRDIDA) DEL PERIODO	903,49	1.025,73	122,24	14%
AFNOR-PROMEDIO	64.808,83	60.201,84	- 4.607,00	-7%
CAPITAL DE TRABAJO	823,68	823,68	-	0%
BASE TARIFARIA	65.632,51	61.025,52	- 4.607,00	-7%
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	1,38%	1,68%		

COOPELSCA
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
PROYECCIONES FINANCIERAS
CIFRAS MILLONES DE COLONES

Descripción	2022		Variación	Variación
	Cifras según COOPELSCA	Cifras según ARESEP	Absoluta	Porc
Ingresos por Ventas	43.737,79	42.988,90	(748,89)	-2%
Ventas de alumbrado público	-	494,70	-	0%
Tarifa de acceso	-	55,13	-	0%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	43.737,79	43.538,73	(199,06)	0%
OTROS INGRESOS REGULADOS				
Otros Ingresos regulados	2.285,83	2.285,83	-	0%
Ajuste recurso RE-0059-IE-2021 - Rezago 2021	-	227,99	-	0%
Liquidación del periodo anterior (2018 a 2020)	282,47	1.293,57	-	0%
TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS	2.568,30	764,28	(1.804,02)	-70%
TOTAL INGRESOS REGULADOS	46.306,09	44.303,01	(2.003,08)	-4%
MENOS:				
COMPRAS DE ENERGÍA				
Compra a ICE-Generación	-	5.877,80		
Compra a ICE-transmisión	-	2.135,00		
Compra a COOPELSCA-Generación	-	9.188,22		
Compra a CONELECTRICAS	-	3.451,90		
Compra a CUBUJUQUÍ	-	6.191,20		
COMPRAS DE ENERGÍA	26.521,69	26.844,12	322,43	1%
UTILIDAD BRUTA	19.784,40	17.458,89	(2.325,51)	-12%
MENOS:				
GASTOS GENERALES				
Gastos de operación y mantenimiento	4.952,14	4.255,66	(696,48)	-14%
Gastos de comercialización	1.866,96	1.803,61	(63,35)	-3%
Gastos administrativos	2.536,72	2.490,48	(46,24)	-2%
Canon de regulación	63,83	72,70	8,87	14%
Depreciaciones del ejercicio al costo	4.453,44	3.029,11	(573,49)	-13%
Amortizaciones del ejercicio al costo	-	212,59	-	0%
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	-	638,25	-	0%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	1.403,67	914,25	(489,42)	-35%
OTROS GASTOS				
Comisiones Bancarias Financieras	2,83	2,75		
Servicios e impuestos municipales y servicios (...)	3,67	3,58		
Indemnizaciones	-	-		
Desconexiones y Reconexiones (RX)	-	65,80		
Impuesto al valor agregado (IVA)	493,00	434,00		
TOTAL DE OTROS GASTOS	499,50	506,13	6,63	1%
TOTAL GASTOS GENERALES	15.776,26	13.922,78	(1.853,48)	-12%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	42.297,95	40.766,90	(1.531,05)	-4%
UTILIDAD (O PÉRDIDA) DEL PERIODO	3.725,67	3.536,11	(189,56)	-5%
AFNOR-PROMEDIO	70.491,79	65.932,26	(4.559,53)	-6%
CAPITAL DE TRABAJO	881,18	881,18	-	0%
BASE TARIFARIA	71.372,97	66.813,44	(4.559,53)	-6%
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	5,22%	5,29%		

COOPELSCA
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
PROYECCIONES FINANCIERAS
CIFRAS MILLONES DE COLONES

Descripción	2023		Variación	Variación
	Cifras según COOPELSCA	Cifras según ARESEP	Absoluta	Porc
Ingresos por Ventas	44.751,26	44.193,10	(558,16)	-1%
Ventas de alumbrado público	-	501,20	-	0%
Tarifa de acceso	-	55,77	-	0%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	44.751,26	44.750,07	(1,18)	0%
OTROS INGRESOS REGULADOS				
Otros Ingresos regulados	2.331,01	2.331,01	-	0%
Ajuste recurso RE-0059-IE-2021 - Rezago 2021	-	-	-	0%
Liquidación del periodo anterior (2018 a 2020)	2.677,95	2.120,55	-	0%
TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS	5.008,96	210,47	(4.798,50)	-96%
TOTAL INGRESOS REGULADOS	49.760,22	44.960,54	(4.799,68)	-10%
MENOS:				
COMPRAS DE ENERGÍA				
Compra a ICE-Generación	-	6.500,90		
Compra a ICE-transmisión	-	2.171,40		
Compra a COOPELSCA-Generación	-	9.097,38		
Compra a CONELECTRICAS	-	3.451,90		
Compra a CUBUJUQUÍ	-	6.143,70		
COMPRAS DE ENERGÍA	27.549,35	27.365,28	(184,07)	-1%
UTILIDAD BRUTA	22.210,87	17.595,26	(4.615,61)	-21%
MENOS:				
GASTOS GENERALES				
Gastos de operación y mantenimiento	4.608,30	3.880,94	(727,36)	-16%
Gastos de comercialización	1.904,30	1.825,25	(79,04)	-4%
Gastos administrativos	2.493,12	2.443,36	(49,77)	-2%
Canon de regulación	65,11	73,57	8,46	13%
Depreciaciones del ejercicio al costo	4.757,46	3.338,95	(526,23)	-11%
Amortizaciones del ejercicio al costo	-	214,73	-	0%
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	-	677,55	-	0%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	1.390,33	897,56	(492,77)	-35%
OTROS GASTOS				
Comisiones Bancarias Financieras	2,88	2,79		
Servicios e impuestos municipales y servicios (...)	3,75	3,62		
Indemnizaciones	-	-		
Desconexiones y Reconexiones (RX)	-	32,90		
Impuesto al valor agregado (IVA)	485,43	439,20		
TOTAL DE OTROS GASTOS	492,06	478,52	(13,55)	-3%
TOTAL GASTOS GENERALES	15.710,68	13.830,42	(1.880,26)	-12%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	43.260,03	41.195,70	(2.064,33)	-5%
UTILIDAD (O PÉRDIDA) DEL PERIODO	3.822,24	3.764,84	(57,40)	-2%
AFNOR-PROMEDIO	72.381,28	69.778,91	(2.602,37)	-4%
CAPITAL DE TRABAJO	841,64	841,64	-	0%
BASE TARIFARIA	73.222,93	70.620,55	(2.602,37)	-4%
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	5,22%	5,33%		

Composición de la variación en la tarifa	Ingresos adicionales	% de aumento promedio
Efecto de liquidación 2018	933,05	
Efecto de liquidación 2019	1.140,19	
Efecto de liquidación 2020	1.340,88	
Efecto ordinario 2022 + liquidaciones	2.442,03	6,03%
Efecto ordinario 2023 + liquidaciones	2.538,95	6,03%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

IV. COMPOSICIÓN DE LA TARIFA PROPUESTA

De acuerdo a lo anterior, se presenta el porcentaje que representa cada una de las variables que componen la estructura de costos y gastos.

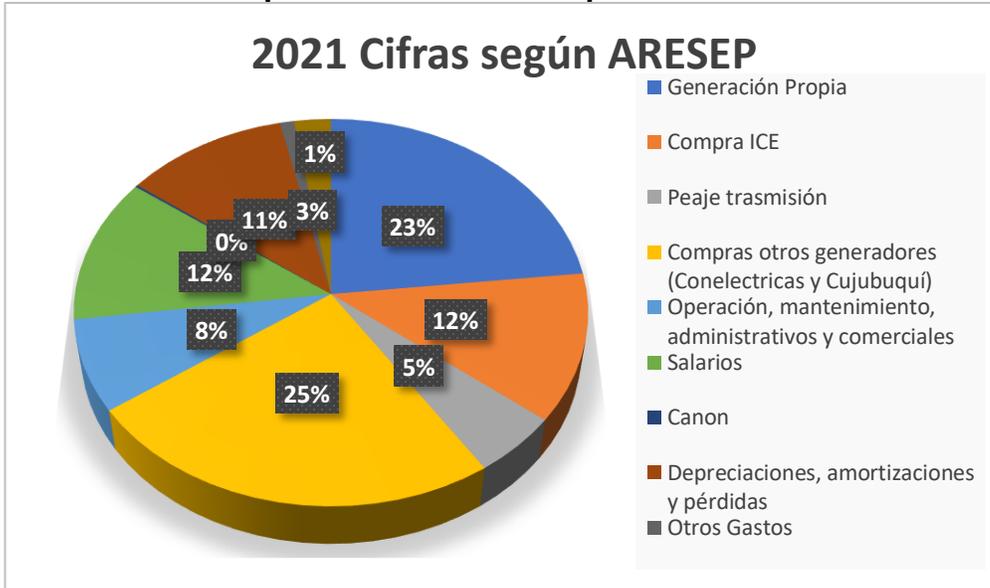
Cuadro N.º 89
VARIABLES QUE COMPONEN LA ESTRUCTURA DE COSTOS SIN CVG
Años 2021 al 2023
Expresado en términos porcentuales y millones de colones

RUBROS TARIFARIOS	2021		2022		2023	
	Cifras según ARESEP	Peso Relativo	Cifras según ARESEP	Peso Relativo	Cifras según ARESEP	Peso Relativo
Generación Propia	9.339,89	23%	9.188,22	21%	9.097,38	20%
Compra ICE	4.948,00	12%	5.877,80	13%	6.500,90	14%
Peaje transmisión	2.050,90	5%	2.135,00	5%	2.171,40	5%
Compras otros generadores (Coneléctricas y Cujubuquí)	9.865,80	25%	9.643,10	22%	9.595,60	21%
Operación, mantenimiento, administrativos y comerciales	3.072,34	8%	3.610,31	8%	3.150,83	7%
Salarios	4.872,13	12%	4.939,44	11%	4.998,71	11%
Canon	71,71	0%	72,70	0%	73,57	0%
Depreciaciones, amortizaciones y pérdidas	4.519,35	11%	4.794,20	11%	5.128,79	11%
Otros Gastos	383,33	1%	506,13	1%	478,52	1%
Rédito	1.025,73	3%	3.536,11	8%	3.764,84	8%
Total	40.149,17	100%	44.303,01	100%	44.960,54	100%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

Gráfico N.º 11

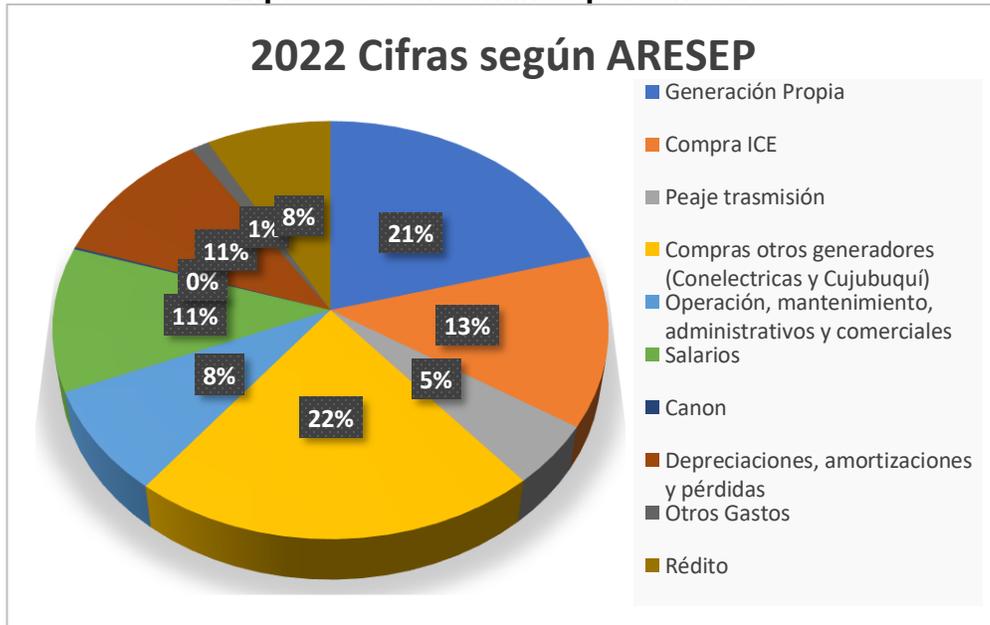
**Variables que componen la estructura de costos sin CVG
Expresado en términos porcentuales**



Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

Gráfico N.º 12

**Variables que componen la estructura de costos sin CVG
Expresado en términos porcentuales**



Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

Gráfico N.º 13

Variables que componen la estructura de costos sin CVG

Expresado en términos porcentuales



Fuente: Elaboración propia con datos del ET-033-2021.

VIII. ESTRUCTURA TARIFARIA

El presente informe exhibe el análisis de la estructura tarifaria elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario al sistema de distribución de Coopelesca, incluida la valoración técnica y análisis regulatorio de la propuesta de modernización presentada por la empresa.

Lo anterior adquiere importancia considerando que a la par de los principios regulatorios generales que orientan el proceso de fijación de las tarifas, según lo dispuesto en la Ley N° 7593, la metodología vigente habilita la posibilidad de que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, por medio de la Intendencia de Energía como aplicador de los instrumentos regulatorios, promueva acciones para modernizar las estructuras tarifarias así como analizar las propuestas que para tales efectos sean presentadas por iniciativa de los prestadores.

En este contexto, la Intendencia de Energía reconoce que la petición realizada por Coopelesca, la cual contempla en una serie de acciones para modernizar su estructura tarifaria, es consistente con el desafío que enfrentan las empresas

eléctricas de adaptar su modelo de negocio a los cambios que experimenta el Sistema Eléctrico Nacional, así como a las características y necesidades de sus abonados, en todos los sectores de consumo.

En este contexto, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos ha gestionado capacitación y asesoría técnica de distintos organismos internacionales, como es el caso de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Interamericano de Reconstrucción y Fomento (BIRF o Banco Mundial), proceso que ha permitido disponer de una serie de informes técnicos que, por su naturaleza, refieren a las mejores prácticas y experiencias internacionales, como insumo para el fortalecimiento de las capacidades institucionales de los equipos técnicos de la Intendencia de Energía.

De manera complementaria, en el sector eléctrico, la Intendencia de Energía ha impulsado una serie de acciones para enfrentar la asimetría de información, destacando, entre otras: distintas resoluciones dictadas para establecer los requerimientos de información en materia de mercado, inversiones, financiero-contable y calidad; el levantamiento de curvas de carga según nivel de tensión y sectores de consumo, así como el proyecto de Contabilidad Regulatoria que genera información para la separación de los costos fijos y variables.

Al respecto, en el marco del presente estudio tarifario, la Intendencia de Energía reconoce la disposición de Coopelesca, siendo la primera empresa distribuidora que cumplió con la presentación de la totalidad de las curvas de cargas, derivadas de un proceso sustentado en campañas de medición a partir de muestras estadísticamente representativas. Asimismo, reconoce la iniciativa de Coopelesca de proponer ajustes para la modernización tarifaria.

Es necesario aclarar que la modernización y actualización de la estructura tarifaria no representa una modificación en la metodología tarifaria vigente (RJD-139-2015). Al respecto, como se detalla más adelante, la estructura tarifaria no se incorpora como parte de sus disposiciones. La metodología no establece la estructura tarifaria ni cómo se calcula o actualiza. De hecho, todas las estructuras tarifarias de las ocho empresas distribuidoras y comercializadoras, aunque tienen elementos comunes, son diferentes.

En efecto, la metodología tarifaria establece las condiciones y algoritmos necesarios para determinar los ingresos tarifarios que permitan igualar la estructura de costos y gastos relacionados con la actividad regulada más el nivel de rédito asociado al endeudamiento y su costo y la base tarifaria, tal y como se refleja en la siguiente ecuación:

$$IT = COMA + (R * BT) \quad (\text{Fórmula 1})$$

Donde:

- IT = Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 9).
- $COMA$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio (ver apartado 3 sección VII).
- R = Tasa de rédito para el desarrollo (ver apartado 4 sección VII).
- BT = Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio ($AFNORP$) y el Capital de trabajo (ver apartado 5 sección VII).

En lo que respecta a estructura tarifaria la metodología tarifaria vigente según consta en la resolución RJD-139-2015, establece lo siguiente:

En consecuencia, el monto de ajuste en los ingresos obtenido en la fórmula 4.5, se traduce en el ajuste porcentual de los ingresos por ventas para alcanzar la tasa de retorno R_{t+1} para el periodo $t+1$ de la siguiente manera:

$$\%IT = \frac{\Delta IT}{Iv} * 100 \quad (\text{Fórmula 5})$$

Donde:

- $\%IT$ = Ajuste porcentual requerido en los ingresos por ventas de energía a usuarios finales.
- ΔIT = Ajuste o cambio requerido en los ingresos del servicio de distribución eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$ (fórmula 4.1 a 4.3).
- Iv = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el periodo $t+1$ con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes (ver fórmula 10).

Este ajuste porcentual requerido deberá ser distribuido de conformidad con lo que técnicamente determine la IE entre las diferentes tarifas y bloques de forma que se alcancen los ingresos requeridos por la empresa distribuidora.

En el caso de la definición de bloques de consumo que incorpora la tarifa residencial horaria, la misma metodología citada establece el método de cálculo de los ingresos por tipo de tarifa, de forma tal que permite generar una seguridad técnica a los prestadores y usuarios sobre cómo se realiza el ejercicio de cálculo por nivel de consumo, tal y como se indica a continuación:

“(…)

Ingresos por tipo de tarifa

En el caso general en el que se vincula el consumo del abonado con un único rango de consumo, y su respectiva tarifa por cada kWh y kW, los ingresos en cada tarifa será la sumatoria de los productos de ventas en cada bloque por su respectiva tarifa.

En el caso específico en que un abonado puede tener distintas tarifas por kWh y kW, conforme aumente su consumo irá sobrepasando el límite superior de los bloques establecidos, pero lo consumido en cada bloque tendrá la tarifa por kWh y kW establecido en ese bloque y su excedente en el bloque siguiente. En tal caso, los ingresos por tarifa son los ingresos mensuales por bloque de consumo, los cuales se obtienen de la sumatoria de los ingresos para cada bloque de consumo definido en el pliego tarifario por tarifa, tal y como se detalla a continuación:

$$I_s = \sum_{i=1}^n I_{B1,s,i} + I_{B2,s,i} + I_{B3,s,i} \text{ (Fórmula 11.1)}$$

Donde:

I_s	=	Ingreso. Son los ingresos de la tarifa s (residencial, media tensión, general, preferencial, etc.).
$I_{B1,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmulas 11.2 y 11.3).
$I_{B2,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmulas 11.4, 11.5 y 11.6).
$I_{B3,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmula 11.7).
$B1$	=	Bloque de consumo 1.
$B2$	=	Bloque de consumo 2.
$B3$	=	Bloque de consumo 3.
s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.

El ingreso por bloque de consumo para cada tipo de tarifa se calcula según corresponda de la siguiente manera:

a) *Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo:*

$$I_{B1} = (Ab_{B1,CM} * CM_{B1} * T_{B1}) + (CA_{B1} * T_{B1}) \text{ (Fórmula 11.2)}$$

Donde:

I_{B1}	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo.
$Ab_{B1,CM}$	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo consumo es igual al mínimo establecido en el pliego tarifario, definido en el primer bloque de consumo.
CM_{B1}	=	Consumo mínimo en kWh o kW establecido para el primer bloque de consumo según el pliego tarifario vigente.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
CA_{B1}	=	Consumo adicional al mínimo establecido en el pliego tarifario para el bloque 1, en kWh o kW, según corresponda.
$B1$	=	Bloque de consumo 1.

o

$$I_{B1} = (Ab_{B1} * T_{CM,B1}) + (CA_{B1} * T_{B1}) \text{ (Fórmula 11.3)}$$

Donde:

I_{B1}	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo.
Ab_{B1}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo consumo es igual al mínimo establecido en el pliego tarifario, definido en el primer bloque de consumo.
$T_{CM,B1}$	=	Tarifa de consumo mínimo, del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
CA_{B1}	=	Consumo adicional al mínimo establecido en el pliego tarifario para el bloque 1, en kWh o kW, según corresponda.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.

b) *Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo:*

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * VM_{B1} * T_{B1}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.4})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * T_{CM,B2}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.5})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
$T_{CM,B2}$	=	Tarifa de consumo mínimo, del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * VM_{B1} * T_{B2}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.6})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.

c) *Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo:*

$$I_{B3} = (Ab_{B3} * VM_{B1} * T_{B1}) + (Ab_{B3} * DF_{B3,2} * T_{B2}) + [(C_{B3} - (Ab_{B3} * VM_{B2})) * T_{B3}]$$

(Fórmula 11.7)

Donde:

I_{B3}	=	Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo.
Ab_{B3}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 3 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
$DF_{B3,2}$	=	Diferencia. Se refiere a la diferencia entre el valor máximo del bloque de consumo 2 y el valor máximo del bloque de consumo 1.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario vigente.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 2 según el pliego tarifario vigente.
C_{B3}	=	Consumo total en kWh o kW para el consumo que se ubica en el tercer bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B3}	=	Tarifa del kWh o kW para el tercer bloque de consumo según el pliego tarifario vigente.
VM_{B2}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el segundo bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 2 definido en pliego tarifario.

En el caso que una tarifa establezca más de tres bloques de consumo, el cálculo de los ingresos seguirá la misma lógica de facturación incremental y de cobro por cada bloque de consumo alcanzado que se indica en los puntos anteriores.”

En función de lo expuesto, en este apartado se incluye el análisis de los ajustes propuestos por Coopesca para modernizar su estructura tarifaria y adaptarla a su realidad operativa, así como a las particularidades y necesidades de los sectores de consumo que atiende en su propia zona de concesión geográfica establecida por ley:

- El establecimiento de cinco bloques de consumo en el sector residencial.
- Segregación de un cargo fijo y un cargo variable en la tarifa del sector residencial.
- El establecimiento de una tarifa de media tensión b (T-MTb) aplicable a grandes consumidores: empresas electro intensivas y certificadas bajo la norma ISO-50001 con condicionante de consumo.
- El establecimiento de una tarifa para usuarios directos a las barras de 69 KV, llamada T-UD 69.
- La aplicación de bandas tarifarias para las tarifas T-MTb y T-UD 69.

De igual manera, se presentan los ajustes complementarios recomendados por la Intendencia de Energía, así como los criterios que los sustentan, teniendo en cuenta la obligación que tiene la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en el artículo 6 de la Ley N° 7593, de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores. Asimismo, la obligación de articular los principios regulatorios de servicio al costo, equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica, según lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley N° 7593.

Ajuste tarifario 2021

De acuerdo con el ingreso adicional reconocido para el sistema de distribución de Coopesca (¢507,4 millones), resulta necesario un incremento de 5,20% en sus tarifas, además con el propósito de mantener estable la tarifa de los abonados servidos en media tensión es necesario ajustar el resto de las categorías tarifarias (residencial, industrial y comercial) con un incremento del 0,69%, para un ajuste total del 5,89%.

De tal forma que el ajuste propuesto es el siguiente:

Tarifa residencial (T-RE):	5,89%
Tarifa Industrial (T-IN):	5,89%
Tarifa Comercios y servicios (T-CO):	5,89%
Tarifa Media Tensión (T-MT):	0,0%

Este ajuste tarifario a partir del 1 de octubre de 2021 hasta el 31 de diciembre del mismo año, sobre la estructura de costos sin el factor de Costo Variable de Generación (CVG) aprobadas en la resolución RE-0128-IE-2020 publicada en el Alcance N° 332 de la Gaceta N°295 del 17 de diciembre de 2020 (columna 1).

El aumento se realiza igual para todo el periodo de 3 meses y para las todas las tarifas T-RE, T-CO y T-IN (columna 2), a excepción de la T-MT la cual se propone se mantenga constante.

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

Cuadro N.º 90

Coopesca: Estructura de costos vigentes y propuestos del sistema de distribución, 2021.

COOPELESCA Sistema de distribución		Columna 1	Columna 2
		Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Propuesta del 1/oct/2021 al 31/dic/2021
► Tarifa T-RE: tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-30 Cargo fijo	2 085,90	2 208,90
	Bloque 31-200 cada kWh	69,53	73,63
	Bloque 201 y más kWh adicional	87,42	92,57
► Tarifa T-CO: comercios y servicios			
○ Clientes consumo exclusivo de energía			
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	90,39	95,71
○ Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	220 500,00	233 490,00
	Bloque 3001 y más cada kWh	73,50	77,83
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10 Cargo fijo	44 520,60	47 142,90
	Bloque 11 y más cada kW	4 452,06	4 714,29
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial			
○ Clientes consumo exclusivo de energía			
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	90,39	95,71
○ Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	220 500,00	233 490,00
	Bloque 3001 y más cada kWh	73,50	77,83
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Bloque 0-10 Cargo fijo	44 520,60	47 142,90
	Bloque 11 y más cada kW	4 452,06	4 714,29
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Periodo Punta cada kWh	65,58	65,58
	Periodo Valle cada kWh	55,70	55,70
	Periodo Noche cada kWh	50,31	50,31
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Periodo Punta cada kW	3 773,06	3 773,06
	Periodo Valle cada kW	3 773,06	3 773,06

A continuación, se explican los cambios propuestos en el nivel tarifario y estructura de las tarifas de Coopelesca para el período 2022-2023:

Ajuste tarifario 2022 y 2023

- **El nivel tarifario**

En función de lo indicado en el apartado anterior, a partir del año 2022 se propone un cambio en la forma en que se aplica el porcentaje (%) en que deben ser ajustados los ingresos del sistema de distribución, de manera que cada categoría tarifaria del sistema de distribución de Coopelesca refleje los costos en que se incurre para brindar el servicio, según el nivel de tensión y sector de consumo, pero garantizando que la asignación realizada permita generar en conjunto, tal y como lo establece la metodología RJD-139-2015, el nivel de ingresos requerido por el sistema de distribución, según las estimaciones realizadas.

Adicionalmente, se realizó una distribución equitativa del costo entre las diferentes categorías tarifarias, en dos dimensiones complementarias: según el tipo de costo (fijo o variable) y según el escalón productivo en el que están conectados (nivel de tensión). Lo anterior permite que los costos puedan ser asignados de conformidad con el costo en que debe incurrir la empresa distribuidora para disponer la energía eléctrica a los distintos sectores de consumo. En este sentido, es importante señalar que la información utilizada para tales efectos revela que los costos de servir en media tensión son menores que los costos en que incurre la empresa para proveer electricidad en la última etapa (baja tensión).

Por su parte, de acuerdo con el análisis contable realizado por el proceso de tarifas de la Intendencia de Energía se logró determinar que el 23,96% de los costos relacionados con el servicio de distribución se clasifican como costos fijos y el restante 76,04% corresponden a costos variables, de conformidad con la estructura de cuentas regulatorias establecida en el catálogo de cuentas de Contabilidad Regulatoria según la RIE-068-2016 del 28 de junio del 2016, con los saldos presentados por el Coopelesca al cierre del periodo 2019.

En este contexto a partir de dicha clasificación se procedió a cuantificar los montos de las cuentas regulatorias separadas por costo fijo y variable, de la cual se

obtuvieron los porcentajes mencionados anteriormente, siendo el costo variable más representativo las compras de energía y potencia y por parte de los costos fijos el correspondiente a depreciaciones y amortizaciones.

Respecto a los costos por bloques del proceso productivo, la experiencia internacional sugiere que cerca del 13% de los costos están asociados a las subestaciones transformadoras y a las redes de distribución secundaria, que son etapas necesarias y exclusivas para que la distribuidora disponga de energía útil para el uso de los consumidores en baja tensión (cálculo a partir de la metodología para la fijación de tarifas desarrollado por la empresa SECHEEP, visto en <http://www.secheep.gov.ar/wp-content/uploads/2019/04/Informe-Audiencia-2019.pdf>)

Al considerar el mecanismo anterior y el nivel de ingreso tarifario propuesto para el año 2022 en el presente estudio tarifario, se realiza la siguiente asignación de costos:

Cuadro N.º 91

Coopelesca-Sistema de distribución: Asignación de costos del servicio.

-Datos en miles de millones de colones-

Año 2022

Costos	comunes a todos los niveles	Exclusivos a baja tensión	Total
Fijos	6,1	4,2	10,3
Variables	29,8	2,9	32,7
Total	35,9	7,1	43,0

El cuadro anterior no considera los ingresos percibidos por el sistema de alumbrado público de forma que se mantienen constantes con el mecanismo de *pass-through* habitual.

En este contexto, para asignar los costos anteriores en las categorías tarifarias se requiere la determinación de las principales características de la demanda, la cual se acostumbra a representar mediante la denominada curva de carga³.

Para desarrollar la curva de carga de los abonados de la cooperativa, se empleó el siguiente método:

- Para los sectores, residencial, industrial en baja tensión y comercios y servicios se tomaron los datos capturados a partir de una campaña de medición que seleccionó abonados por tipo de sector mediante técnicas de muestreo estadístico.

En el caso de Coopelesca se solicitó una muestra con el siguiente desglose.

Empresa	Sector de consumo		
	Residencial	Industrial	Comercios /servicios
Coopelesca	137	230	304

Esta campaña de medición se realiza bajo la plataforma del grupo técnico de CONACE. Coopelesca realizó un esfuerzo institucional para presentar ante el regulador la información de los perfiles de carga (resultado inicial de la campaña de medición) antes del tiempo establecido, lo cual es una clara señal de transparencia y compromiso para intentar mejorar la estructura tarifaria de sus abonados. De hecho, es la primera empresa distribuidora del SEN que presenta la totalidad de las curvas de carga requeridas por la Autoridad Reguladora, como insumo para retroalimentar el proceso modernización tarifaria, en un contexto de ahorro y eficiencia energética

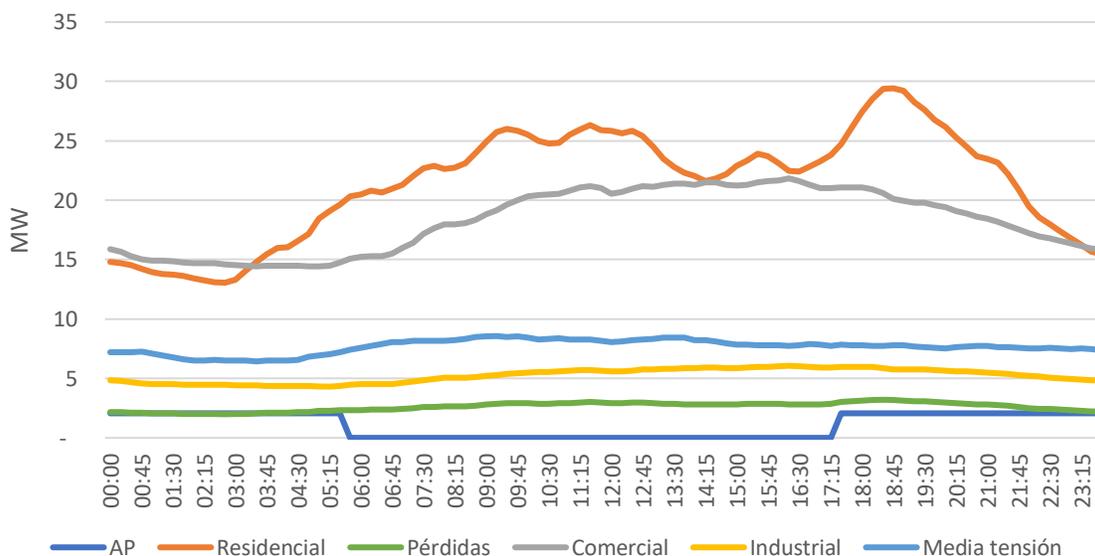
- Para los abonados en la tarifa de media tensión se tomaron los datos suministrados por la cooperativa con información real del mes de junio de 2021 de los 9 clientes de la tarifa T-MT.

³ La curva de carga es la trayectoria que muestra para cada instante del día, la demanda de electricidad que realiza a la empresa el conjunto de sus clientes.

- La demanda del sistema de alumbrado público se obtuvo mediante estimación teoría, considerando la cantidad de luminarias que conforman el parque de luminarias, su tecnología, pérdidas por balastro (si aplica), capacidad instalada, y la cantidad de horas en que se estima se encuentren activas.
- Se incluyeron las pérdidas del sistema como un valor proporcional a la demanda acumulada, con un peso relativo constante de 4,88%.

A partir de la información disponible, según lo detallado anteriormente, la Intendencia de Energía estima la caracterización de la demanda del sistema de distribución del Coopelesca, tal como se muestra a continuación:

Gráfico N.º 14
Coopelesca-Sistema de distribución: Curva característica
de la demanda por tipo de tarifa.
-Datos en MW-

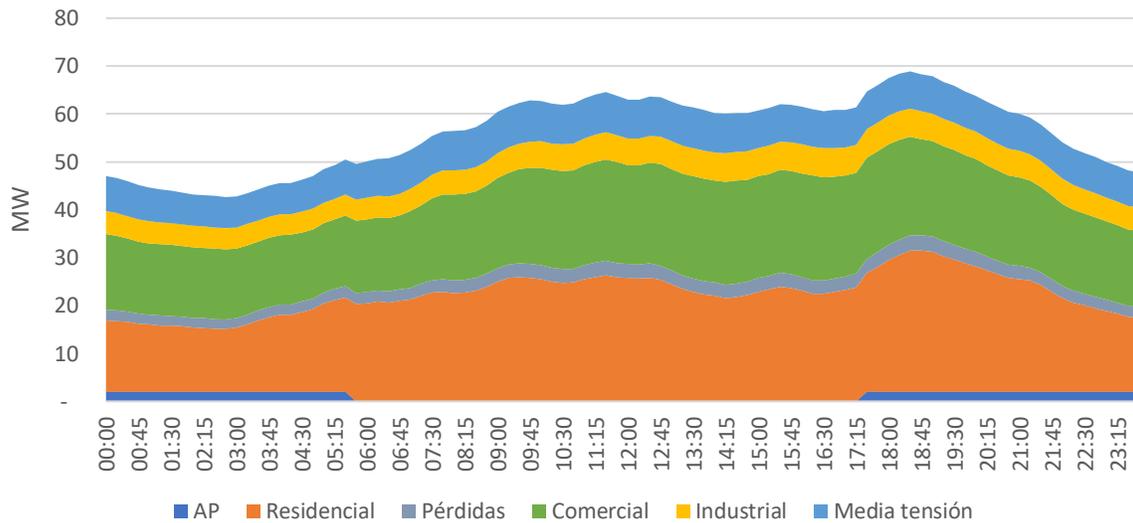


Con las curvas individuales se estima la demanda agregada, conformada por el tipo de tarifa, tal como se detalla a continuación:

Gráfico N.º 15

Coopelesca-Sistema de distribución: Curva característica de la demanda por tipo de tarifa.

-Datos en MW-



Dado que la energía aún no se almacena a gran escala, los sistemas eléctricos deben estar concebidos para soportar la máxima demanda que a lo largo de todo el ciclo de consumo va a demandar la instalación, por lo que un enfoque de retribución de costos eficiente normalmente asigna el cargo fijo del sistema de forma consecuente con la participación de la demanda de cada abonado en el momento de máxima demanda.

La curva de carga (CC) estimada permite concluir que el momento de máxima demanda en el sistema de distribución del Coopelesca se produce a las 18:30 horas. Según la misma CC en ese momento la distribución de la potencia demanda es:

- Residencial 46,21%
- Comercial 32,33%
- Industrial 9,25%
- Media tensión 12,21%

Para el traslado del cargo variable a cada categoría tarifaria se considera como base de asignación el monto que el distribuidor paga al generador para adquirir la energía y potencia necesarias para satisfacer la demanda particular de cada grupo de abonados, ya que este gasto y por amplia diferencia es el más importante de la partida de costos variables.

Dado lo anterior es necesario recurrir a la CC para la modelación del costo particular por categoría tarifaria (compra al generador) y el cálculo de la respectiva distribución. El resultado de este ejercicio es el siguiente:

- Residencial 41,47%
- Comercial 34,45%
- Industrial 9,82%
- Media tensión 14,25%

Considerando los resultados previos, y el mecanismo propuesto para la asignación del requerimiento de ingreso de la distribuidora se estima que el sector residencial para el año 2022 debería aportar ¢18,8 mil millones de colones, mientras que el sector comercial ¢14,9 mil millones y el sector industrial ¢4,3 mil millones, para que finalmente el distribuidor obtenga por parte de los abonados de la media tensión ¢5,0 mil millones.

Esta distribución dista sustancialmente de la vigente e implicaría un importante ajuste porcentual en las tarifas de algunos sectores, especialmente en el sector residencial (más de un 20%).

Debido a lo anterior, se propone mantener el nivel tarifario estimado para la categoría de media tensión y balancear el ajuste tarifario del resto de categorías de tal manera que la distribuidora alcance el ingreso propuesto y que cada grupo tarifario avance o converja a la tarifa teórica respectiva.

Por lo tanto, se propone la siguiente asignación de costos y cálculo de precios medios por grupo tarifario.

Cuadro N.º 92

Coopelesca-Sistema de distribución: estimación del precio medio por grupo tarifario

Grupo de abonados	Ingreso esperado (millones de ¢)	Ventas estimadas (En MWh)	Precio medio (en ¢)
Residencial	16 971	199,7	85,0
Comercial	16 594	172,3	96,3
Industrial	4 427	44,8	98,8
Media tensión	4 998	68,5	73,0
Total	42 990	485,3	88,6

En función de esta asignación entre categorías tarifarias se presenta la siguiente estrategia de estructura tarifaria:

- **Media tensión (T-MT y T-MTb)**

La Intendencia de Energía concuerda con lo propuesto por Coopelesca, en lo que respecta a la necesidad crear condiciones para mejorar, de manera gradual, la competitividad a nivel país en servicios servidos en media tensión, como medio para promover la atracción de nuevas inversiones nacionales e internacionales,

así como la generación de empleo en la zona norte, de tal forma, que le permita como distribuidora de electricidad cumplir con las exigencias de su entorno y brindar señales tarifarias que incentiven la eficiencia energética pero que también contribuyan con la competitividad y la atracción de nuevas inversiones que potencien el desarrollo del sector industrial y manufacturero, así como de los sectores comercial y servicios, en su zona de concesión.

Por lo anterior, para los abonados servidos en media tensión se propone agregar la tarifa T-MTb al pliego tarifario, tal como lo propone Coopelesca, decisión que permitiría homologar esta modalidad, en los términos en que está reconocida actualmente para otras empresas distribuidoras, como es el caso de los operadores públicos (ICE y CNFL) y las empresas municipales (JASEC y ESPH). Esto permite a la Autoridad Reguladora promover un proceso gradual de convergencia que garantice la consolidación y estabilidad de la T-TMb.

Se propone que la T-MTb inicie a partir de enero del año 2022. Para este efecto se propone la siguiente descripción de la tarifa T-MTb:

Aplicación:

- Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios). Para acceder a esta tarifa se debe tener un promedio de consumo mensual mayor o igual 1 GWh (promedio basado en los consumos de los últimos doce meses consecutivos) y además una demanda máxima de al menos 2 000 kW/mes de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses consecutivos. También deben comprometerse a consumir como mínimo 12 GWh durante el año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.
- Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.
- Los clientes que incumplan con los apartados anteriores, se les reclasificará en la tarifa T-MT y para que puedan optar nuevamente por

esta tarifa, deberán cumplir con lo indicado en el punto 1 de esta aplicación.

- Excluir de la condición de consumo mínimo de potencia y energía a los clientes que demuestren cumplir con la certificación ISO 50001-Sistema de Gestión Energética y que hayan realizado acciones de eficiencia energética.
- Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

Con la descripción anterior se satisfacen las especificaciones esperadas por Coopelesca para el ingreso y permanencia de abonados en la tarifa T-MTb, a excepción de la solicitud de condicionar el ingreso por ISO-50.001 con un consumo mínimo.

Lo anterior considera lo dispuesto en el Plan Nacional de Energía 2015-2030, instrumento de política pública que plantea dentro de sus objetivos el Objetivo específico 1.5.2: *Asesorar en eficiencia energética a los macro consumidores*, el cual establece la acción “*b. Adopción de la norma ISO 50001 de Gestión Energética en los macro consumidores*”, por lo que en apego de este lineamiento es necesario continuar impulsando y motivando a más empresas del país para moverse hacia la eficiencia energética.

De tal forma que se propone mantener el requisito de ingreso sin limitante de consumo y condicionado únicamente a la presentación del ISO-50.001 del mismo modo que el resto de las empresas distribuidoras que disponen de la tarifa T-MTb.

Respecto al nivel tarifario es necesario considerar que durante el año 2021 todos los abonados del sector media tensión de Coopelesca cuentan con una reducción en la tarifa producto del ajuste realizado mediante RE-128-IE-2020. Sin embargo, este ajuste finaliza el 31 de diciembre del 2021 y a partir del 2022 la tarifa pasaría de tener un precio medio de ¢72,3 a ¢82,1; es decir un incremento superior al

13,6%. Esto sin considerar el ajuste propuesto para el propio 2022, producto del reconocimiento por costos ordinarios y liquidación del periodo 2018-2020.

A pesar de lo anterior la asignación de costos mediante la participación en la formación de la demanda sistémica establece para el sector de media tensión un precio medio de ¢73,0 durante el año 2022. Este precio medio incluyendo a todo el sector media tensión (T-MT y T-MTb).

Respecto a las estructuras tarifarias de las tarifas de Media Tensión, en primer lugar, se propone modificar la T-MT para fortalecer la señal de eficiencia tarifaria (ajustando la relación media esperada de energía-potencia de 80/20 a 60/40), así como homogenizar las relaciones entre periodos horarios con respecto al resto de pliegos tarifarios del país, por lo que, para el concepto de energía, se asume una relación de 2 entre punta y valle y de 2,75 entre punta y noche.

Además, se propone establecer los precios mediante una banda, con rango de amplitud igual al rédito tarifario aprobado. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

Se insta al distribuidor a organizar e impulsar estrategias de negocio con sus abonados y que a través de la flexibilidad que permite el sistema tarifario de bandas logren acuerdos comerciales de beneficio para ambas partes.

De tal forma que la estructura tarifaria propuesta a partir del año 2022 es la siguiente:

► Tarifa T-MT: tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		Máximo	Mínimo
Periodo Punta	cada kWh	86,68	82,09
Periodo Valle	cada kWh	43,34	41,05
Periodo Noche	cada kWh	31,51	29,84
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta	cada kW	10 686,13	10 120,83
Periodo Valle	cada kW	7 632,95	7 229,17
Periodo Noche	cada kW	0,00	0,00

Dentro de la misma estructura de la tarifa T-MT la IE valoró la particularidad que el precio para la potencia durante el periodo noche es de cero colones, condición que no está presente en ningún otro pliego tarifario en un sistema de distribución y solo igualada en la estructura del sistema de generación del ICE.

Esta particularidad llama la atención como potencial estrategia para incentivar el consumo en periodos menos demandados por lo que antes de tomar decisiones en este sentido se recomienda motivar un estudio más amplio para valorar el posible impacto que tendría ampliar esta estrategia en el pliego tarifario de las distribuidoras del resto del país.

Con esta tarifa se espera que los abonados que estén en la tarifa T-MT alcancen una tarifa promedio de ¢83,7 para el periodo de vigencia (considerando el límite superior de la banda).

Por otra parte, sobre la estructura tarifaria de la nueva tarifa T-MTb, Aresep considera adecuada la petición de la cooperativa en cuento al balance propuesto

(entre conceptos energía y potencia y entre periodos horarios), además que resulta análoga a la propuesta en otras distribuidoras.

De tal forma que la estructura tarifaria propuesta a partir del año 2022 es la siguiente:

► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		Máximo	Mínimo
Periodo Punta	cada kWh	124,26	117,69
Periodo Valle	cada kWh	42,68	40,42
Periodo Noche	cada kWh	27,41	25,96
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta	cada kW	2 729,70	2 585,30
Periodo Valle	cada kW	1 905,58	1 804,77
Periodo Noche	cada kW	1 221,14	1 156,54

Tal como se observa, se propone una tarifa T-MTb mediante bandas tarifarias, construidas del mismo modo que para la tarifa T-MT. La tarifa T-MTb se balancea esperando que la relación de pago para el abonado sea de 80-20 (energía y demanda máxima).

Se estima que los abonados potenciales que estarán en la tarifa T-MTb es de 6. Respecto al consumo esperado, se proyecta que las empresas tendrán un consumo para el año 2022 de 51,4 GWh. La distribución de este consumo en periodos horarios se hizo manteniendo la repartición porcentual de los últimos doce meses con información real de los abonados esperados en T-MTb. Las demandas máximas horarias (potencia) se suponen invariantes para el año 2022 (respecto al último año).

Con la tarifa propuesta para la T-MTb se espera que los abonados que ingresarán alcancen una tarifa promedio de ¢69,4 para el periodo 2022-2023, que con el tipo de cambio actual (¢627,13) implicaría un precio medio de 11,1 centavos de dólar

por cada kWh. De acuerdo con el perfil de consumo de los abonados potenciales, sería de esperar que se encuentren abonados que alcancen hasta los 9,5 centavos de dólar por cada kWh.

Es importante aclarar que los precios medios calculados parten de las tarifas máximas de las bandas, por lo cual podrían ser aún menores.

Desde otro punto de comparación, los 6 abonados potenciales tendrán tarifaria entre 22% y 35% menor a la tarifa en T-MT (sin considerar cargos por CVG, alumbrado público ni impuestos).

Es relevante aclarar que el nivel tarifario alcanzado por la media tensión responde a la asignación teórica de los costos en que incurre el distribuidor para brindarle el servicio, es decir que se encuentra en un nivel tarifario teóricamente justo y por lo cual se justifica sostener en el tiempo la tarifa T-MTb.

El ajuste propuesto sobre el pliego vigente para el año 2022 es una rebaja de 14,7% en el caso de los abonados de T-MTb y un aumento de 2,75% para los abonados de T-MT.

El ajuste que percibirá el abonado de media tensión de diciembre 2021 y a partir de enero 2022 es una rebaja de 4,0% en el caso de los abonados de T-MTb y un aumento de 15,7% para los abonados de T-MT.

La diferencia entre los ajustes anteriores se debe a que el pliego tarifario que cierra el año 2021 es distinto al que inicia año 2022 y por ende la base de comparación es muy importante para no cometer errores en la interpretación del cambio propuesto.

- **Media tensión (T-MT69)**

En su propuesta Coopesca solicita la incorporación de una nueva tarifa que denominaron Tarifa Usuarios Directos T-UD, asociada al proyecto de ampliación

de la actual red de distribución en 69 kV, en un contexto que busca además el aprovechamiento de la capacidad instalada ya existente, siendo que el desarrollo de esta ampliación está precedido por dos etapas previas relacionadas con inversiones ya reconocidas. Al respecto, Coopelesca justifica la solicitud en atención a lo dispuesto en el Objetivo Estratégico 3.2 Gestionar la competitividad de los precios de electricidad, y a su acción 3.2.2.1 Proponer e implementar tarifas aplicables a los macro-consumidores y empresas electro-intensivas que contribuyan a la competitividad, según se establece en el Plan Nacional de Energía 2015-2030, en su última actualización.

En su propuesta, según consta en el expediente público, para el cálculo de esta tarifa Coopelesca utilizó como referencia las tarifas T-UD que tiene definidas el ICE.

En este contexto, la Intendencia de Energía comparte con la cooperativa la importancia que actualmente presentan elementos como la competitividad, y la generación de empleos que se pueden potenciar con tarifas eléctricas atractivas, sostenibles y que generen la atracción de inversiones nacionales y extranjeras que potencien el desarrollo en la Zona Norte.

De tal forma, la IE apoya la iniciativa para la incorporación de una tarifa nueva que esté en función del esfuerzo realizado por la Cooperativa a través de la infraestructura de la actual red de distribución en 69 kV, infraestructura que tiene como propósito satisfacer el aumento en la demanda eléctrica y dar continuidad a los estándares de calidad, propiciando el desarrollo económico y social de sus asociados.

En función de lo anterior, se parte del reconocimiento de que se trata de un potencial servicio en media tensión con características específicas. Por ello, resulta importante aclarar que los abonados que realicen las inversiones y cubran los costos requeridos para conectarse a las barras de 69 kV de subestaciones de Coopelesca continuarán en la red de distribución y por lo tanto seguirán como clientes del sistema de distribución en nivel de media tensión. Debido a lo anterior, se propone calificar esta nueva tarifa como **T-MT69** para aquellos abonados con punto de entrega en las barras de media tensión de 69 KV.

Se propone que la T-MT69 inicie a partir de enero del año 2022. Para este efecto se propone la siguiente descripción de la tarifa T-MT69:

Aplicación:

- Tarifa opcional para el suministro de energía y potencia en media tensión a clientes directamente interconectados al sistema 69 kV. Para acceder a esta tarifa se debe tener un promedio de consumo mensual mayor o igual 3 GWh (promedio basado en los consumos de los últimos doce meses consecutivos) y además una demanda máxima mensual mayor a 5 MW de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses consecutivos. También deben comprometerse consumir como mínimo 36 GWh durante el año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.
- Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.
- Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

Características de servicio:

- Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.
- Medición: Un sistema de medición, a media tensión, trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega (barras de 69 kV).
- Disponibilidad: En las barras de media tensión 69 kV de subestaciones de Coopelesca.

En lo que respecta a esta nueva modalidad, es importante señalar que se trata de una modalidad prevista para la promoción y atracción de nueva demanda. De acuerdo con la información aportada por Coopelesca, a la fecha no existe ningún abonado interconectado directamente a las barras de 69 KV por lo que la tarifa T-MT69 no tendría clientes inmediatos.

Lo anterior implica que no se cuenta con información del consumo demandado por la tarifa. No obstante, la Intendencia procede a realizar el cálculo del nivel tarifario de la siguiente forma:

- Se toma el precio medio de compra del sistema de distribución de Coopelesca a su propio sistema de generación (¢48,4), bajo el supuesto técnico que los usuarios de T-MT69 serán abastecidos exclusivamente por los generadores del sistema de generación de Coopelesca. En este caso no hay costo asociado a la transmisión (al menos para pago al sistema de transmisión del ICE).
- Al valor anterior se adiciona la proporcionalidad de la rentabilidad aprobada a la cooperativa para su sistema de distribución (5,29%)
- Se adiciona un monto por concepto de costos fijos asociados al servicio, a partir de una relación proporcional con el precio medio de compra al propio sistema y la distribución inicial costos fijos/variables del servicio de media tensión para el año 2022.

A partir del mecanismo anterior, se propone una tarifa con un precio medio de ¢59,5 lo que a la fecha equivale a \$9,5 centavos de dólar. Este precio medio podría ser menor dependiendo del perfil de consumo del usuario.

Al igual que para el resto de las tarifas en media tensión (T-MT y T-MTb) la T-MT69 se propone mediante el sistema de bandas, de tal forma que el precio medio se podría encontrar entre ¢56,4 y ¢59,5 es decir entre \$8,98 y \$9,50 centavos de dólar. De esta forma esta tarifa sería la más competitiva del pliego tarifario del sistema de distribución de Coopelesca.

Se propone la tarifa en colones, con el propósito de homogenizar con el resto de las tarifas del mismo nivel de tensión y evitar el riesgo futuro de tener diferencias en los ingresos del distribuidor a causa del tipo de cambio entre monedas.

Respecto a la estructura tarifaria se propone construirla a partir de la T-MT tradicional, pero procurando un balance energía-potencia del orden 80-20. De esta forma la cooperativa contaría con otra alternativa tarifaria para sus usuarios ampliando el abanico de opciones dentro del servicio de media tensión.

De tal forma que la estructura tarifaria propuesta a partir del año 2022 es la siguiente:

► Tarifa T-MT69: tarifa media tensión interconectados a barras de 69 KV			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		Máximo	Mínimo
Periodo Punta	cada kWh	81,25	76,95
Periodo Valle	cada kWh	40,62	38,47
Periodo Noche	cada kWh	29,54	27,98
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta	cada kW	2 548,79	2 413,96
Periodo Valle	cada kW	1 820,56	1 724,26
Periodo Noche	cada kW	1 185,48	1 122,77

La tarifa T-MTb está construida para que los abonados de la T-MT perciban algún beneficio al trasladarse de una tarifa a otra independientemente de su factor de carga y forma de consumo (según los perfiles de consumo de los usuarios actuales de la T-MT).

Del mismo modo aquellos abonados que puedan trasladarse de la tarifa T-MTb a la tarifa T-MT69 tendrían una mejora en el pago por el servicio de distribución eléctrico que estaría entre un -6% a un -15%.

Conforme la tarifa entre como alternativa a los usuarios existentes y potenciales de Coopelesca y cuenta con clientela, se generará información de demanda, necesaria para depurar la aplicación inicial. En todo caso, como parte del proceso de regulación económica que corresponde realizar a la Autoridad Reguladora, la Intendencia de Energía estará realizando el seguimiento requerido para disponer de información real que permita, cuando corresponda, incorporar ajustes bajo un enfoque de mejora continua.

- **Tarifa industrial (T-IN) y tarifa comercios y servicios (T-CO)**

Respecto a los consumidores en baja tensión no residenciales: servicio y comercio (T-CO), industrial (T-IN) se cuenta con información de la caracterización del perfil de consumo individualizada, que permite definir una separación del precio medio entre estos abonados. A pesar de lo anterior y como se indicó en la sección del nivel tarifario la distribución inicialmente propuesta para alcanzar el nivel teórico tarifario en cada categoría tarifaria dista sustancialmente de la vigente e implicaría un importante ajuste porcentual en las tarifas de algunos sectores, especialmente en el sector residencial.

Debido a lo anterior, se propone mantener el nivel tarifario estimado para la categoría de media tensión y balancear el ajuste tarifario del resto de categorías de tal manera que la distribuidora alcance el ingreso propuesto y que cada grupo tarifario avance o converja a la tarifa teórica respectiva.

Por lo tanto, se propone un ajuste, sobre el pliego vigente para el año 2022, de aumento del 8,26% en el caso de los abonados de la tarifa industrial (T-IN) y un aumento de 5,54% para los abonados del sector comercial (T-CO).

El ajuste que percibirán los abonados entre el periodo de diciembre 2021 a enero 2022 sería un aumento del 4,11% en el caso de la tarifa industrial, mientras que en la tarifa comercios y servicios el cambio será de 1,49%.

La diferencia entre los ajustes anteriores se debe a que el pliego tarifario que cierra el año 2021 es distinto al que inicia con el año 2022 y por ende la base de comparación es muy importante para no cometer errores en la interpretación del cambio propuesto.

Respecto a la estructura tarifaria de estas tarifas no se propone modificación. Coopelesca tampoco solicita se atiendan ningún ajuste. A pesar de lo anterior se considera importante valorar los siguientes aspectos:

- Revisar la distribución de los conceptos de energía y potencia en la estructura tarifaria, por cuanto el peso que tiene el pago de potencia en la factura del usuario final (sin considerar impuestos y otros cargos) representa un 12%, mientras que en el resto de las empresas distribuidoras este peso está entre 25% y 28%, es decir más del doble con respecto a la señal tarifaria de las tarifas T-IN y T-CO de Coopelesca.
- Analizar la separación de la tarifa de manera que esté compuesta por un concepto que responda al costo fijo del servicio y otro al costo variable del mismo, de tal forma que la señal tarifaria se acerque aún más a la realidad del costeo del negocio de distribución eléctrica.
- Valorar la vigencia del límite (3000 kWh) para diferenciar el cobro de una tarifa simple al cobro segregado de energía y demanda máxima

Para lo anterior, se recomienda realizar, a la brevedad, un estudio tarifario independiente que atienda las inquietudes mencionadas y de considerarse necesario se propongan los ajustes necesarios para modernizar tanto la tarifa industrial como la comercial.

- **Sector residencial (T-RE)**

Para el sector residencial se propone una serie de modificaciones a la estructura a realizarse a partir del 1ero de enero del 2022 y que se detallan a continuación:

9. Separar a aquellos abonados que tengan una demanda máxima mensual superior a los 10 kW, clasificarlos como abonados de mediana demanda. A estos abonados se les aplicará un cargo binómico por energía y demanda máxima.

La tarifa de estos abonados será igualada a la tarifa binómica de la tarifa comercios y servicios T-CO.

10. Aumentar la cantidad de bloques a 5, de tal forma que se aumente el incentivo a buscar eficiencia energética en los hogares. Esta clasificación se realiza de acuerdo con los percentiles de consumo, asignando los siguientes límites:

B1	0-145
B2	145-200
B3	201-270
B4	271-390
B5	Más de 390

De esta forma se atiende la acción 1.7.1.4 del Plan Nacional de Energía 2015-2030 que instruye a Aresep, Conace y a las empresas distribuidoras a *“Establecer bloques de consumo que promuevan el ahorro y eficiencia energética en el sector eléctrico residencial de las 8 empresas distribuidoras”*.

11. Reemplazar el cobro por consumo mínimo por el cobro de un cargo fijo acorde con los costos fijos del sistema y la participación del sector residencial en estos. El ingreso requerido por costos fijos se divide en 5 partes iguales en cada bloque y dentro de cada bloque se divide por igual dentro de los abonados que lo conforman, quedando así un cargo distinto en cada bloque. La siguiente es la propuesta:

Bloque	Cargo fijo
B1	1 710
B2	4 130
B3	4 965
B4	7 275
B5	12 850

Los cargos fijos fueron redondeados a múltiplos de 5.

12. Se propone asignar un cargo variable para cada bloque con el siguiente criterio: se asigna valores límites para los bloques 2 y 5, al bloque 2 el precio medio del sector (por cargo variable), y al bloque 5 el mismo precio de la tarifa monómica propuesta para la tarifa comercial (T-CO). Los bloques 3 y

4 se les asigna un precio modo que se cumpla la condición de igual crecimiento relativo entre bloques (16,00%). Finalmente, el precio del bloque 1 se establece como pivote para mantener el equilibrio del precio medio del sector. Tal como se muestra a continuación:

Bloque	Cargo variable
B1	54,42
B2	62,23
B3	72,19
B4	83,74
B5	97,14

La facturación del abonado es acumulativa por el cobro del kWh de exceso en cada bloque; es decir, no es excluyente.

Con esta propuesta se espera se alcancen los ingresos requeridos y se realiza una asignación de cargos entre bloques más cercana a la responsabilidad en los costos demandados.

Con las propuestas anteriores todos los abonados del sector residencial recibirán ajuste a su nivel tarifario a partir de enero del 2022, el grado de este ajuste dependerá del perfil de consumo del abonado, pero se espera que el abonado residencial perciba un aumento promedio del 5,0% de la tarifa entre el periodo de diciembre 2021 a enero 2022. A pesar de lo anterior, se espera que cerca del 30% de la población total residencial y ubicada en los primeros 2 bloques tarifarios recibirán una disminución en su tarifa.

Este proceso de modernización que impulsa Coopelesca se realiza en un contexto de ahorro y eficiencia energética, en medio de un Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que está experimentando profundas transformaciones en su funcionamiento, debido al impacto de tecnologías disruptivas, tales como la generación distribuida, el almacenamiento de energía, redes inteligentes, tecnologías AMI y movilidad eléctrica, entre otras. Por ello, esta Intendencia recomienda a Coopelesca valorar la posibilidad de promover espacios de comunicación y divulgación sobre este esfuerzo de la modernización tarifaria, con el propósito de que sus abonados, en los distintos sectores de consumo, comprendan e interioricen la estructura propuesta y puedan tomar las mejores decisiones de acuerdo con sus posibilidades.

- **Tarifa de acceso**

En cuanto a la tarifa de acceso, COOPELESCA solicita:

- A partir del 01 de octubre y hasta el 31 de diciembre del 2021 un aumento del 8% sobre la tarifa aprobada mediante la resolución RIE-010-2018. (Quiere decir ¢32,61 por cada kWh), ver folio 05.
- A partir del 01 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2022, un aumento del 23% sobre la tarifa aprobada. (Quiere decir ¢40,21 por cada kWh), ver folio 05.
- A partir del 01 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2023, una rebaja del 2% sobre la tarifa aprobada. (Quiere decir ¢39,47 por cada kWh), ver folio 05.

En lo que respecta a la tarifa de acceso, la IE propone una disminución de las tarifas solicitadas por COOPELESCA para los dos periodos requeridos (2022 y 2023), debido a la depuración de los costos y gastos de los periodos comprendidos en el estudio tarifario, además se identificaron diferencias de las estimaciones en las ventas, que se utilizan dentro de la fórmula para el cálculo de la tarifa, así como en la proyección de la energía retirada previamente inyectada por los productores-consumidores. También se presentan diferencias en el cálculo utilizado, ya que COOPELESCA utiliza de referencia la metodología publicada en la resolución RJD-021-2015, siendo esta derogada por la resolución RJD-030-2016, y que actualmente se mantiene vigente para el cálculo de la tarifa de acceso. Ante esto se presenta una diferencia de lo sugerido por la Intendencia y solicitado por COOPELESCA de -10,82% para cada periodo.

Para el cálculo de la tarifa de acceso se toman los datos de los costos y gastos totales, la tasa de rédito y la base tarifaria del sistema de distribución. Estos valores se dividen entre la sumatoria de la estimación de la energía retirada previamente inyectada por los productores-consumidores o generadores distribuidos y las ventas de energía estimadas para cada año. Una de las principales diferencias en estos aspectos es que la empresa regulada no proyectó ninguna variación para los años 2022 y 2023 de la energía retirada y la Intendencia propone aplicarle una tasa de crecimiento en igual proporción a la variación calculada de las ventas totales de energía.

En lo que corresponde a la tarifa de acceso, se recomienda:

- Un incremento del 24,35%, sobre la tarifa propuesta en la RE-0059-IE-2021, quedando cada kWh en **₡35,86** desde el 01 de enero al 31 de diciembre del 2022.
- Un incremento del 22,05%, sobre la tarifa propuesta en la RE-0059-IE-2021, quedando cada kWh en **₡35,20** desde el 01 de enero al 31 de diciembre del 2023.

- **Ajuste tarifario**

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos y gastos sin CVG del sistema de distribución de Coopelesca R.L vigente para el año 2022 que se fijó en resolución RE-010-IE-2019, publicadas en el Alcance digital N° 36, Gaceta N° 19 del 12 de febrero de 2018, deben ajustarse, de tal manera que permita cubrir el nivel de rédito de desarrollo requerido para inversión y mantenimiento (columna 1).

Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos y gastos sin CVG. Ya que aún no se cuentan con los factores de ajuste por CVG para cada trimestre del año 2022.

El aumento se realizó igual para todo el periodo de 12 meses (columna 2). El precio medio propuesto de las tarifas tendrá las siguientes variaciones con respecto al precio medio vigente para el año 2022:

Categoría tarifaria	Ajuste medio
Residencial (T-RE)	11,95%
Comercios y servicios (T-CO)	5,54%
Industrial (T-IN)	8,26%
Media tensión (T-MT)	2,75%
Media tensión b (T-MTb) /**	-14,74%
Media tensión 69 KV (T-MT69) /*	

/* Las tarifas T-MT69 se proponen por primera ocasión.

/** Ajuste a la T-MTb se realiza con respecto a la T-MT, ya que el pliego vigente 2021 no incluía la T-MTb.

En este contexto, como se aclaró en el análisis individualizado de cada categoría tarifaria existe diferencia entre el ajuste porcentual propuesto al pliego vigente para los años 2022 y el cambio que percibirá el usuario en el periodo diciembre 2021 a enero 2022, la diferencia se debe a que el pliego tarifario que cierra el año 2021 es distinto al que inicia con el año 2022 y por ende la base de comparación es muy importante para no cometer errores en la interpretación del cambio propuesto.

Tomando en cuenta, que se propone un aumento en las tarifas del sistema de distribución de Coopelesca del 5,0% el usuario percibirá el siguiente ajuste promedio entre el cierre 2021 y a partir de enero 2022.

Categoría tarifaria	Ajuste medio
Residencial (T-RE)	5,0%
Comercios y servicios (T-CO)	1,5%
Industrial (T-IN)	4,1%
Media tensión (T-MT)	15,7%
Media tensión b (T-MTb) /**	-4,0%
Media tensión 69 KV (T-MT69) /*	
Total	6,03%

/* Las tarifas T-MT69 se proponen por primera ocasión.

/** Ajuste a la T-MTb se realiza con respecto a la T-MT, ya que el pliego vigente 2021 no incluía la T-MTb.

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

Cuadro N.º 93

Coopelesca: Estructura de costos vigentes y propuestos del sistema de distribución, a partir de 2022. [continúa en siguiente página]

COOPELESCA Sistema de distribución		Columna 1 Estructura de costos sin CVG	COOPELESCA Sistema de distribución		Columna 2 Estructura de costos sin CVG	Columna 3 Estructura de costos sin CVG
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige a partir del 1/ene/2022	Categoría tarifaria	detalle del cargo	Propuesta del 1/ene/2022 al 31/dic/2023	Propuesta a partir del 1/ene/2024
▶ Tarifa T-RE: tarifa residencial			▶ Tarifa T-RE: tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>o demandas inferiores a 10 kW</i>			
	Bloque 0-30	Cargo fijo		Bloque 0-145	cargo fijo	
		2 124,00		cada kWh	1 710	1 634
	Bloque 31-200	cada kWh			54,42	52,00
		70,80		Bloque 146-200	cargo fijo	3 947
	Bloque 201 y más	kWh adicional		cada kWh	62,23	59,47
		89,01		Bloque 201-270	cargo fijo	4 745
				cada kWh	72,19	68,98
▶ Tarifa T-CO: comercios y servicios			▶ Tarifa T-CO: comercios y servicios			
<i>o Clientes consumo exclusivo de energía</i>			<i>o Clientes consumo exclusivo de energía</i>			
		92,04		Bloque 271-390	cargo fijo	6 952
<i>o Clientes consumo energía y potencia</i>			<i>o demandas superiores a 10 kW</i>			
				cada kWh	83,74	80,02
	Bloque 0-3000	Cargo fijo		Bloque 391 y más	cargo fijo	12 279
		224 520,00		cada kWh	12 850	12 279
	Bloque 3001 y más	cada kWh			97,14	92,83
		74,84		<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
				<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
	Bloque 0-10	Cargo fijo			4 784,34	4 571,92
		45 332,00				
	Bloque 11 y más	cada kW				
		4 533,20				
▶ Tarifa T-IN: tarifa Industrial			▶ Tarifa T-IN: tarifa Industrial			
<i>o Clientes consumo exclusivo de energía</i>			<i>o Clientes consumo exclusivo de energía</i>			
		92,04			97,14	92,83
<i>o Clientes consumo energía y potencia</i>			<i>o Clientes consumo energía y potencia</i>			
	Bloque 0-3000	Cargo fijo		Bloque 0-3000	Cargo fijo	236 970,00
		224 520,00		cada kWh	78,99	75,48
	Bloque 3001 y más	cada kWh		Bloque 3001 y más	cada kWh	75,48
		74,84		<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
				Bloque 0-10	Cargo fijo	47 843,40
	Bloque 0-10	Cargo fijo		Bloque 11 y más	cada kW	4 571,92
		45 332,00				
	Bloque 11 y más	cada kW				
		4 533,20				
▶ Tarifa T-MT: tarifa media tensión			▶ Tarifa T-IN: tarifa Industrial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>o Clientes consumo exclusivo de energía</i>			
	Periodo Punta	cada kWh			99,64	95,22
	Periodo Valle	cada kWh				
	Periodo Noche	cada kWh				
		73,84				
		62,71				
		56,64				
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>o Clientes consumo energía y potencia</i>			
	Periodo Punta	cada kW		Bloque 0-3000	Cargo fijo	243 060,00
		4 247,98		Bloque 3001 y más	cada kWh	81,02
	Periodo Valle	cada kW				77,42
		4 247,98		<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
				Bloque 0-10	Cargo fijo	49 076,40
				Bloque 11 y más	cada kW	4 907,64
						46 897,40
						4 689,74
▶ Tarifa T-MT: tarifa media tensión			▶ Tarifa T-MT: tarifa media tensión b			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Periodo Punta (máxima)	cada kWh		Periodo Punta (máxima)	cada kWh	124,26
	Periodo Punta (mínimo)	cada kWh		Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	117,69
	Periodo Valle (máxima)	cada kWh		Periodo Valle (máxima)	cada kWh	42,68
	Periodo Valle (mínima)	cada kWh		Periodo Valle (mínima)	cada kWh	40,42
	Periodo Noche (máxima)	cada kWh		Periodo Noche (máxima)	cada kWh	27,41
	Periodo Noche (mínimo)	cada kWh		Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	25,96
		86,68				24,81
		82,09				
		43,34				
		41,05				
		31,51				
		29,84				
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Periodo Punta (máxima)	cada kW		Periodo Punta (máxima)	cada kW	2 729,70
	Periodo Punta (mínimo)	cada kW		Periodo Punta (mínimo)	cada kW	2 585,30
	Periodo Valle (máxima)	cada kW		Periodo Valle (máxima)	cada kW	1 905,58
	Periodo Valle (mínima)	cada kW		Periodo Valle (mínima)	cada kW	1 804,77
	Periodo Noche (máxima)	cada kW		Periodo Noche (máxima)	cada kW	1 221,14
	Periodo Noche (mínimo)	cada kW		Periodo Noche (mínimo)	cada kW	1 156,54
		10 686,13				2 608,50
		10 120,83				2 470,51
		7 632,95				1 820,97
		7 229,17				1 724,64
		-				1 166,92
		-				1 105,19
▶ Tarifa T-MT69: tarifa media tensión interconectados a barra de 69 kV			▶ Tarifa T-MT69: tarifa media tensión interconectados a barra de 69 kV			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Periodo Punta (máxima)	cada kWh		Periodo Punta (máxima)	cada kWh	81,25
	Periodo Punta (mínimo)	cada kWh		Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	76,95
	Periodo Valle (máxima)	cada kWh		Periodo Valle (máxima)	cada kWh	40,62
	Periodo Valle (mínima)	cada kWh		Periodo Valle (mínima)	cada kWh	38,47
	Periodo Noche (máxima)	cada kWh		Periodo Noche (máxima)	cada kWh	29,54
	Periodo Noche (mínimo)	cada kWh		Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	27,98
		77,64				28,23
		73,53				26,74
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	Periodo Punta (máxima)	cada kW		Periodo Punta (máxima)	cada kW	2 548,79
	Periodo Punta (mínimo)	cada kW		Periodo Punta (mínimo)	cada kW	2 413,96
	Periodo Valle (máxima)	cada kW		Periodo Valle (máxima)	cada kW	1 820,56
	Periodo Valle (mínima)	cada kW		Periodo Valle (mínima)	cada kW	1 724,26
	Periodo Noche (máxima)	cada kW		Periodo Noche (máxima)	cada kW	1 185,48
	Periodo Noche (mínima)	cada kW		Periodo Noche (mínima)	cada kW	1 122,77
		2 435,62				1 132,84
		2 306,78				1 072,92
		1 739,73				
		1 647,70				
		1 132,84				
		1 072,92				
▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			▶ Tarifa T-TA: tarifa de acceso			
				cada kWh	35,86	35,20

➤ **Tarifa T-RE Residencial**

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

B. Características de servicio:

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

➤ **Tarifa T-CO Comercios y Servicios**

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

B. Características de servicio:

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

➤ **Tarifa T-IN Industrial**

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

B. Características de servicio:

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

➤ **Tarifa T-MT Media tensión**

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

Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

B. Características de servicio:

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

➤ **Tarifa T-MTb Media tensión b.**

E. Aplicación:

- Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios). Para acceder a esta tarifa se debe tener un promedio de consumo mensual mayor o igual 1 GWh (promedio basado en los consumos de los últimos doce meses consecutivos) y además una demanda máxima de al menos 2 000 kW/mes de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses consecutivos. También deben comprometerse consumir como mínimo 12 GWh durante el año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.
- Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.
- Los clientes que incumplan con los apartados anteriores, se les reclasificará en la tarifa T-MT y para que puedan optar nuevamente por esta tarifa, deberán cumplir con lo indicado en el punto 1 de esta aplicación.
- Excluir de la condición de consumo mínimo de potencia y energía a los clientes que demuestren cumplir con la certificación ISO 50001-Sistema de Gestión Energética y que hayan realizado acciones de eficiencia energética.
- Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

E. Características de servicio:

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

➤ **Tarifa T-MT69 Media tensión clientes interconectado a las barras de 69 KV.**

C. Aplicación:

- Tarifa opcional para el suministro de energía y potencia en media tensión a clientes directamente interconectados al sistema 69 kV. Para acceder a esta tarifa se debe tener un promedio de consumo mensual mayor o igual 3 GWh (promedio basado en los consumos de los últimos doce meses consecutivos) y además una demanda máxima mensual mayor a 5 MW de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses consecutivos. También deben comprometerse consumir como mínimo 36 GWh durante el año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.
- Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.
- Esta tarifa establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

X. Características de servicio:

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

- Medición: Un sistema de medición, a media tensión, trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega (barras de 69 kV).
- Disponibilidad: En las barras de media tensión 69 kV de subestaciones de Coopelesca.

➤ **Tarifa T-A- Acceso.**

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

B. Características de servicio:

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

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

DISPOSICIONES GENERALES:

17. Categoría y bloques de consumo:

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (carga por energía), de las tarifas T-IN y T-CO, será reclasificado al bloque de consumo binómico (carga por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en seis o más facturas en los últimos doce meses. Este abonado deberá permanecer en el bloque de consumo binómico, así consuma menos de los 3000 kWh, hasta que en un periodo de 6 facturas consecutivos su consumo sea menor a los 3000kWh, en dicha situación, será trasladado automáticamente al bloque de consumo monómico.

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (carga por energía), de la tarifa residencial T-RE, será reclasificado al bloque de consumo binómico (carga por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su demanda máxima mensual exceda los 10 kW en al menos una ocasión y deberá permanecer en el bloque de consumo binómico, así demande menos de los 10 kW, hasta que en un periodo de 6 facturas consecutivos su demanda máxima sea menor a los 10 kW, en dicha situación, será trasladado automáticamente al bloque de consumo monómico.

A los abonados de la tarifa residencial del bloque de consumo binómico se les facturará como cargo mínimo 10 kW de potencia.

18. Cargo por demanda

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

19. Cargo mínimo a facturar.

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

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

La tarifa del sector residencial no aplica el cobro del cargo mínimo ya que cancelan cargo fijo.

20. Definición de horario.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

22. Condiciones para la tarifación en condominios.

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

23. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

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

24. Cargos adicionales.

Los precios anteriores no incluyen los cargos tarifarios por alumbrado público, impuesto de ventas y tributo a bomberos.

A partir del año 2024, se deben ajustar las tarifas del sistema de distribución, por cuanto finaliza el monto reconocido por concepto de liquidación y esto implica la necesidad de una rebaja del orden del 4,44% en el pliego tarifario propuesto para el periodo 2022-2023.

Aspectos para considerar periodo 2021

Una vez realizado todos los ajustes en los apartados indicados anteriormente, para el periodo 2021 se produjo una actualización de los cálculos, esto al reconocer como base las liquidaciones de periodos anteriores, conforme a lo resuelto mediante la resolución RE-022-IE-2019 y que impacta sobre las liquidaciones de los años 2018, 2019 y 2020, así como las proyecciones 2021, 2022 y 2023, relacionados al punto 1 del presente recurso, el efecto de dicho año se traslada para el periodo 2022.

En virtud de que el ajuste tarifario derivado de etapa recursiva entra a regir hasta el 01 de enero de 2022, las variaciones determinadas para 2021 no forman parte de la tarifa vigente de ese año, por lo que para efectos de liquidación se deberá considerar los resultados de la RE-0059-IE-2021.

Los ajustes determinados en la etapa recursiva, que regirán para los años 2022 y 2023, se someterán al proceso de liquidación tarifaria, correspondiente a esos periodos.

- III. Fijar el ajuste en la tarifa del sistema de distribución que presta Coopelesca de la siguiente manera:

COOPELESCA Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Propuesta del 1/ene/2022 al 31/dic/2023	Propuesta a partir del 1/ene/2024
► Tarifa T-RE: tarifa residencial			
○ demandas inferiores a 10 kW			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-145	cargo fijo	1 710	1 634
	cada kWh	54,42	52,00
Bloque 146-200	cargo fijo	4 130	3 947
	cada kWh	62,23	59,47
Bloque 201-270	cargo fijo	4 965	4 745
	cada kWh	72,19	68,98
Bloque 271-390	cargo fijo	7 275	6 952
	cada kWh	83,74	80,02
Bloque 391 y más	cargo fijo	12 850	12 279
	cada kWh	97,14	92,83
○ demandas superiores a 10 kW			
	cargo fijo	12 850	12 279
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	78,99	75,48
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>	cada kW	4 784,34	4 571,92
► Tarifa T-CO: comercios y servicios			
○ Clientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	97,14	92,83
○ Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	236 970,00	226 440,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	78,99	75,48
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-10	Cargo fijo	47 843,40	45 719,20
Bloque 11 y más	cada kW	4 784,34	4 571,92
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial			
○ Clientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	99,64	95,22
○ Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	243 060,00	232 260,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	81,02	77,42
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-10	Cargo fijo	49 076,40	46 897,40
Bloque 11 y más	cada kW	4 907,64	4 689,74

Continúa en la siguiente página

COOPELESCA Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Propuesta del 1/ene/2022 al 31/dic/2023	Propuesta a partir del 1/ene/2024
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	86,68	82,83
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	82,09	78,45
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	43,34	41,42
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	41,05	39,23
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	31,51	30,11
Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	29,84	28,52
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta (máxima)	cada kW	10 686,13	10 211,67
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	10 120,83	9 671,47
Periodo Valle (máxima)	cada kW	7 632,95	7 294,05
Periodo Valle (mínima)	cada kW	7 229,17	6 908,19
Periodo Noche (máxima)	cada kW	-	-
Periodo Noche (mínimo)	cada kW	-	-
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	124,26	118,74
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	117,69	112,46
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	42,68	40,79
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	40,42	38,63
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	27,41	26,19
Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	25,96	24,81
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta (máxima)	cada kW	2 729,70	2 608,50
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	2 585,30	2 470,51
Periodo Valle (máxima)	cada kW	1 905,58	1 820,97
Periodo Valle (mínima)	cada kW	1 804,77	1 724,64
Periodo Noche (máxima)	cada kW	1 221,14	1 166,92
Periodo Noche (mínimo)	cada kW	1 156,54	1 105,19
► Tarifa T-MT69: tarifa media tensión interconectados a barra de 69 KV			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	81,25	77,64
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	76,95	73,53
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	40,62	38,82
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	38,47	36,76
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	29,54	28,23
Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	27,98	26,74
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta (máxima)	cada kW	2 548,79	2 435,62
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	2 413,96	2 306,78
Periodo Valle (máxima)	cada kW	1 820,56	1 739,73
Periodo Valle (mínima)	cada kW	1 724,26	1 647,70
Periodo Noche (máxima)	cada kW	1 185,48	1 132,84
Periodo Noche (mínima)	cada kW	1 122,77	1 072,92
► Tarifa T-TA: tarifa de acceso			
	cada kWh	35,86	35,20

- IV. Mantener incólume el resto de las disposiciones establecidas mediante la resolución RE-0059-IE-2021 del 17 de setiembre de 2021.
- V. Elevar a conocimiento de la Junta Directiva los recursos subsidiarios de apelación, citando y emplazando a las partes para que hagan valer sus derechos dentro del plazo de tres días hábiles, contado a partir de la notificación de la respectiva resolución.

De conformidad con el acuerdo de Junta Directiva N° 06-83-2021, del acta de la sesión extraordinaria 83-2021, celebrada el 23 de setiembre de 2021 y ratificada el 28 de setiembre del mismo año, se incorporan a esta resolución, los anexos del informe técnico IN-0146-IE-2021 del 22 de noviembre de 2021, que sirve de base para el presente acto administrativo.

Elevar a conocimiento de la Junta Directiva los recursos subsidiarios de apelación, citando y emplazando a las partes para que hagan valer sus derechos dentro del plazo de tres días hábiles, contado a partir de la notificación de la respectiva resolución.

Contra la presente resolución no procede recurso alguno de conformidad con lo previsto en el artículo 343 y 345.1 de la Ley General de la Administración Pública.

PUBLIQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—O. C. N° 082202110380.—Solicitud N° 311965.—(IN2021604816).

CONTENIDO DE ANEXOS

- Anexo No. 1:** Ventas reales y estimadas de energía a los abonados directos e generación
Ingresos con tarifa vigente por tipo de tarifa. Compras y 2021, 2022 y 2023.
- Anexo No. 2:** Ventas reales y estimadas de energía a los abonados directos e generación
Ingresos con tarifa propuesta por tipo de tarifa. Compras y 2021, 2022 y 2023.
- Anexo No. 3:** Estado de resultados ajustado y actualizado.
Períodos liquidados (2018, 2019 y 2020)
- Anexo No. 4:** Estado de resultados con tarifas vigentes periodo 2022 y 2023.
- Anexo No. 5:** Estado de resultados con tarifas propuestas periodo 2022 y 2023.
- Anexo No. 8:** Carpeta comprimida con los archivos en Excel que fundamentan los cálculos

Anexo No. 1:

COOPELSCA: VENTAS REALES Y ESTIMADAS DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS E INGRESOS CON TARIFA VIGENTE POR TIPO DE TARIFA. COMPRAS Y GENERACIÓN DE ENERGÍA. 2021,2022 y 2023.

Tarifa		2021	2022	2023
Residencial	GWh	191,7	199,7	205,3
	Millones colones	14 325,0	15 157,8	15 585,6
	¢/KWh	74,7	75,9	75,9
Industrial	GWh	45,2	44,8	44,9
	Millones colones	3 782,0	4 089,5	4 097,2
	¢/KWh	83,6	91,3	91,3
Comercios y servicios	GWh	170,3	172,3	180,2
	Millones colones	14 417,6	15 722,7	16 443,4
	¢/KWh	84,6	91,3	91,3
Media Tensión	GWh	67,3	17,1	16,9
	Millones colones	4 249,3	1 390,2	1 378,1
	¢/KWh	63,1	81,4	81,4
Media Tensión B	GWh		51,4	51,0
	Millones colones		4 186,7	4 150,0
	¢/KWh		81,4	81,4
Alumbrado Público	GWh	9,4	9,4	9,5
	Millones colones	458,6	494,7	501,2
	¢/KWh	49,0	52,8	52,8
Total	GWh	483,9	494,6	507,8
	Millones colones	37 232,6	41 041,6	42 155,4
	¢/KWh	76,9	83,0	83,0
Disponibilidad	GWh	504,7	516,0	529,7
Generación propia ***	GWh	195,8	189,0	189,6
	Millones colones	9 339,6	9 177,4	9 057,0
	¢/KWh	47,7	48,6	47,8
Compras al ICE ****	GWh	118,7	136,5	150,5
	Millones colones *	4 947,9	5 877,8	6 500,9
	¢/KWh	41,7	43,1	43,2
Transmisión	GWh *****	169,9	174,5	179,4
	Millones colones	2 050,9	2 135,0	2 171,4
	¢/KWh	12,1	12,2	12,1
Compras a CONELÉCTRICAS	GWh	93,1	89,6	89,6
	Millones colones *	3 675,4	3 451,9	3 451,9
	¢/KWh	39,5	38,5	38,5
Compras a CUBUJUQUÍ	GWh	102,1	100,9	100,0
	Millones colones *	6 190,4	6 191,1	6 143,7
	¢/KWh	60,6	61,4	61,5

Anexo No. 2:

COOPELESCA: VENTAS REALES Y ESTIMADAS DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS
E INGRESOS CON TARIFA PROPUESTA POR TIPO DE TARIFA.
COMPRAS Y GENERACIÓN DE ENERGÍA. 2021, 2022 y 2023.

Tarifa		2021	2022	2023
Residencial	GWh	191,7	199,7	205,3
	Millones colones	14 636,0	16 969,5	17 448,4
	¢/KWh	76,4	85,0	85,0
Industrial	GWh	45,2	44,8	44,9
	Millones colones	3 870,8	4 427,1	4 435,5
	¢/KWh	85,6	98,8	98,8
Comercios y servicios	GWh	170,3	172,3	180,2
	Millones colones	14 753,2	16 594,1	17 354,8
	¢/KWh	86,6	96,3	96,3
Media Tensión	GWh	67,3	17,1	16,9
	Millones colones	4 249,3	1 428,5	1 416,0
	¢/KWh	63,1	83,7	83,7
Media Tensión B	GWh		51,4	51,0
	Millones colones		3 569,7	3 538,4
	¢/KWh		69,4	69,4
Media Tensión 69KV	GWh		0,0	0,0
	Millones colones		0,0	0,0
	¢/KWh		59,5	59,5
Alumbrado Público	GWh	9,4	9,4	9,5
	Millones colones	458,6	494,7	501,2
	¢/KWh	49,0	52,8	52,8
Total	GWh	483,9	494,6	507,8
	Millones colones	37 967,9	43 483,6	44 694,2
	¢/KWh	78,5	87,9	88,0
Disponibilidad	GWh	504,7	516,0	529,7
Generación propia ***	GWh	195,8	189,0	189,6
	Millones colones *	9 339,6	9 177,4	9 057,0
	¢/KWh	47,7	48,6	47,8
Compras al ICE ****	GWh	118,7	136,5	150,5
	Millones colones *	4 947,9	5 877,8	6 500,9
	¢/KWh	41,7	43,1	43,2
Transmisión	GWh *****	169,9	174,5	179,4
	Millones colones	2 050,9	2 135,0	2 171,4
	¢/KWh	12,1	12,2	12,1
Compras a CONELÉCTRICAS	GWh	93,1	89,6	89,6
	Millones colones *	3 675,4	3 451,9	3 451,9
	¢/KWh	39,5	38,5	38,5
Compras a CUBUJUQUÍ	GWh	102,1	100,9	100,0
	Millones colones *	6 190,4	6 191,1	6 143,7
	¢/KWh	60,6	61,4	61,5

ANEXO No. 3

Estado de resultados ajustado y actualizado.
Periodos liquidados (2018, 2019 y 2020)

Estado de resultados ajustado y actualizado
Sistema de distribución
Datos expresados en millones de colones
2018

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	AJUSTADO POR ARESEP
4.	Ingresos	
	Ingresos por Ventas	
	Ventas Residencial	13 149,79
	Ventas General	14 951,57
	Ventas de Energía Industrial	4 328,15
	Ventas media tensión T-MT	5 719,21
	Tarifa de acceso	5,61
	Ventas de energía	38 154,33
	Ventas de Energía Alumbrado Público	536,57
4.1.	Total ventas de energía	38 690,90
	Otros Ingresos	
	Otros ingresos	1 131,53
	Otros Ingresos Reconexiones	242,97
	Peaje de distribución	-
4.9.	Total Otros Ingresos	1 374,50
	Ajustes y liquidaciones	
	Liquidación del periodo anterior	-
	Ajuste RIE-103-2017	(389,31)
	Ajuste RIE-010-2018	(75,80)
	Ajuste RIE-045-2018	(167,60)
	Ajuste Liquidación 2018	933,05
	Total Ajustes y liquidaciones	300,34
	TOTAL INGRESOS REGULADOS	40 365,74

Continúa en siguiente página

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	AJUSTADO POR ARESEP
5.	Egresos	
	Compras de energía y potencia	
	Compras al ICE	7 832,70
	Compras a Coneléctricas	2 949,60
	Compras a Cubujuquí	6 433,20
	Compras a COOPELESCA	9 161,50
5.1	Total compras de energía y potencia	26 377,00
	Costos y Gastos	
5.3	Costos de operación y mantenimiento	3 542,11
5.4	Costos comerciales	1 628,79
5.5	Gastos administrativos	2 093,08
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación Distribución	55,20
	Total costos y gastos	7 319,18
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 106,56
	Amortizaciones del ejercicio al costo	103,09
5.11	Depreciaciones revaluadas	407,48
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	538,32
	Total depreciaciones, amortizaciones y pérdidas por deterioro y desvalorización	3 093,85
	Otros gastos	
	Otros Impuestos	3,89
	Indemnizaciones	14,26
	Comisiones bancarias	0,57
	(-) Porción de Reconexión	203,80
5.14	Total otros gastos	222,18
	TOTAL GASTOS REGULADOS	37 074,14
	UTILIDAD O PÉRDIDA DE OPERACIÓN	3 291,59
	AFNOR-PROMEDIO	54 000,87
	CAPITAL DE TRABAJO	699,34
	BASE TARIFARIA	54 700,21
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	6,02%

Fuente: Elaboración propia

Estado de resultados ajustado y actualizado
Sistema de distribución
Datos expresados en millones de colones
2019

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	AJUSTADO POR ARESEP
4.	Ingresos	
	Ingresos por Ventas	
	Ventas Residencial	14 180,09
	Ventas General	16 409,46
	Ventas de Energía Industrial	4 713,02
	Ventas media tensión T-MT	5 952,84
	Tarifa de acceso	5,22
	Ventas de energía	41 260,62
	Ventas de Energía Alumbrado Público	577,51
4.1.	Total ventas de energía	41 838,13
	Otros Ingresos	
	Otros ingresos	1 016,40
	Otros Ingresos Reconexiones	127,14
	Peaje de distribución	-
4.9.	Total Otros Ingresos	1 143,54
	Ajustes y liquidaciones	
	Liquidación del periodo 2016-2017 RE-022-2019	(1 186,20)
	Ajuste RE-0040-IE-2019	(481,70)
	Ajuste Liquidación 2019	1 140,19
	Total Ajustes y liquidaciones	(527,71)
	TOTAL INGRESOS REGULADOS	42 453,95

Continúa en siguiente página

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	AJUSTADO POR ARESEP
5.	Egresos	
	Compras de energía y potencia	
	Compras al ICE	11 813,80
	Compras a Coneléctricas	3 003,90
	Compras a Cubujuquí	5 561,50
	Compras a COOPELESCA	7 619,80
5.1	Total compras de energía y potencia	27 999,00
	Costos y Gastos	
5.3	Costos de operación y mantenimiento	3 538,73
5.4	Costos comerciales	1 760,14
5.5	Gastos administrativos	2 135,21
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación Distribución	71,52
	Total costos y gastos	7 505,60
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 230,26
	Amortizaciones del ejercicio al costo	98,43
5.11	Depreciaciones revaluadas	515,05
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	394,97
	Total depreciaciones, amortizaciones y pérdidas por deterioro y desvalorización	3 178,44
	Otros gastos	
	Otros Impuestos	4,10
	Indemnizaciones	3,94
	Comisiones bancarias	3,15
	(-) Porción de Reconexión	203,46
	IVA	182,71
5.14	Total otros gastos	397,37
	TOTAL GASTOS REGULADOS	39 140,68
	UTILIDAD O PÉRDIDA DE OPERACIÓN	3 313,28
	AFNOR-PROMEDIO	54 365,09
	CAPITAL DE TRABAJO	695,47
	BASE TARIFARIA	55 060,56
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	6,02%

Fuente: Elaboración propia

Estado de resultados ajustado y actualizado
Sistema de distribución
Datos expresados en millones de colones
2020

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	AJUSTADO POR ARESEP
4.	Ingresos	
	Ingresos por Ventas	
	Ventas Residencial	14 726,72
	Ventas General	14 500,29
	Ventas de Energía Industrial	4 310,73
	Ventas media tensión T-MT	5 894,70
	Tarifa de acceso	0,00
	Ventas de energía	39 432,43
	Ventas de Energía Alumbrado Público	561,30
4.1.	Total ventas de energía	39 993,73
	Otros Ingresos	
	Otros ingresos	972,30
	Otros Ingresos Reconexiones	0,00
	Peaje de distribución	-
4.9.	Total Otros Ingresos	972,30
	Ajustes y liquidaciones	
	Ajuste RE-0022-IE-2019 - Liquidación 2016 y 2017	(410,90)
	Ajuste RE-0040-IE-2019 - Liquidación CVC y reconoc. ICE	(204,70)
	Ajuste RE-0104-IE-2019 - Reconocimiento IVA (impacto ICE)	(25,70)
	Ajuste RE-0105-E-2019 - Ajuste 1° aplicación CVG	(45,00)
	Ajuste RE-0045-IE-2020 - Liquidación CVC 2019	(86,00)
	Ajuste Liquidación 2019	1 340,88
	Total Ajustes y liquidaciones	568,58
	TOTAL INGRESOS REGULADOS	41 534,61

Continúa en siguiente página

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	AJUSTADO POR ARESEP
5.	Egresos	
	Compras de energía y potencia	
	Compras al ICE	8 028,90
	Compras a Coneléctricas	3 297,00
	Compras a Cubujuquí	5 734,50
	Compras a COOPELESCA	8 917,20
5.1	Total compras de energía y potencia	27 999,00
	Costos y Gastos	
5.3	Costos de operación y mantenimiento	3 536,49
5.4	Costos comerciales	1 710,29
5.5	Gastos administrativos	2 061,45
5.5.1.07.06.01.	Canon de regulación Distribución	82,79
	Total costos y gastos	7 391,02
5.10	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 409,18
	Amortizaciones del ejercicio al costo	52,28
5.11	Depreciaciones revaluadas	504,25
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	1 224,82
	Total depreciaciones, amortizaciones y pérdidas por deterioro y desvalorización	3 178,44
	Otros gastos	
	Otros Impuestos	4,04
	Indemnizaciones	0,00
	Comisiones bancarias	0,00
	(-) Porción de Reconexión	175,15
	IVA	384,58
5.14	Total otros gastos	563,77
	TOTAL GASTOS REGULADOS	38 122,92
	UTILIDAD O PÉRDIDA DE OPERACIÓN	2 070,81
	AFNOR-PROMEDIO	55 978,34
	CAPITAL DE TRABAJO	717,63
	BASE TARIFARIA	56 695,97
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	6,02%

Fuente: Elaboración propia

ANEXO No. 4
Estado de resultados con tarifas vigentes.
Periodos 2022 y 2023

COOPELSCA
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
TARIFAS VIGENTES
CIFRAS MILLONES DE COLONES

Descripción	2022		Variación	Variación
	Cifras según COOPELSCA	Cifras según ARESEP	Absoluta	Porc
Ingresos por Ventas	40.408,57	40.546,87	138,31	0%
Ventas de alumbrado público	-	494,70	-	0%
Tarifa de acceso	-	55,13	-	0%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	40.408,57	41.096,70	688,14	2%
OTROS INGRESOS REGULADOS				
Otros Ingresos regulados	2.285,83	2.285,83	-	0%
Ajuste recurso RE-0059-IE-2021 - Rezago 2021	-	-	-	0%
Liquidación del periodo anterior (2018 a 2020)	-	-	-	0%
TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS	2.285,83	2.285,83	-	0%
TOTAL INGRESOS REGULADOS	42.694,40	43.382,53	688,14	2%
MENOS:				
COMPRAS DE ENERGÍA				
Compra a ICE-Generación	-	5.877,80		
Compra a ICE-transmisión	-	2.135,00		
Compra a COOPELSCA-Generación	-	9.188,22		
Compra a CONELECTRICAS	-	3.451,90		
Compra a CUBUJUQUÍ	-	6.191,20		
COMPRAS DE ENERGÍA	26.521,69	26.844,12	322,43	1%
UTILIDAD BRUTA	16.172,71	16.538,41	365,71	2%
MENOS:				
GASTOS GENERALES				
Gastos de operación y mantenimiento	4.952,14	4.255,66	(696,48)	-14%
Gastos de comercialización	1.866,96	1.803,61	(63,35)	-3%
Gastos administrativos	2.536,72	2.490,48	(46,24)	-2%
Canon de regulación	63,83	72,70	8,87	14%
Depreciaciones del ejercicio al costo	4.453,44	3.029,11	(573,49)	-13%
Amortizaciones del ejercicio al costo	-	212,59	-	0%
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	-	638,25	-	0%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	1.403,67	914,25	(489,42)	-35%
OTROS GASTOS				
Comisiones Bancarias Financieras	2,83	2,75		
Servicios e impuestos municipales y servicios (...)	3,67	3,58		
Indemnizaciones	-	-		
Desconexiones y Reconexiones (RX)	-	65,80		
Impuesto al valor agregado (IVA)	493,00	434,00		
TOTAL DE OTROS GASTOS	499,50	506,13	6,63	1%
TOTAL GASTOS GENERALES	15.776,26	13.922,78	(1.853,48)	-12%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	42.297,95	40.766,90	(1.531,05)	-4%
UTILIDAD (O PÉRDIDA) DEL PERIODO	396,45	2.615,64	2.219,19	560%
AFNOR-PROMEDIO	70.491,79	65.932,26	(4.559,53)	-6%
CAPITAL DE TRABAJO	881,18	881,18	-	0%
BASE TARIFARIA	71.372,97	66.813,44	(4.559,53)	-6%
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	0,56%	3,91%		

COOPELSCA
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
TARIFAS VIGENTES
CIFRAS MILLONES DE COLONES

Descripción	2023		Variación	Variación
	Cifras según COOPELSCA	Cifras según ARESEP	Absoluta	Porc
Ingresos por Ventas	41.207,26	41.654,15	446,89	1%
Ventas de alumbrado público	-	501,20	-	0%
Tarifa de acceso	-	55,77	-	0%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	41.207,26	42.211,12	1.003,86	2%
OTROS INGRESOS REGULADOS				
Otros Ingresos regulados	2.331,01	2.331,01	-	0%
Ajuste recurso RE-0059-IE-2021 - Rezago 2021	-	-	-	0%
Liquidación del periodo anterior (2018 a 2020)	-	-	-	0%
TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS	2.331,01	2.331,01	-	0%
TOTAL INGRESOS REGULADOS	43.538,27	44.542,13	1.003,86	2%
MENOS:				
COMPRAS DE ENERGÍA				
Compra a ICE-Generación	-	6.500,90		
Compra a ICE-transmisión	-	2.171,40		
Compra a COOPELSCA-Generación	-	9.097,38		
Compra a CONELECTRICAS	-	3.451,90		
Compra a CUBUJUQUÍ	-	6.143,70		
COMPRAS DE ENERGÍA	27.549,35	27.365,28	(184,07)	-1%
UTILIDAD BRUTA	15.988,92	17.176,85	1.187,92	7%
MENOS:				
GASTOS GENERALES				
Gastos de operación y mantenimiento	4.608,30	3.880,94	(727,36)	-16%
Gastos de comercialización	1.904,30	1.825,25	(79,04)	-4%
Gastos administrativos	2.493,12	2.443,36	(49,77)	-2%
Canon de regulación	65,11	73,57	8,46	13%
Depreciaciones del ejercicio al costo	4.757,46	3.338,95	(526,23)	-11%
Amortizaciones del ejercicio al costo	-	214,73	-	0%
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	-	677,55	-	0%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	1.390,33	897,56	(492,77)	-35%
OTROS GASTOS				
Comisiones Bancarias Financieras	2,88	2,79		
Servicios e impuestos municipales y servicios (...)	3,75	3,62		
Indemnizaciones	-	-		
Desconexiones y Reconexiones (RX)	-	32,90		
Impuesto al valor agregado (IVA)	485,43	439,20		
TOTAL DE OTROS GASTOS	492,06	478,52	(13,55)	-3%
TOTAL GASTOS GENERALES	15.710,68	13.830,42	(1.880,26)	-12%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	43.260,03	41.195,70	(2.064,33)	-5%
UTILIDAD (O PÉRDIDA) DEL PERIODO	278,24	3.346,43	3.068,19	1103%
AFNOR-PROMEDIO	72.381,28	69.778,91	(2.602,37)	-4%
CAPITAL DE TRABAJO	841,64	841,64	-	0%
BASE TARIFARIA	73.222,93	70.620,55	(2.602,37)	-4%
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	0,38%	4,74%		

ANEXO No. 5
Estado de resultados con tarifas propuestas.
Periodos 2022 y 2023

COOPELESCA
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
PROYECCIONES FINANCIERAS
CIFRAS MILLONES DE COLONES

Descripción	2022		Variación	Variación
	Cifras según COOPELESCA	Cifras según ARESEP	Absoluta	Porc
Ingresos por Ventas	43.737,79	42.988,90	(748,89)	-2%
Ventas de alumbrado público	-	494,70	-	0%
Tarifa de acceso	-	55,13	-	0%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	43.737,79	43.538,73	(199,06)	0%
OTROS INGRESOS REGULADOS				
Otros Ingresos regulados	2.285,83	2.285,83	-	0%
Ajuste recurso RE-0059-IE-2021 - Rezago 2021	-	227,99	-	0%
Liquidación del periodo anterior (2018 a 2020)	282,47	1.293,57	-	0%
TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS	2.568,30	764,28	(1.804,02)	-70%
TOTAL INGRESOS REGULADOS	46.306,09	44.303,01	(2.003,08)	-4%
MENOS:				
COMPRAS DE ENERGÍA				
Compra a ICE-Generación	-	5.877,80		
Compra a ICE-transmisión	-	2.135,00		
Compra a COOPELESCA-Generación	-	9.188,22		
Compra a CONELECTRICAS	-	3.451,90		
Compra a CUBUJUQUÍ	-	6.191,20		
COMPRAS DE ENERGÍA	26.521,69	26.844,12	322,43	1%
UTILIDAD BRUTA	19.784,40	17.458,89	(2.325,51)	-12%
MENOS:				
GASTOS GENERALES				
Gastos de operación y mantenimiento	4.952,14	4.255,66	(696,48)	-14%
Gastos de comercialización	1.866,96	1.803,61	(63,35)	-3%
Gastos administrativos	2.536,72	2.490,48	(46,24)	-2%
Canon de regulación	63,83	72,70	8,87	14%
Depreciaciones del ejercicio al costo	4.453,44	3.029,11	(573,49)	-13%
Amortizaciones del ejercicio al costo	-	212,59	-	0%
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	-	638,25	-	0%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	1.403,67	914,25	(489,42)	-35%
OTROS GASTOS				
Comisiones Bancarias Financieras	2,83	2,75		
Servicios e impuestos municipales y servicios (...)	3,67	3,58		
Indemnizaciones	-	-		
Desconexiones y Reconexiones (RX)	-	65,80		
Impuesto al valor agregado (IVA)	493,00	434,00		
TOTAL DE OTROS GASTOS	499,50	506,13	6,63	1%
TOTAL GASTOS GENERALES	15.776,26	13.922,78	(1.853,48)	-12%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	42.297,95	40.766,90	(1.531,05)	-4%
UTILIDAD (O PÉRDIDA) DEL PERIODO	3.725,67	3.536,11	(189,56)	-5%
AFNOR-PROMEDIO	70.491,79	65.932,26	(4.559,53)	-6%
CAPITAL DE TRABAJO	881,18	881,18	-	0%
BASE TARIFARIA	71.372,97	66.813,44	(4.559,53)	-6%
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	5,22%	5,29%		

COOPELESCA
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
PROYECCIONES FINANCIERAS
CIFRAS MILLONES DE COLONES

Descripción	2023		Variación	Variación
	Cifras según COOPELESCA	Cifras según ARESEP	Absoluta	Porc
Ingresos por Ventas	44.751,26	44.193,10	(558,16)	-1%
Ventas de alumbrado público	-	501,20	-	0%
Tarifa de acceso	-	55,77	-	0%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	44.751,26	44.750,07	(1,18)	0%
OTROS INGRESOS REGULADOS				
Otros Ingresos regulados	2.331,01	2.331,01	-	0%
Ajuste recurso RE-0059-IE-2021 - Rezago 2021	-	-	-	0%
Liquidación del periodo anterior (2018 a 2020)	2.677,95	2.120,55	-	0%
TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS	5.008,96	210,47	(4.798,50)	-96%
TOTAL INGRESOS REGULADOS	49.760,22	44.960,54	(4.799,68)	-10%
MENOS:				
COMPRAS DE ENERGÍA				
Compra a ICE-Generación	-	6.500,90		
Compra a ICE-transmisión	-	2.171,40		
Compra a COOPELESCA-Generación	-	9.097,38		
Compra a CONELECTRICAS	-	3.451,90		
Compra a CUBUJUQUÍ	-	6.143,70		
COMPRAS DE ENERGÍA	27.549,35	27.365,28	(184,07)	-1%
UTILIDAD BRUTA	22.210,87	17.595,26	(4.615,61)	-21%
MENOS:				
GASTOS GENERALES				
Gastos de operación y mantenimiento	4.608,30	3.880,94	(727,36)	-16%
Gastos de comercialización	1.904,30	1.825,25	(79,04)	-4%
Gastos administrativos	2.493,12	2.443,36	(49,77)	-2%
Canon de regulación	65,11	73,57	8,46	13%
Depreciaciones del ejercicio al costo	4.757,46	3.338,95	(526,23)	-11%
Amortizaciones del ejercicio al costo	-	214,73	-	0%
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	-	677,55	-	0%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	1.390,33	897,56	(492,77)	-35%
OTROS GASTOS				
Comisiones Bancarias Financieras	2,88	2,79		
Servicios e impuestos municipales y servicios (...)	3,75	3,62		
Indemnizaciones	-	-		
Desconexiones y Reconexiones (RX)	-	32,90		
Impuesto al valor agregado (IVA)	485,43	439,20		
TOTAL DE OTROS GASTOS	492,06	478,52	(13,55)	-3%
TOTAL GASTOS GENERALES	15.710,68	13.830,42	(1.880,26)	-12%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	43.260,03	41.195,70	(2.064,33)	-5%
UTILIDAD (O PÉRDIDA) DEL PERIODO	3.822,24	3.764,84	(57,40)	-2%
AFNOR-PROMEDIO	72.381,28	69.778,91	(2.602,37)	-4%
CAPITAL DE TRABAJO	841,64	841,64	-	0%
BASE TARIFARIA	73.222,93	70.620,55	(2.602,37)	-4%
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	5,22%	5,33%		