

SESIÓN ORDINARIA

N°37-2018

5 de junio de 2018

San José, Costa Rica

SESIÓN ORDINARIA N°37-2018

Acta de la sesión ordinaria número treinta y siete, dos mil dieciocho, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el martes cinco de junio de dos mil dieciocho, a partir de las ocho horas y treinta minutos, en las oficinas de la Aresep situadas en Guachipelín de Escazú. Asisten los siguientes miembros: Roberto Jiménez Gómez, quien preside; Edgar Gutiérrez López, Pablo Sauma Fiatt y Sonia Muñoz Tuk, así como los señores (as): Xinia Herrera Durán, reguladora general adjunta; Anayansie Herrera Araya, auditora interna, Robert Thomas Harvey, asesor legal de la Junta Directiva; Carol Solano Durán, directora general de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria; Herley Sánchez Víquez, asesora del Despacho del Regulador General, y Alfredo Cordero Chinchilla, secretario de la Junta Directiva.

CAPÍTULO I. CONSTANCIA.

ARTÍCULO 1. Constancia del Regulador General.

El señor **Roberto Jiménez Gómez** manifiesta lo siguiente:

*“Conforme al artículo 46 de la Ley N° 7593, y los artículos 3 y 6 del Reglamento de Sesiones de la Junta Directiva, el Regulador General, **integra**, **preside** y **dirige** las sesiones de Junta Directiva.*

Asimismo, el artículo 2 inciso 3), del Reglamento de Sesiones de la Junta Directiva, establece que el presidente de la Junta Directiva podrá invitar o convocar a los funcionarios de la Institución que sean debidamente convocados por el presidente.

En ese entendido, el artículo 13 del RIOF, establece entre las funciones asignadas a la DGAJR, que es “responsable de brindar asesoría jurídica y regulatoria a la Junta Directiva y al Regulador General.”

A partir de lo anterior, y con base en la resolución RRG-591-2017 (que trasladó al asesor Robert Thomas Harvey a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, con motivo de su parentesco en segundo grado de afinidad, con la Reguladora General Adjunta), y el acuerdo de esta Junta Directiva -04-06-2018-, mi persona se hace asesorar, por la señora Carol Solano Durán, en su condición de directora general de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, con el fin de evitar cualquier conflicto de intereses que se presente.

Esto de forma temporal mientras se cuente con el asesor/a tal y como se acordó”.

CAPÍTULO II. LECTURA Y APROBACIÓN DEL ORDEN DEL DÍA.

ARTÍCULO 2. Lectura y aprobación del Orden del Día de la sesión ordinaria 37-2018.

El señor **Roberto Jiménez Gómez** da lectura al Orden del Día de esta sesión y explica que, en esta oportunidad, no fue posible incluir para su aprobación el acta de la sesión 36-2018, celebrada el 29 de mayo de 2018, en vista de que el señor Alfredo Cordero Chinchilla, secretario de la Junta Directiva, estuvo incapacitado y debido a las cargas de trabajo de la Secretaría de la Junta Directiva no fue posible disponer del documento correspondiente. Por lo anterior, dicha acta se someterá para su aprobación en la próxima sesión ordinaria.

Por otra parte, plantea excluir, para ser conocida en una próxima sesión, el conocimiento del punto 4.10 de la agenda “*Propuesta de modificación al Reglamento Autónomo de las Relaciones de Servicio entre la Autoridad Reguladora de los*

Servicios Públicos, su Órgano Desconcentrado y sus Funcionarios (RAS), tendiente a modificar lo resuelto en el acuerdo 12-27-2017, del acta de la sesión 27-2017, del 6 de junio de 2017. Cumplimiento de acuerdo 06-24-2018”.

Seguidamente, somete a votación el Orden del Día con el respectivo planteamiento y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los votos de los miembros presentes:

ACUERDO 01-37-2018

Aprobar el Orden del Día de la sesión ordinaria 37-2018, dentro del cual se excluye, para ser conocida en otra oportunidad, la propuesta de modificación al Reglamento Autónomo de las Relaciones de Servicio entre la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, su Órgano Desconcentrado y sus Funcionarios (RAS), para modificar lo resuelto en el acuerdo 12-27-2017, del acta de la sesión 27-2017, del 6 de junio de 2017.

El Orden del Día ajustado a la letra dice:

- 1. Aprobación del Orden del Día.*
- 2. Aprobación de actas.*
- 3. Asuntos de los miembros de la Junta Directiva.*
- 4. Asuntos resolutivos.*
 - 4.1 Propuesta de Instrumento Regulatorio “Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico”. Oficio 211-CDR-2018 del 1° de junio de 2018.*

- 4.2 *Recurso de apelación interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), contra la resolución RIE-059-2017. Expediente ET-018-2017. Oficio 495-DGAJR-2018 del 9 de mayo de 2018.*
- 4.3 *Recurso de apelación interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), contra la resolución RIE-060-2017. Expediente ET-019-2017. Oficio 525-DGAJR-2018 del 14 de mayo de 2018.*
- 4.4 *Recurso de apelación interpuesto por el señor Alexander Céspedes Calderón, en representación del señor Gerardo Adilio Madriz Morales, contra la resolución 921-RCR-2012 del Comité de Regulación. Expediente ET-086-2012. Oficio 533-DGAJR-2018 del 14 de mayo de 2018.*
- 4.5 *Modificación presupuestaria ordinaria N° 4-2018. Oficios 193-DGEE-2018 y 433-RG-2018, ambos del 31 de mayo de 2018.*
- 4.6 *Informe definitivo 03-ICI-2017 denominado “Valoración de traslados internos de funcionarios y plazas en Aresep” presentado por la Auditoría Interna. Oficio 471-AI-2017 del 24 de octubre de 2017.*
- 4.7 *Informe final 01-ICI-2018 denominado “Estudio de valoración de modalidades de prestación de servicios contempladas en el RAS”. Oficio 206-AI-2018 del 11 de mayo de 2018.*
- 4.8 *Criterio sobre las resoluciones dictadas por el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones RCS-051-2017 y RCS-016-2017 sobre la investigación del expediente 2015LA-0001-SUTEL. (Oficio 539-DGAJR-2018 del 17 de mayo de 2018. (Confidencial)*

4.9 *Informe final de instrucción del procedimiento administrativo iniciado en contra de los señores Maryleana Méndez Jiménez, Walter Herrera Cantillo, Carlos Raúl Gutiérrez Gutiérrez y George Miley Rojas. Expediente OT-170-2014. Oficio OD-02-2018 del 22 de mayo de 2018.*

4.10 *Informe sobre teletrabajo. Oficios 287-DRH-2018 del 21 de mayo de 2018 y 408-RG-2018 del 23 de mayo de 2018.*

5. *Correspondencia.*

Informe 05-ICI-2017 denominado “Evaluación de la elaboración y actualización de normativa y reglamentos técnicos de los servicios públicos regulados por Aresep”. Oficio 196-AI-2018 del 7 de mayo de 2018.

CAPITULO III. APROBACIÓN DE ACTAS.

ARTÍCULO 3. Aprobación del acta 35-2018.

La Junta Directiva conoce la propuesta del acta de la sesión 35-2018, celebrada el 25 de mayo de 2018.

La señora **Xinia Herrera Durán** manifiesta que el día de hoy se está incorporando a sus labores, en vista de que estuvo de vacaciones los días 31 de mayo, 1 y 4 de junio de 2018; razón por la cual solicita se posponga la aprobación de dicha acta para realizar la revisión pertinente.

Analizado el planteamiento, la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los votos de los miembros presentes:

ACUERDO 02-37-2018

Posponer la aprobación del acta de la sesión extraordinaria 35-2018 celebrada el 25 de mayo de 2018, para la próxima sesión ordinaria.

CAPÍTULO IV. ASUNTOS DE LOS MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA.

ARTÍCULO 4. Asuntos de los miembros de la Junta Directiva.

a) Asuntos de la directora Sonia Muñoz Tuk

La señora **Sonia Muñoz Tuk** procede a dar lectura a la siguiente carta:

“En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 52 inciso b) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos me permito informarles que estaré fuera del país desde el 14 de junio hasta el 6 de julio inclusive de 2018. En este momento desconozco si podré sesionar con ustedes por medios electrónicos, cuando tenga conocimiento se lo comunicaré al señor secretario de la junta directiva. Agradezco a ustedes se sirvan aprobar mi ausencia.”

Analizado el asunto, el señor **Roberto Jiménez Gómez** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los votos de los miembros presentes:

ACUERDO 03-37-2018

Autorizar, de conformidad con lo dispuesto por el inciso b), del artículo 52 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, la inasistencia de la directora Sonia Muñoz Tuk a las sesiones ordinarias que se celebren entre el 14 de junio de 2018 hasta el 6 de julio 2018, ambos días inclusive, en vista de que se encontrará fuera del país, conforme a la solicitud objeto de su carta de 5 junio de 2018.

b) Asuntos de la Reguladora General Adjunta

La señora **Xinia Herrera Durán** comenta que el 22 de mayo de 2018 se recibió por parte de la Contraloría General de la República (CGR), observaciones y consultas sobre el contrato de Fideicomiso entre el Banco de Costa Rica (BCR) y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) que se sometió para su refrendo. El ente contralor, entre otras cosas, solicita aclarar si el arrendamiento es de tipo financiero u operativo, y por ende, si le aplica o no el artículo 55 de la Ley de Contratación Administrativa. Le otorgó a la Aresep un plazo de 10 días hábiles, no obstante, se solicitó una prórroga de otros 10 días hábiles que vencen el próximo 19 de junio.

Para aclarar algunos aspectos de lo solicitado por la CGR, se llevó a cabo una reunión el lunes 4 de junio con funcionarios de la División de Contratación Administrativa de la Contraloría General de la República, en la que participaron funcionarios, de la Aresep, la Sutel y del Banco de Costa Rica.

Es necesario incorporar en el contrato suscrito algunos aspectos de los que está solicitando la CGR, lo cual debe ser aprobado por la Junta Directiva de conformidad con el artículo 53 inciso f) de la Ley 7593; por lo que se va a requerir someter a conocimiento de este cuerpo colegiado un nuevo contrato en la sesión del próximo martes 12 de junio.

Ante una consulta del señor Robert Thomas Harvey sobre si el nuevo contrato que se va a suscribir afectará los costos, la señora **Xinia Herrera Durán** responde que no afecta ni costos ni valores.

Por su parte, el señor **Roberto Jiménez Gómez** agradece y externa que el Banco Central de Costa Rica aprobó el financiamiento gracias al trabajo del equipo de

personas muy entregadas y dedicadas. Manifiesta que ha sido un esfuerzo muy arduo que implicó paciencia y perseverancia.

c) Asuntos del Regulador General

En otro orden de ideas, el señor **Jiménez Gómez**, comenta sobre el contacto que se ha mantenido con los jefes de los sectores regulados, cuyo propósito es tratar de establecer una relación la cual considera de suma importancia. Agrega que se reunió con los ministros del Ministerio de Obras Públicas y Transportes y del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social; y producto de esas reuniones surgieron dos aspectos que deben construirse: i) coordinar una reunión en la que participen todos los miembros de la Junta Directiva de la Aresep, para tratar temas sustantivos y que la información oficial fluya, y ii) interés en coordinar con los diferentes sectores una serie de talleres que serán de utilidad, para definir y aclarar a los sectores aspectos que le conciernen tanto a la Aresep como al ente rector.

Asimismo, informa que a través del Intendente de Energía se mantuvieron reuniones con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), en las cuales se contó con la participación de la presidenta y el gerente de electricidad de esa institución, con quienes se abordaron temas muy concretos.

Igualmente, explica que, respecto del Consejo de Transporte Público (CTP), está a la espera de los nombramientos; sin embargo, la relación original se mantiene con el ministro y el viceministro del Ministerio de Obras Públicas y Transportes. Además, comenta que está pendiente la reunión con el ministro del Ministerio de Ambiente y Energía, lo cual no ha sido posible ya que se encuentra fuera del país.

Por otra parte, señala que solicitó una reunión con el grupo director del cobro electrónico; a pesar de que el ministro del Ministerio de Obras Públicas y Transportes no asistió, se contó con la participación del viceministro y la primera dama. Recalca

que le preocupa los tiempos, aspecto que manifestó; sin embargo, hay que seguir trabajando porque será lo que ayude a todos los planes de sectorización existentes.

Informa, además, que hoy asistirá a una reunión sobre autobuses eléctricos, como parte del marco del día del ambiente. En algunas sesiones la exdirectora Adriana Garrido Quesada, mencionó el problema de la transición de autobuses euro 4 y eléctricos; por lo anterior, se logró la cooperación del Banco Mundial para vincular energía con transporte y analizar el tema de este tipo de autobuses. Agrega que el tema ya está avanzado y será de utilidad la labor que están llevando a cabo los diferentes entes al promover el carbono neutral.

Finalmente, comenta que se divulgará información sobre la labor de la Aresep relacionada con el tema ambiental, y destaca que la institución debe analizar cómo la política regulatoria y la política económica integran elementos ambientales para dar sostenibilidad a la prestación de los servicios públicos.

CAPÍTULO V. ASUNTOS RESOLUTIVOS.

A las diez horas ingresan al salón de sesiones la señora (es): Marlon Yong Chacón, César Ulate Sancho, Floribeth Hernández Porras, funcionarios de la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación. Asimismo, ingresan Carlos Herrera Amighetti, Luis Fernando Chavarría Alfaro, funcionarios de la Intendencia de Agua; Luis Daniel Chacón Solórzano, funcionario de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria; y el señor Donald Miranda Montes, asesor del Despacho del Regulador General, a participar en la presentación del tema objeto del siguiente artículo.

ARTÍCULO 5. Propuesta de Instrumento Regulatorio “Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico”.

La Junta Directiva conoce del oficio 211-CDR-2018 del 1° de junio de 2018, mediante el cual la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación remite la propuesta de Instrumento Regulatorio “Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico”. Expediente OT-193-2015.

El señor **César Ulate Sancho** explica los pormenores de la propuesta de metodología, y se refiere al taller de análisis que se realizó el 21 de febrero de 2018, en el cual se expusieron los alcances de la propuesta de metodología, con el fin de generar un espacio de análisis y socialización. Se contó con la participación distintas organizaciones, entre ellas: las Asociaciones Administradoras del Sistema de Acueducto y Alcantarillado (ASADA) y Federaciones de ASADAS; Fundación AVINA; Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (AyA); Centro de Derecho Ambiental y de los Recursos Naturales (Cedarena); Colegio Federado de Ingenieros y de Arquitectos de Costa Rica (CFIA); Centro Internacional de Política Económica para el Desarrollo Sostenible (CINPE); Consumidores de Costa Rica (Concori); la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. (ESPH); Fondo Nacional de Financiamiento Forestal (Fonafifo); Fundación Fundecooperación para el Desarrollo Sostenible; la Universidad de Costa Rica (UCR); Cooperación Técnica Alemana (GIZ); Instituto de Fomento y Asesoría Municipal (IFAM); Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica (IMN); Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC).

Asimismo, comenta los escenarios, así como los principales cambios en los documentos conforme a las observaciones planteadas por los miembros de la Junta Directiva en la sesión 8-2018 y 26-2018.

Analizada la propuesta, con base en lo expuesto por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, conforme al oficio 211-CDR-2018 y las observaciones planteadas en esta oportunidad por los miembros de la Junta Directiva, el señor **Roberto Jiménez Gómez** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los votos de los miembros presentes:

RESULTANDO:

- I. Que los servicios de agua potable son vitales para el bienestar general de la sociedad y estratégicos para el desarrollo nacional, por lo que resulta necesario, establecer un instrumento tarifario que permita a los operadores del servicio de acueducto generar ingresos para realizar proyectos orientados a la protección del recurso hídrico, como una extensión natural del servicio de acueducto.
- II. Que el artículo 5 de la Ley N° 7593, establece que en los servicios públicos definidos en ese artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas. Entre esos servicios están los de acueducto y alcantarillado e hidrantes.
- III. Que el artículo 6 inciso d) de la Ley N° 7593 establece como obligación de la Autoridad Reguladora *“fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos”*.
- IV. Que el artículo 29 de la Ley N° 7593, dispone que la Autoridad Reguladora formulará y promulgará las definiciones, los requisitos y las condiciones a las que se someterán los trámites de tarifas y precios de los servicios públicos.
- V. Que el artículo 31 de la ley N° 7593, establece que para fijar tarifas se deben tomar en cuenta las estructuras modelo para cada servicio público o la situación particular de cada empresa. Dicha norma dispone que los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan nacional de desarrollo, deberán ser elementos centrales para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos. No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público. Asimismo, dispone el artículo 31 de la Ley N° 7593, que al fijar las tarifas de los servicios públicos, se deberán contemplar la protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales.

- VI.** Que el artículo 33 de la Ley N° 7593, establece que en el procedimiento tarifario, cada petición sobre tarifas y precios, deberán estar debidamente justificadas, y el artículo 34 ibídem, dispone que registrarán las tarifas y precios, que fije la ARESEP, a partir del momento de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta o a partir del momento en que lo indique la resolución correspondiente.
- VII.** Que el artículo 15 del Decreto N° 29732-MP, Reglamento a la Ley Reguladora de los Servicios Públicos, dispone que para fijar las tarifas, se utilizarán los modelos, los cuales deben ser aprobados por la ARESEP, de acuerdo con la ley.
- VIII.** Que el artículo 6 inciso 16) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), establece que la Junta Directiva de la ARESEP, tiene la competencia para aprobar las metodologías regulatorias.
- IX.** Que el artículo 21 inciso 3 del RIOF, dispone que le compete a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, la “(...) *revisión de la validez y competitividad de los modelos que están siendo aplicados por Aresep para regular los servicios públicos*”.
- X.** Que en la actualidad existe una tarifa hídrica para la Empresa de Servicios Públicos de Heredia. El 1 de marzo de 2004, se publicó en La Gaceta No. 42, la resolución del Regulador General RRG-3326-2004, mediante la cual, se dispuso entre otras cosas, el pliego tarifario vigente de la tarifa hídrica para la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A.
- XI.** Que el 12 de abril del 2013, mediante la resolución RIA-002-2013 del 22 de marzo de 2013, publicada en la Gaceta N° 70, Alcance N° 65; la Intendencia de Agua, entre otras cosas, fijó un ajuste en la Tarifa Hídrica para la Empresa de Servicios Públicos de Heredia. Tarifa Hídrica vigente a partir del 13 de abril del 2013.

- XII.** Que la ARESEP, se encuentra en la actualidad en un proceso de formalización y diseño de metodologías en todos los sectores regulados.
- XIII.** Que el 14 de mayo de 2002, se publicó en la Gaceta No. 91, Alcance 38, el “Reglamento Sectorial para la Regulación de los Servicios de Acueducto y Alcantarillado Sanitario”, Decreto Ejecutivo N° 30413-MP-MINAE-S-MEIC, mediante el cual, se establecen las definiciones y condiciones generales en las que se aplicará la norma técnica y la metodología tarifaria que regularán las actividades de los prestadores de los servicios públicos de acueducto y alcantarillado sanitario y las relaciones entre éstos y la Autoridad Reguladora; conforme con lo establecido en la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N° 7593 y su Reglamento, Decreto Ejecutivo N° 29732-MP.
- XIV.** Que el 12 de junio de 2002, se publicó en la Gaceta No. 112, el Reglamento que “Determina los principios que regirán la política nacional en materia de gestión de los recursos hídricos, y deberán ser incorporados, en los planes de trabajo de las instituciones públicas relevantes”, Decreto Ejecutivo N° 30480-MINAE, mediante el cual, se dispuso, los principios regirán la política nacional en materia de gestión de los recursos hídricos, y deberán ser incorporados, según corresponda, en los planes de trabajo de las instituciones públicas relevantes, entre los cuales, señaló que el acceso al agua potable constituye un derecho humano inalienable y debe garantizarse constitucionalmente; que la gestión del agua y sobre todo las reglas de acceso a este recurso deben regirse por un principio de equidad y solidaridad social e intergeneracional; que el aprovechamiento del agua debe realizarse utilizando la mejor infraestructura y tecnología posibles de modo que se evite su desperdicio y contaminación, que el recurso hídrico y las fuerzas que se derivan de éste son bienes estratégicos del país.

- XV.** Que el 12 de setiembre de 2013, el Regulador General, mediante el oficio 707-RG-2013, designó a la *“Comisión Autónoma Ad Hoc que tendrá a su cargo la revisión y, de ser necesario, replanteamiento y/o modificación de la Metodología de fijación de precios de los servicios de acueductos (establecidas en sus etapas de producción, conducción y distribución), alcantarillado (establecidas en sus etapas de producción, conducción y distribución) gestión ambiental (tarifa hídrica para la protección de acuíferos y fuentes en general), servicio de hidrantes y servicio de agua para actividades productivas (para riego en agricultura y para piscicultura).”*
- XVI.** Que el 26 de febrero de 2015, la referida Comisión Ad Hoc, mediante el oficio 007-CMTA-2015, remitió a la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, la propuesta de “Modelo tarifario de los servicios de acueductos, alcantarillados e hidrantes y del programa de protección de recursos hídricos”, (expediente OT-80-2015).
- XVII.** Que el 16 de marzo de 2015, la Junta Directiva mediante el acuerdo 01-11-2015 del acta de la sesión extraordinaria 11-2015, dispuso someter al proceso de audiencia pública, la propuesta de “Modelo tarifario de los servicios de acueductos, alcantarillado e hidrantes y del programa de Protección de Recursos Hídricos”; misma que se celebró el 4 de mayo de 2015. (expediente OT-80-2015).
- XVIII.** Que el 11 de setiembre de 2015, la indicada Comisión Ad Hoc, mediante el oficio 11-CMTA-2015, remitió a la Junta Directiva, el “Modelo tarifario de los servicios de acueductos, alcantarillado e hidrantes y del programa de Protección de Recursos Hídricos”. (folio 2).
- XIX.** Que el 21 de setiembre de 2015, la Junta Directiva, mediante el acuerdo 05-46-2015 del acta de la sesión extraordinaria 46-2015, resolvió el cierre del expediente OT-80-2015 y de seguido, mediante el acuerdo 06-46-2015 se resolvió someter al trámite de audiencia pública el “Modelo tarifario de los servicios de acueductos,

alcantarillado e hidrantes y del programa de Protección de Recursos Hídricos”. Fundamentado en lo indicado por la Comisión Ad Hoc en los oficios 011-CMTA-2015 y 009-CMTA-2015. (folio 1 del expediente OT-193-2015).

- XX.** Que el 7 de octubre de 2015, se publicó en el diario oficial La Gaceta N° 195, la convocatoria a audiencia pública y, en los periódicos La Teja y Diario Extra, el 8 de octubre de 2015. (folios 165 al 166 y 280).
- XXI.** Que el 5 de noviembre de 2015, se celebró la audiencia pública según consta en el Acta N ° 98-2015, (folios 348 al 358).
- XXII.** Que el 29 de enero de 2016, la Comisión Ad Hoc, mediante el oficio 013-CMTA-2016, remite a Junta Directiva el Informe de respuesta a oposiciones de la audiencia pública celebrada el 5 de noviembre y la propuesta de modelo ajustada según el análisis de las posiciones del modelo sometido a audiencia pública.
- XXIII.** Que el 12 de mayo de 2016, la Junta Directiva, mediante el acuerdo 03-27-2016, dispuso modificar el acuerdo 05-26-2016 y acoger el recurso de revisión interpuesto por la señora Adriana Garrido, estableciéndose continuar con el análisis de la propuesta hasta tanto el CDR realice una revisión integral de la propuesta, y verifique la incorporación de las observaciones planteadas por la directora, y se someta a la Junta Directiva la versión ajustada, en una próxima oportunidad y mediante oficio 425-SJD-2016 del 2 de junio de 2016, se le comunica al CDR el acuerdo 05-26-2016.
- XXIV.** Que el 24 de noviembre de 2017, el CDR mediante el oficio 349-CDR-2017, en cumplimiento del acuerdo 05-26-2016 remitió a la Junta Directiva una propuesta de “Metodología tarifaria para los servicios de acueducto, alcantarillado e hidrantes.”

- XXV.** Que el 24 de noviembre de 2017, el CDR mediante el oficio 350-CDR-2017, en cumplimiento del acuerdo 05-26-2016 remitió a la Junta Directiva una propuesta de *“Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico.”*
- XXVI.** Que el 7 de diciembre de 2017, el Regulador General, mediante el oficio 989-RG-2017, remitió a la Junta Directiva, la propuesta de *“Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico.”*
- XXVII.** Que el 12 de diciembre de 2017, en la Sesión Ordinaria N° 67-2017, mediante el acuerdo 09-67-2017, la Junta Directiva resolvió por unanimidad: *“Dar por recibida la exposición del Centro de Desarrollo de la Regulación en torno a la propuesta de la Metodología Tarifaria para la Protección del Recurso Hídrico, remitida mediante oficios 989-RG-2017 del 7 de diciembre de 2017 y 350-CDR-2017 del 24 de noviembre de 2017, de manera que se tomen en consideración las observaciones planteadas en esta oportunidad por los miembros de la Junta Directiva, y se incorporen en una nueva propuesta, para los fines pertinentes.”*
- XXVIII.** Que el 08 de febrero de 2018, el CDR mediante el oficio 44-CDR-2018, remitió a la Junta Directiva, una nueva propuesta de *“Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico”* en atención del indicado acuerdo 09-67-2017 de la Junta Directiva.
- XXIX.** Que el 9 de febrero de 2018, el Regulador General, mediante el oficio 116-RG-2018, remitió a la Junta Directiva, la propuesta de instrumento Regulatorio *“Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico”*, la cual contiene las observaciones planteadas en la sesión ordinaria 67-2017 del 12 de diciembre de 2017, acuerdo 09-67-2017.
- XXX.** Que el 13 de febrero de 2018, en la Sesión Ordinaria N°08-2018, mediante acuerdo 07-08-2018, la Junta Directiva resolvió: *“Continuar, en una próxima*

sesión, con el análisis de la propuesta del instrumento Regulatorio “Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico”, remitida mediante oficio RG-116-2018, de manera que se incluyan las observaciones planteadas en esta oportunidad”.

- XXXI.** Que el 21 de febrero de 2018, el CDR organizó un Taller de análisis para exponer los alcances de la propuesta de “Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico” con el fin de generar un espacio de análisis y socialización de la propuesta de metodología. Se contó con la participación de sesenta representantes de diecisiete distintas organizaciones, a saber: veinte representantes de las Asociaciones Administradoras del Sistema de Acueducto y Alcantarillado (ASADA) y Federaciones de ASADAS, un representante de la Fundación AVINA; cinco representantes del Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (AyA); dos representantes del Centro de Derecho Ambiental y de los Recursos Naturales (Cedarena); un representante del Colegio Federado de Ingenieros y de Arquitectos de Costa Rica (CFIA); un representante del Centro Internacional de Política Económica para el Desarrollo Sostenible (CINPE); un representante de Consumidores de Costa Rica (Concori); cuatro representantes de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. (ESPH); un representante del Fondo Nacional de Financiamiento Forestal (Fonafifo); un representante de la Fundación Fundecooperación para el Desarrollo Sostenible; tres representantes de la Universidad de Costa Rica (UCR); un representante de la Cooperación Técnica Alemana (GIZ); tres representantes del Instituto de Fomento y Asesoría Municipal (IFAM); un representante del Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica (IMN); un representante de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) y catorce funcionarios de la Aresep.

En el Taller indicado se sugirió: i) que los costos y gastos administrativos debe ser más explícitos, ii) se consideró positivo que se incorpore la liquidación de los recursos sin ejecución, iii) se consideró importante los mecanismos de control,

selección y priorización de proyectos. En la priorización no se recomendó que sean exhaustivos los criterios, esto basado en la experiencia de la tarifa hídrica de la ESPH, iv) no se consideró que debe establecerse un monto máximo en la tarifa, ya que debe estar en función de las necesidades. A nivel de aplicación, los participantes manifestaron que: i) las guías se consideran buenas y suficientes, no se considera necesario otros documentos. ii) que se requiere de una mayor socialización de las guías a nivel de Asadas, iii) En cuanto a la línea base, se considera que debe detallarse mejor a quien le corresponde establecerla. Por último, a nivel de gestión de los operadores i) la ESPH no considera dificultades en el levantamiento de la información requerida en la propuesta, ii) en el caso de AyA manifiestan imposibilidad en el sistema contable de hacer cambios de estructura de costos a medio periodo. Por lo que un transitorio de un año se ajustaría mejor a su situación actual.

- XXXII.** Que el 1º de junio de 2018, el CDR mediante el oficio 211-CDR-2018, remitió a la Junta Directiva, la propuesta de “*Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico*”, que toma en cuenta lo indicado en la sesión ordinaria 08-2018 del 13 de febrero de 2018, acuerdo 07-08-2018.

CONSIDERANDO:

- I. Que es necesario dictar una metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico.

- II. Que en la sesión ordinaria N° 37-2018 del 5 de junio del 2018, la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación presentó una serie de modificaciones al oficio 211-CDR-2018 del 1º de junio del 2018, con el fin de mejor fundamentar la propuesta que recomienda someter al proceso de audiencia pública. Al respecto, se indican los cambios realizados al oficio 211-CDR-2018:

Con respecto a los RESULTANDOS de la propuesta de acuerdo:

- Se eliminaron los resultandos III, IV, V y VI.
- Se agregaron los resultandos I al XI, incorporados en la presente propuesta.
- Se agregaron los resultandos XV al XXIV, incorporados en la presente propuesta.
- Se agregó el resultando XXXI, incorporado en la presente propuesta, en el cual se presentaron los resultados del taller realizado con actores relacionados con el sector del Recurso Hídrico, que analizaron la propuesta de instrumento Regulatorio “Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico”.

Con respecto a los CONSIDERANDOS de la propuesta de acuerdo:

- Se modificó el considerando I.
- El considerando II, se trasladó al considerando V.
- Se agregaron los considerandos I al IV, incorporados a la presente propuesta.

Con respecto al POR TANTO de la propuesta de acuerdo:

- Se modificó el Por Tanto I, en el cual se agregó la totalidad de la propuesta de instrumento Regulatorio “Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico”.

Con respecto a la propuesta de instrumento Regulatorio “Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico”:

- Se modificó el apartado VII, “Disposiciones Generales”.

- III. Que los miembros de la Junta Directiva realizan observaciones a esa última propuesta y toman el acuerdo 04-37-2018 de someter al procedimiento de audiencia pública la propuesta de “Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico.”
- IV. Que con fundamento en los resultandos y considerandos que preceden, lo procedente es, someter al procedimiento de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley 7593; la **“Propuesta de Instrumento Regulatorio:**

Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico", tal y como se dispone.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley N° 7593 y sus reformas, en la Ley General de la Administración Pública N° 6227, en el Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, que es el Reglamento a la Ley N° 7593, y en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado.

**LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

RESUELVE:

ACUERDO 04-37-2018

1. Someter al procedimiento de audiencia pública la "***Propuesta de Instrumento Regulatorio: Metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico***", con fundamento en las modificaciones presentadas por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación al oficio 211-CDR-2018 del 1º de junio del 2018, indicadas en el Considerando II, con el fin de mejor fundamentar la propuesta que recomienda someter al proceso de audiencia pública, cuya propuesta se transcribe a continuación:

**PROPUESTA DE INSTRUMENTO REGULATORIO: METODOLOGÍA TARIFARIA
PARA LA PROTECCIÓN DEL RECURSO HÍDRICO**

"(...)

I. INTRODUCCIÓN

Los servicios de agua potable son vitales para el bienestar general de la sociedad y estratégicos para el desarrollo nacional. El acceso al servicio de agua constituye un derecho tutelado por diferentes cuerpos normativos y es una prioridad nacional. Por lo tanto la protección de las fuentes de aprovisionamiento del recurso hídrico se concibe como una extensión natural del servicio de acueducto que garantiza su sostenibilidad.

En esta sección se resumen elementos que permiten dimensionar la importancia de la protección del recurso hídrico.

1.1 Problemas de sostenibilidad del servicio de agua potable.

Desde hace algunos años se viene observando una alta vulnerabilidad de los acuíferos que son utilizados para el abastecimiento del servicio de acueducto, originados principalmente por los residuos que genera la intensificación de las actividades agrícolas, pecuarias y turísticas, el aumento poblacional, el crecimiento urbanístico e industrial, lo cual presiona la demanda e impacta la oferta del recurso hídrico, a partir de intensos procesos de contaminación y el rezago en la construcción de infraestructura de almacenamiento, conducción y distribución del agua¹.

Principalmente en la estación seca y en ciertas zonas del país la población se ve afectada por disminución de la disponibilidad del recurso y ante la escasez del recurso aunada a la falta de infraestructura, se ha tenido que recurrir al racionamiento. Es necesario cambiar esta tendencia para lo cual se requiere desarrollar actividades concretas de protección de las fuentes y reducir su vulnerabilidad.

Esta situación se ha agravado en los años más recientes, por el impacto del cambio climático en el régimen de lluvia que ocasiona periodos más prolongados de sequía y

¹ Agenda del Agua de Costa Rica (2013), Pág. 20

periodos de lluvia más intensa que más bien originan inundaciones que afectan los acuíferos y la infraestructura del servicio de acueducto. De ahí que las actividades de protección del recurso hídrico son consideradas además como medidas de adaptación frente a los efectos del cambio climático, pues no solo protegen las fuentes sino también las infraestructuras.

1.2 Criterios generales para fijar tarifas.

El artículo 31 de la Ley 7593 establece que *“Los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica... deberán ser elementos centrales para fijar las tarifas...”* En este sentido, en ese artículo 31 se destaca expresamente la necesidad de atender con urgencia temas como la protección del recurso hídrico y el desarrollo de infraestructura prioritaria.

1.3 Desafíos establecidos en el Plan Estratégico Institucional de ARESEP.

En el Plan Estratégico Institucional de ARESEP (PEI) para el periodo 2017/ 2022 se establece el compromiso de incorporar en la política regulatoria, instrumentos que incorporen criterios de sostenibilidad ambiental, que como es este caso contribuyan a las sostenibilidad y continuidad del servicio de agua potable.

Esta propuesta responde a lo establecido en el PEI, pues se trata de un instrumento tarifario que busca la sostenibilidad ambiental del servicio de agua potable y contempla los mecanismos de fiscalización de la utilización de los recursos tarifarios que permitan constatar el buen uso de los recursos y valorar el impacto alcanzado en la solución de las necesidades del usuario.

II. MARCO LEGAL

Esta sección resume el marco legal en que se fundamenta esta metodología.

a. Potestades regulatorias generales de la ARESEP.

El artículo 4 de la Ley 7593, señala, entre otros, los siguientes objetivos de la ARESEP: *“a) Armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos definidos en esta ley y los que se definan en el futuro. b) Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos. c) Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley [Principio de servicio al costo]. d) formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima, los servicios públicos sujetos a su autoridad e) Coadyuvar con los entes del Estado, competentes en la protección del ambiente, cuando se trate de la prestación de los servicios regulados o del otorgamiento de concesiones. f) Ejercer, conforme lo dispuesto en esta ley, la regulación de los servicios públicos definidos en ella.”*

b. Fijación de precios y tarifas.

El artículo 5, inciso c), de la Ley 7593 establece que la Aresep fijará precios y tarifas; además velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, de los servicios públicos de *“Suministro del servicio de acueducto y alcantarillado, incluso el agua potable, la recolección, el tratamiento y la evacuación de las aguas negras, las aguas residuales y pluviales, así como la instalación, la operación y el mantenimiento del servicio de hidrantes”*. Sobre esta misma línea, el artículo 6 inciso d) de la Ley 7593, establece como obligación de la Autoridad Reguladora *“(…) fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos”*.

Asimismo, el artículo 29 de la Ley 7593, dispone con respecto a los trámites de tarifas y precios de los servicios públicos, que “(…) la Autoridad Reguladora formulará y

promulgará las definiciones, los requisitos y las condiciones a las que se someterán los trámites de tarifas y precios de los servicios públicos. (...)”.

El artículo 31 de esta Ley establece los parámetros que debe seguir ARESEP para fijar las tarifas de los servicios públicos.

c. Servicio al costo y equilibrio financiero del operador.

El artículo 3, inciso b), de la Ley 7593 establece que el servicio al costo es el *“Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad...”*, en relación con lo dispuesto en los numerales 6 incisos a) y f) y 20. Por su parte, el artículo 31 de la ley 7593, en su párrafo segundo, inciso a), señala que la ARESEP deberá garantizar el equilibrio financiero del operador. De manera concordante, el artículo 4, inciso a) punto 2 del Reglamento a la Ley Reguladora de los Servicios Públicos, Decreto Ejecutivo No. 29732-MP, dispone como funciones y obligaciones de la ARESEP *“2. Fijar los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos regulados por la ley, con observancia del principio de servicio al costo, según lo establecido en el artículo 31 de la ley y con sujeción a los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica, definidos en el Plan Nacional de Desarrollo, así como en procura del equilibrio financiero de la empresa o entidad prestataria del servicio.”*

d. Promoción de la eficiencia.

De acuerdo con los artículos 5 y 25 de la Ley 7593, la Aresep debe velar porque sean cumplidos los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima los servicios públicos.

Del artículo 31 de la citada Ley, se desprenden los parámetros que debe seguir esta Autoridad Reguladora para fijar las tarifas de los servicios públicos. El artículo 31 citado, se dispone de forma expresa que al fijar las tarifas de los servicios públicos, se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables “c) *La protección de los recursos hídricos (...)*”. Esto es, la sujeción a las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras. Por otra parte, los criterios de equidad, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica, deben ser elementos centrales para fijar tarifas de los servicios públicos. En ese sentido, los factores que deben ser considerados en la fijación de tarifas son vitales no solo para la prestación óptima del servicio, sino también para el desarrollo sostenible del país.

En ese sentido, la Sala Constitucional, se ha referido en reiteradas ocasiones a los principios rectores de los servicios públicos, indicando que deben ser aplicados en todo momento y sin excepción; ya que el buen y eficiente funcionamiento de los servicios públicos constituye una obligación jurídica para los funcionarios y un derecho fundamental de los usuarios. (Sentencia 2011-008326, dictada a las 11:54 horas del 24 de junio del 2011).

e. Proceso de inversión.

El Reglamento Sectorial para la Regulación de los Servicios de Acueducto y Alcantarillado Sanitario, aprobado mediante el Decreto Ejecutivo N° 30413-MP-MINAE-S-MEIC, establece en su artículo 8 que *“La expansión y mejoras del servicio. Para efectos tarifarios, los prestadores de los servicios deberán elaborar y presentar ante la Autoridad Reguladora un Programa de Mejora y Expansión Continua del Servicio (PMES) para cada servicio que brinde, conteniendo en detalle las metas u objetivos concretos para los primeros 5 años... Su objetivo general será el de alcanzar*

y mantener las metas de expansión (desempeño) y los niveles de servicio establecidos por la Autoridad Reguladora...”.

El Plan Nacional de Desarrollo (PND) señala como uno de los problemas que requieren atención urgente, la construcción de infraestructura pública para *“estimular el crecimiento económico, establecer beneficios sociales y fomentar el uso racional de los recursos naturales”* (Cap. 2 y 7, PND).

Adicionalmente, el Plan Nacional de Gestión del Riesgo (PNGR) para el periodo 2016-2020, elaborado con base en la Política Nacional de Gestión del Riesgo contenida en la Ley 8488, Ley Nacional de Emergencias y Prevención de Riesgos, según el Eje 4 de Inversión Financiera Sostenible, Infraestructura y Servicios, dicta que se incluya la variable riesgo a desastres en el modelo tarifario de los servicios públicos, como medio de financiamiento de las obras que aseguren su protección y recuperación, meta a cumplir durante el año 2017.

f. Subsidios.

La fijación de tarifas y precios por parte de ARESEP está sujeta a criterios de equidad social y no discriminación (Artículos 12, 14 inciso h y 31 de la Ley 7593). El Art. 12 indica que *“...No constituirán discriminación las diferencias tarifarias que se establezcan por razones de orden social.”* Por su parte, la Ley Constitutiva del AyA N° 2726 promulga en su Art. 4 que *“Para la fijación de tarifas se aplicarán criterios de justicia social distributiva, que tomen en cuenta los estratos sociales y la zona a que pertenecen los abonados, de manera que los que tienen mayor capacidad de pago subvencionen a los de menor capacidad...”*

Por otra parte, la Autoridad Reguladora debe seguir lineamientos de carácter sectorial, que dicte el Poder Ejecutivo, según el artículo 1 de la Ley 7593, que indica: *“la Autoridad Reguladora no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo en el*

cumplimiento de las atribuciones que se le otorgan en esta Ley; no obstante, estará sujeta al Plan nacional de desarrollo, a los planes sectoriales correspondientes y a las políticas sectoriales que dicte el Poder Ejecutivo”.

g. Protección del recurso hídrico.

La regulación de los servicios públicos relacionada con la protección y conservación del recurso hídrico parte de los artículos 46 y 50 de la Constitución Política de Costa Rica, que indican que *“Los consumidores y usuarios tienen derecho a la protección de su salud, ambiente...”* y que *“Toda persona tiene derecho a un ambiente sano y ecológicamente equilibrado”.*

El artículo 14, inciso e), de la Ley 7593 señala que *“Son obligaciones de los prestadores: ...Proteger, conservar, recuperar y utilizar racionalmente los recursos naturales relacionados con la explotación del servicio público, según la legislación vigente.”* El PND indica que la sostenibilidad ambiental es uno de los elementos centrales para fijar las tarifas y precios de los servicios públicos. Además, el artículo 31, inciso c), de la Ley 7593 indica que *“... al fijar las tarifas de los servicios públicos, se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables:.. La protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales.”*

h. Calidad.

La ARESEP debe velar por el cumplimiento por parte de los prestadores de los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima los servicios públicos. (Artículos 4 inciso d), 5 y 25 de la Ley 7593).

El artículo 4 del Reglamento Sectorial para la Regulación de los Servicios de Acueducto y Alcantarillado Sanitario ² establece que *“...Todo prestador deberá brindar*

² Aprobado mediante Decreto N° 30413-MP-MINAE-S-MEIC del 14/05/2002.

el servicio con carácter obligatorio y en condiciones que aseguren su calidad, cantidad, continuidad, confiabilidad, prestación óptima e igualdad; de manera que se garantice su eficiente provisión a los usuarios en conciliación con el medio ambiente. Con ese fin, este Reglamento Sectorial adopta un esquema de regulación técnica basado en el cumplimiento de metas y objetivos referidos a: a) La calidad del suministro del servicio, y b) La expansión y mejora continua del servicio.” Los Art. 5, 6, 7 y 8 de este reglamento establecen normas relativas a metas, parámetros e indicadores de calidad en los servicios.

- i. El derecho fundamental de acceso al agua potable.*

De la relación entre los artículos 21 y 50 constitucionales deriva el derecho al acceso al agua para todos los seres humanos para cubrir sus necesidades vitales y garantizar el derecho a la vida y a la salud, en un ambiente sano. La consideración del agua como derecho fundamental fue establecida por la Sala Constitucional en su jurisprudencia, doctrina que es recogida en la resolución n° 2014-12887, de las 14:30 horas del 8 de agosto del 2014:

“La jurisprudencia de la Sala, es clara en reconocer el derecho al agua como un derecho fundamental, siendo así que junto con la realización de esfuerzos serios para su otorgamiento a la población, existe el deber de las instituciones públicas de hacer un uso responsable y prudente del recurso hídrico disponible. Lo anterior, conlleva la necesidad de adquirir certeza del agua susceptible de explotación –disponibilidad-garantizando su otorgamiento presente y la futura sostenibilidad del servicio, evitando que con la utilización actual del recurso se produzca un riesgo ambiental que comprometa la existencia y dotación futura del líquido. La Sala ha tenido oportunidad de pronunciarse de manera contundente y detallada sobre la protección que debe otorgarse al recurso hídrico nacional, clarificando tanto el marco normativo de protección, como las instituciones que conforman el sector hídrico, reconociendo y precisando el

ámbito de competencias de dichas instancias y la trascendencia de sus actuaciones en materia de otorgamiento, aprovechamiento y protección del agua.” (El subrayado no es del original).

En la misma línea, la reciente sentencia de la misma Sala, N° 2017-1591 de las 9:25 horas del 3 de febrero de 2017, condensa esas notas fundamentales de su naturaleza – como derecho y servicio público – en los siguientes términos:

“III.- Sobre el derecho fundamental de acceso al agua potable. Al respecto, esta Sala ha manifestado:

“Este Tribunal ha reconocido como parte del Derecho de la Constitución, el Derecho fundamental al agua potable, derivado de los derechos a la salud, la vida, al medio ambiente sano, a la alimentación y la vivienda digna, entre otros. En este mismo sentido se han pronunciado instrumentos internacionales sobre Derechos Humanos aplicables en Costa Rica; así, figura explícitamente en la Convención sobre la Eliminación de todas las Formas de Discriminación contra la Mujer (artículo 14) y la Convención sobre los Derechos del Niño (artículo 24); además, se enuncia en la Conferencia Internacional sobre Población y el Desarrollo de El Cairo (principio 2). En el Sistema Interamericano de Derechos Humanos, Costa Rica se encuentra particularmente obligada en esta materia por lo dispuesto en el artículo 11.1 del Protocolo Adicional a la Convención Americana sobre Derechos Humanos en Materia de Derechos Económicos, Sociales y Culturales (“Protocolo de San Salvador” de 1988), el cual dispone en lo que interesa: “Artículo 11. Derecho a un medio ambiente sano 1. Toda persona tiene derecho a vivir en un medio ambiente sano y a contar con servicios públicos básicos”. Por otro parte, en el marco del Sistema Universal de Protección de los Derechos Humanos, el Comité de Derechos Económicos, Culturales y Sociales de la Organización de las Naciones Unidas reiteró que la disposición de agua es un derecho humano

que además de ser imprescindible para llevar una vida saludable, es un requisito para la realización de todos los demás derechos humanos. Partiendo de esta normativa, es claro que el Estado costarricense se encuentra obligado a garantizar un servicio de agua potable en forma eficiente y oportuna. La propia Constitución Política recoge, implícitamente, el derecho fundamental de los administrados al buen y eficiente funcionamiento de los servicios públicos, esto es, que sean prestados con elevados estándares de calidad.” (Sentencia N° 2000-04595 a las 09:06 horas del 2 de junio del 2000; en idéntico sentido véase, entre muchas otras, sentencias N° 2014-14669, N° 2015-6424 y N° 2015-7340). (El subrayado no es del original). Ver en igual sentido, la resolución n° 2017-1163 de las 9:40 horas del 27 de enero del 2017.

En ese mismo sentido, el artículo 1 inciso 1) mediante el decreto N° 30480-MINAE “Determina los principios que regirán la política nacional en materia de gestión de los recursos hídricos, y deberán ser incorporados, en los planes de trabajo de las instituciones públicas relevantes”, establece de forma expresa lo siguiente: “1. El acceso al agua potable constituye un derecho humano inalienable y debe garantizarse constitucionalmente.”

j. Interés superior del usuario.

“Los consumidores y usuarios tienen derecho a la protección de su salud, ambiente, seguridad e intereses económicos; a recibir información adecuada y veraz; a la libertad de elección, y a un trato equitativo...”. “El Estado procurará el mayor bienestar a todos los habitantes del país, organizando y estimulando la producción y el más adecuado reparto de la riqueza.” (Artículos 46 y 50, Constitución Política de Costa Rica).

Asimismo, la Ley General de la Administración Pública, N° 6227, ley que es de orden público, cuyas normas y principios son criterios de interpretación de todo el

ordenamiento jurídico administrativo del país, dispone en su artículo 4, lo siguiente:
“La actividad de los entes públicos deberá estar sujeta en su conjunto a los principios fundamentales del servicio público, para asegurar su continuidad, su eficiencia, su adaptación a todo cambio en el régimen legal o en la necesidad social que satisfacen y la igualdad en el trato de los destinatarios, usuarios o beneficiarios.

Con base en la normativa expuesta, se concluye que ARESEP cuenta con las potestades necesarias para aplicar los instrumentos regulatorios propuestos en esta metodología.

III. OBJETIVOS

Objetivo general:

Establecer un instrumento tarifario que permita a los operadores del servicio de acueducto generar ingresos para realizar proyectos orientados a la protección del recurso hídrico.

Objetivos específicos:

- a. Promover proyectos para mejorar la disponibilidad y la calidad del agua en las fuentes de abastecimiento del recurso hídrico utilizadas por los operadores del servicio de acueducto y mejorar su sostenibilidad.
- b. Contribuir en la adaptación del impacto del cambio climático sobre las fuentes de abastecimiento del recurso hídrico mediante la aplicación de este instrumento regulatorio.

IV. ALCANCE

La metodología tiene el siguiente alcance:

- a. Se aplica a todas las fijaciones tarifarias ordinarias, para la protección del recurso hídrico.
- b. Se aplica a los operadores regulados por ARESEP que prestan los servicios de acueducto, en todo el territorio nacional; no considera a las municipalidades.
- c. Se aplica a la estructura tarifaria y por lo tanto no contempla cambios en la estructura.

V. MODELO GENERAL

Este modelo tarifario delimita y precisa la forma de determinar los ajustes de tarifas anuales en fijaciones ordinarias para la protección del recurso hídrico. Las tarifas se establecen para un período de cinco años con una revisión anual de conformidad con lo establecido en la Ley de la Aresep. Para determinar las tarifas anuales se requiere el cálculo de los siguientes componentes: a) costos y gastos operativos, b) desembolso estimado de las inversiones, c) ingresos totales y d) volumen de agua a facturar.

De conformidad con el artículo 30 de la Ley 7593, los operadores deberán presentar, por lo menos una vez al año, una solicitud de estudio ordinario; así mismo, la Autoridad Reguladora podrá realizar de oficio dichos estudios de conformidad con lo establecido en dicha Ley. En ambos casos, deben establecerse tarifas individuales para cada uno de los cinco años siguientes. De esta forma, el operador puede planificar mejor sus inversiones.

En la fijación de las tarifas para protección del recurso hídrico, la presente metodología, garantiza el financiamiento de los proyectos diseñados por el operador y avalados por la Autoridad Reguladora. Por lo tanto, los ingresos totales correspondientes a tarifa hídrica serán suficientes para permitir a los operadores cubrir los costos totales correspondientes a los respectivos proyectos asociados.

Para establecer la tarifa hídrica se utilizará la información de la contabilidad regulatoria. En las cuentas del código contable regulatorio se deben detallar las partidas para cada uno de los proyectos que se van a realizar. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP y esté disponible en la Autoridad Reguladora.

Se establece como información requerida que deberán presentar los operadores a la Aresep para solicitar un estudio tarifario por concepto de protección del recurso hídrico la siguiente:

- i) Un plan quinquenal en el que se detalle el (los) proyecto (s) a realizar con los recursos que se recauden por concepto de esta tarifa y el impacto que estos proyectos tendrán en su oferta (cantidad de agua ofrecida y/o en su calidad), la justificación de realizar esos proyectos, la priorización en la ejecución de esos proyectos y el detalle de costos de cada uno de los proyectos; así como los demás requerimientos que la ARESEP establezca.
- ii) Los proyectos de inversión que se presenten en el plan quinquenal deberán establecer objetivos claros y orientados a la protección del recurso hídrico; tener una línea base que sirva como referencia de partida para la medición del impacto en la cantidad y/o calidad del agua, en la recuperación del recurso hídrico y/o la adaptación al cambio climático. En caso de que los proyectos no cuenten con línea base, el proyecto empezará por la elaboración de la misma. Asimismo, esos proyectos deberán proponer mecanismos de monitoreo de los resultados proyectados que permitan dar un seguimiento y evaluación periódica del impacto obtenido.

Adicionalmente, se debe justificar la coherencia de los proyectos con los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo (PND) y de ser relevante de los objetivos de los planes sectoriales existentes.

Para presentar la información requerida por la Aresep, anteriormente indicada, el operador tomará como referencia la *“Guía para la evaluación de los Proyectos incluidos en las propuestas de Estrategias Quinquenales a ser financiados con la tarifa de protección del recurso hídrico (TPRH)”* y la *“Guía para el desarrollo de estrategias quinquenales de los operadores del servicio de acueducto”*. No deberá considerarse los apartados correspondientes a los cálculos tarifarios que se incluyen en esas Guías. Estas Guías o el documento que en su lugar las sustituya, serán las utilizadas como referencia para obtener la información y están disponibles en la ARESEP.

Esta metodología define el ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en los costos y en la demanda, y por tanto, en los costos totales e inversiones para el periodo en que estará vigente la tarifa. En ese sentido, la metodología no contempla el procedimiento de cálculo de la estructura tarifaria. Se determina el ajuste porcentual requerido que deberá posteriormente distribuirse de conformidad con lo que técnicamente determine la IA entre las diferentes tarifas y bloques de acuerdo con la estructura tarifaria. En la aplicación por primera vez no se calcula un ajuste porcentual sino una tarifa siguiendo lo establecido en el apartado *“VI aplicación por primera vez”*.

1. Costos y gastos operativos y de mantenimiento totales (CT_{et})

Son los costos y gastos operativos para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa “e” para el periodo “t”. El cálculo de los costos y gastos operativos totales incluye los siguientes componentes que se detallan en la siguiente fórmula:

$$CT_{et} = GREM_{et} + CSER_{et} + DEP_{et} + CMS_{et} + OG_{et}$$

Ecuación 1

Donde:

CT_{et} = Costos y gastos totales operativos y de mantenimiento en que incurran los operadores para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa “e”, para el período “t”. Estos costos y gastos se componen de gastos por remuneraciones, costos por servicios, costos por depreciación, costos por materiales y suministros y otros gastos para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico; que contribuyan a mejorar la sostenibilidad, continuidad y calidad del servicio de acueducto.

$GREM_{et}$ = Gastos por remuneraciones en que incurran los operadores para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa “e”, para el período “t”. Corresponde a los gastos en que incurre la empresa por concepto de sueldos y salarios, y contribuciones sociales necesarias para el adecuado desarrollo de la actividad. Este gasto se debe presupuestar al plantear el proyecto, debe ser específico e incluir montos y desgloses por tipos de trabajos requeridos en el proyecto, así como el plazo en que los mismos serán necesarios. Este gasto se debe estimar utilizando la información de la contabilidad regulatoria vigente, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.

CSE_{et} = Costos por servicios en que incurran los operadores para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa “e”, para el período “t”. Corresponde a costos por insumos requeridos para la ejecución de proyectos que son contratados con terceros. Este costo se debe estimar utilizando la información de la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.

DEP_{et} = Costo por depreciación de los activos, para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa “e”, para el período “t”.
Este costo se debe estimar utilizando la información de la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En

el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP. Para realizar la fijación tarifaria ARESEP deberá revisar el valor monetario de los activos fijos netos presentados por el operador.

También ARESEP podrá establecer tablas de depreciación de activos, ya sea vida útil o el método de depreciación a utilizar, cuando considere técnicamente que debe ser diferente al presentado por el operador. Puede basarse en tablas equivalentes del Ministerio de Hacienda, especificaciones técnicas de la casa fabricante del activo en cuanto a vida útil y valor de rescate o en activos similares en el país o a nivel internacional.

CMS_{et} = Costo por materiales y suministros para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa “e”, para el período “t”. Este costo comprende las asignaciones destinadas a la adquisición de toda clase de insumos requeridos para el desempeño de las actividades administrativas y productivas. Este costo se debe estimar utilizando la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.

OG_{et} = Otros costos o gastos en que incurran los operadores para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa “e”, para el período “t”. Comprende todo aquel gasto operativo asociado con el proyecto para proteger el recurso hídrico y que no esté incluido en las cuentas descritas anteriormente en las variables de esta fórmula. Este costo o gasto se debe estimar utilizando la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.

e = Empresa prestadora de servicios regulados por ARESEP.

t = El periodo “t” toma valores para t=1, 2, 3, 4 y 5 correspondiente al periodo de tiempo para el cual se calcula el ajuste tarifario, inicia con el año calendario “t=1”. Típicamente corresponde a un periodo de 5 años.

La ARESEP Revisará y validará la justificación presentada por el operador para cada uno de los costos. Para toda la información anterior, se utiliza la contabilidad regulatoria validada por la Intendencia de Agua. Se deberá utilizar el criterio técnico especializado más adecuado para la naturaleza de los proyectos.

El operador debe llevar registros contables individualizados y emitir reportes específicos de los costos incurridos, inversiones realizadas y financiamiento obtenido específicamente para la ejecución de los proyectos de protección del recurso hídrico (PRH).

2. Rédito para el desarrollo (RD_{et})

El rédito para el desarrollo se calcula mediante la suma de los costos necesarios para realizar la inversión con recursos propios y los costos para atender las obligaciones del servicio de la deuda. Estos recursos se asignan con el objetivo de brindar al operador recursos que permitan garantizar el adecuado desarrollo de la actividad.

El rédito para el desarrollo se calcula de la siguiente manera:

$$RD_{et} = CINV_{et} + SD_{et} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

RD_{et} = Rédito para el desarrollo para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa “e”, para el período t. Este rédito se compone de la suma de las inversiones estimadas con recursos propios y el servicio de la deuda.

$CINV_{et}$ = Desembolso estimado de inversiones con recursos propios para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa “e” para el período “t”. El costo de los proyectos debe ser explícito y justificado por el prestador del servicio, con base en criterios técnicos y financieros razonables de acuerdo a las reglas univocas de la ciencia o de la técnica.

- SD_{et} = Costo del servicio de la deuda para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa “e”, para el período t. El procedimiento para obtener este costo se detalla en la Ecuación 3.
- e = Empresa prestadora de servicios regulados por ARESEP.
- t = El periodo “t” toma valores para t=1, 2, 3, 4 y 5 correspondiente al periodo de tiempo para el cual se calcula el ajuste tarifario, inicia con el año calendario “t=1”. Típicamente corresponde a un periodo de 5 años.

2.1 Servicio de la Deuda

El servicio de la deuda se calcula de la siguiente manera:

$$SD_{et} = AP_{et} + GF_{et} - IF_{et}$$

Ecuación 3

Donde:

- SD_{et} = Costo de ejecutar el servicio de la deuda para ejecutar los proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa “e” para el período “t”. Este costo se compone de la suma de la amortización del principal más los gastos financieros menos los ingresos financieros.
- AP_{et} = Amortización del principal de las deudas, requerido para cumplir los contratos de financiamiento de los proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa “e” para el período “t”. Este costo se debe estimar utilizando la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.
- GF_{et} = Gastos financieros requeridos para cumplir con las obligaciones de financiamiento de los proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa “e” para el período “t”. Incluye intereses, comisiones bancarias y otros rubros relacionados con los compromisos financieros de la empresa. Este costo se debe estimar utilizando la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En

el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.

IF_{et} = Ingresos financieros para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa “e” para el período “t”. Incluye intereses y otros rubros relacionados. Este ingreso se debe estimar utilizando la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.

e = Empresa prestadora de servicios regulados por ARESEP.

t = El periodo “t” toma valores para t=1, 2, 3, 4 y 5 correspondiente al periodo de tiempo para el cual se calcula el ajuste tarifario, inicia con el año calendario “t=1”. Típicamente corresponde a un periodo de 5 años.

3. Ingresos totales (IT_{et})

La suma de los costos y gastos totales (CT_{et}) y el rédito para el desarrollo (RD_{et}) que se estimaron para la ejecución de los proyectos de protección del recurso hídrico para el periodo “t”, es decir el periodo en que regirá la tarifa, determinan los ingresos totales esperados por el operador.

3.1 Liquidación del periodo anterior

Una vez aplicado por primera vez el modelo descrito en la presente metodología, en las sucesivas fijaciones tarifarias ordinarias se deberán revisar y actualizar todas las estimaciones efectuadas en el periodo “t-1”, para proceder con el nuevo cálculo de ajuste tarifario para el periodo “t”. 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 contabilizados durante el período en que el ajuste tarifario estuvo vigente (“t-1”), cuantificando estas diferencias para las variables de costos totales (CT_{et-1}) y los ingresos totales (IT_{et-1}).

De esta forma, en caso de presentarse diferencias entre lo estimado y lo contabilizado; el monto de la diferencia de la liquidación deberá sumarse al monto de ingresos del periodo “t” según se obtiene de la Ecuación 4 y manteniendo su signo, es decir, un monto positivo sumará un mayor ingreso en “t”, mientras que un monto negativo implica reducir el ingreso en “t” para compensar por liquidación.

Asimismo, para estos efectos, los datos contabilizados, deberán proceder de la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. Estos datos serán revisados, analizados y depurados por parte de la Autoridad Reguladora, y podrá establecer un valor monetario diferente al reportado por el operador, con el propósito de determinar su reconocimiento. Se deberá cumplir con los objetivos de la Ley 7593 y sus reformas.

$$LI_{et} = CTA_{et-1} - ITA_{et-1}$$

Ecuación 4

Donde:

LI_{et} = Liquidación del periodo “t-1” aplicada en el periodo “t”. Se refiere a la diferencia entre los ingresos totales ajustado y los costos totales ajustado del periodo “t-1”.

CTA_{et-1} = Costos y gastos totales ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial entre costos reales contabilizados y costos estimados para la empresa “e” en el periodo “t-1”, correspondiente a proyectos de protección del recurso hídrico.

ITA_{et-1} = Ingresos totales ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial entre ingresos reales contabilizados y los ingresos estimados para la empresa “e” en el periodo “t-1”, correspondiente a proyectos de protección del recurso hídrico.

a. Liquidación de costos

Los rubros de costos y gastos reales que serán analizados en dicho proceso deben coincidir con los incluidos en el estudio tarifario del periodo inmediato anterior (t-1). Para realizar la liquidación en los costos y gastos y determinar el ajuste correspondiente a aplicar en el periodo t, se debe obtener el diferencial entre los costos y gastos estimados, y, los costos y gastos reales contabilizados para ejecutar los proyectos de protección del recurso hídrico, como se detalla a continuación:

$$CTA_{et-1} = CR_{et-1} - CE_{et-1}$$

Ecuación 5

Donde:

CTA_{et-1} = Costos y gastos totales ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial entre costos reales contabilizados y costos estimados para la empresa “e” en el periodo “t-1”, correspondiente a proyectos de protección del recurso hídrico.

CR_{et-1} = Costos y gastos totales reales contabilizados de la empresa “e” para ejecutar los proyectos de protección del recurso hídrico del periodo “t-1”. Son los costos y gastos reales por concepto operación, mantenimiento, administración y otros gastos en que incurran los operadores para proteger el recurso hídrico en el periodo “t-1”. Este dato se debe tomar de la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.

CE_{et-1} = Costos y gastos totales estimados de la empresa “e” para ejecutar los proyectos de protección del recurso hídrico del periodo “t-1”. Son los costos y gastos estimados por concepto operación, mantenimiento, administración y otros gastos en que incurran los operadores para proteger el recurso hídrico en el periodo “t-1”. Este dato se debe tomar de la fijación tarifaria efectuada por la ARESEP para el periodo “t-1”.

e = Empresa prestadora de servicios regulados por ARESEP.

t-1 = Período inmediatamente anterior a la fecha de vigencia de la fijación tarifaria “t-1”.

En el caso de aquellos costos y gastos que no fueron incorporados por la empresa regulada en su pretensión tarifaria para el periodo “t-1” o fueron excluidos por el Ente Regulador como resultado de su análisis regulatorio, pero que fueron realizados y ejecutados por la empresa en el ejercicio de sus funciones, esta deberá de aportar toda la información técnica requerida para validar la pertinencia del costo y su vínculo a la protección del recurso hídrico. La Autoridad Reguladora valorará y determinará los rubros y montos a reconocer en el ajuste.

Cuando existan disposiciones especiales que conlleven al retraso en la ejecución de inversiones y que los recursos económicos correspondientes a estas inversiones hayan sido reconocidas en tarifas, el operador será el encargado de presentar la documentación correspondiente que le permita justificar ante la Aresep la no ejecución de esas inversiones para que no se incluya dentro de la liquidación de costos como se indica en la ecuación 5.

b. Liquidación de ingresos

El ajuste total de ingresos corresponde a la diferencia entre los ingresos reales contabilizados y los ingresos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa de la empresa “e”, para el periodo “t-1”, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$ITA_{et-1} = ITR_{et-1} - ITE_{et-1}$$

Ecuación 6

Donde:

ITA_{et-1} = Ingresos totales ajustados. Se refiere al ajuste por el diferencial entre los ingresos reales contabilizados y los ingresos estimados para la empresa “e” para el periodo t-1 correspondientes a proyectos de protección del recurso hídrico.

ITR_{et-1} = Ingresos totales reales contabilizados que recibió el operador para realizar los proyectos de protección de recurso hídrico de la empresa “e” y para el periodo “t-1”. Este dato se debe tomar de la contabilidad

regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP.

ITE_{et-1} = Ingresos totales estimados por ARESEP en la fijación tarifaria para realizar los proyectos de protección de recurso hídrico de la empresa “e” y para el periodo “t-1”. Este dato se debe tomar de la fijación tarifaria efectuada por la ARESEP para el periodo “t-1”.

e = Empresa prestadora de servicios regulados por ARESEP.

t-1 = Período inmediatamente anterior a la fecha de vigencia de la fijación tarifaria “t”.

La aplicación del diferencial de los ingresos y costos/gastos ajustados en el periodo “t-1” (LI_{et}), deben ser tales que no se vea amenazado el equilibrio financiero en el periodo “t”.

c. Diseño de incentivos, para el cumplimiento del plan de proyectos de inversiones en protección del recurso hídrico.

Los operadores disponen de los recursos del rédito para el desarrollo que fueron aprobados en el periodo “t-1”, para ejecutar las inversiones propuestas en el periodo “t-1”. La diferencia entre el monto de inversiones anual real contabilizado en el periodo “t-1” y el monto anual presupuestado en el periodo “t-1”, será aplicada como recursos disponibles o faltantes y considerados en el rédito para el desarrollo del periodo “t”, de la siguiente manera:

- i. Un monto positivo sumará un mayor rédito en “t”, mientras que un monto negativo implicará reducir el rédito en “t” para compensar la liquidación, pues el operador cuenta con estos recursos.
- ii. Las sobreinversiones deberán justificarse y estar en línea con el plan quinquenal de inversiones aprobado.

3.2 Ingresos por ventas

Los ingresos totales esperados por el operador se obtienen del cobro de la tarifa de protección del recurso hídrico a usuarios (IV_{et}), según se expresa en la siguiente ecuación.

$$IT_{et} = IV_{et}$$

Ecuación 7

Donde:

IT_{et} = Ingresos totales para la protección del recurso hídrico de la empresa “e” y para el periodo “t”. Se obtiene de la suma de los costos y gastos totales (CT_{et}) y el rédito para el desarrollo (RD_{et}).

IV_{et} = Ingresos por el cobro de la tarifa de protección del recurso hídrico a usuarios (IV_{et}) de la empresa “e”, para el período “t”. Corresponden a los ingresos totales estimados que deberá recibir el operador con la tarifa para protección del recurso hídrico, y que garantizan la igualdad de los costos y gastos totales (CT_{et}) y el rédito para el desarrollo (RD_{et}) con los ingresos totales.

e = Empresa prestadora de servicios regulados por ARESEP.

t = El periodo “t” toma valores para t=1, 2, 3, 4 y 5 correspondiente al periodo de tiempo para el cual se calcula el ajuste tarifario, inicia con el año calendario “t=1”. Típicamente corresponde a un periodo de 5 años.

3.3 Identificación de variación o ajuste en las tarifas

Una vez que se conoce el monto total de los ingresos necesarios para que el operador pueda ejecutar los proyectos de protección del recurso hídrico es necesario establecer la tarifa requerida para generar esos ingresos, utilizando la estructura tarifaria, la estimación de demanda y considerando las tarifas vigentes. Con el fin de identificar si se requiere realizar una variación o ajuste en las tarifas. Se podrían presentar 3 escenarios:

- i. Que los ingresos requeridos por el operador sean iguales a los ingresos totales proyectados a tarifas vigentes; en este caso no se requiere realizar ajuste en las tarifas y se deben mantener las mismas tarifas vigentes.
- ii. Que los ingresos requeridos por el operador sean mayores a los ingresos totales proyectados a tarifas vigentes; en este caso se requiere realizar un aumento en las tarifas vigentes hasta que se logre igualar a los ingresos requeridos.
- iii. Que los ingresos requeridos por el operador sean menores a los ingresos totales proyectados a tarifas vigentes; en este caso se requiere realizar una disminución en las tarifas vigentes hasta que se logre igualar a los ingresos requeridos.

Así, el monto total absoluto del ajuste requerido es la diferencia entre los ingresos requeridos para la ejecución de los proyectos y los ingresos generados con la tarifa vigente, expresado de la siguiente manera:

$$\Delta IV_{et} = IV_{et} - IVTV_{et}$$

Ecuación 8

Donde:

ΔIV_{et} = Cambio absoluto requerido en los ingresos totales por cobro de la tarifa de la empresa "e" y para el periodo "t".

IV_{et} = Ingresos por el cobro de la tarifa de protección del recurso hídrico a usuarios (IV_{et}) de la empresa "e", para el período "t". Corresponden a los ingresos totales estimados que deberá recibir el operador con la tarifa para protección del recurso hídrico, y que garantizan la igualdad de los costos y gastos totales (CT_{et}) y el rédito para el desarrollo (RD_{et}) con los ingresos totales.

$IVTV_{et}$ = Ingresos totales estimados a tarifas vigentes de la empresa "e" y para el periodo "t". Esta estimación de ingresos se basa en la estructura tarifaria vigente y la estimación de la demanda; se podrán estimar y proyectar estos ingresos considerando el procedimiento establecidos en el apartado 3.4. Ver Ecuación 9.

- e = Empresa prestadora de servicios regulados por ARESEP.
- t = El periodo “t” toma valores para t=1, 2, 3, 4 y 5 correspondiente al periodo de tiempo para el cual se calcula el ajuste tarifario, inicia con el año calendario “t=1”. Típicamente corresponde a un periodo de 5 años.
- t-1 = Período inmediatamente anterior a la fecha de vigencia de la fijación tarifaria “t”.

3.4 Ingresos por cobro de las tarifas vigentes

Estos ingresos se obtienen de sumar los resultados de multiplicar cada categoría de tarifa, según bloque de consumo, por la cantidad total estimada de agua a facturar asociada a dicha tarifa, expresado de la siguiente manera:

$$IVTV_{et} = \sum_{b=1}^k \sum_{s=1}^m (T_{etsb} * V_{etsb})$$

Ecuación 9

Donde:

- $IVTV_{et}$ = Ingresos totales estimados a tarifas vigentes de la empresa “e” y para el periodo “t”. Esta estimación de ingresos se basa en la estructura tarifaria vigente y la estimación de la demanda; se podrán estimar y proyectar estos ingresos considerando el procedimiento establecidos en el apartado .3.4.
- T_{etsb} = Tarifa para la categoría “s” de la empresa “e”, para el período “t”, según bloque de consumo “b”. La tarifa, según bloque de consumo corresponde al valor en colones por metro cúbico, indicado en el pliego tarifario vigente al momento del estudio tarifario.
- V_{etsb} = Volumen de agua a facturar en metros cúbicos (m³) por categoría “s”, según bloque de consumo “b” de la empresa “e”, para el período “t”. El dato que se utilizará es el correspondiente a la demanda del servicio de acueducto más actualizada.

b	=	Cada bloque de consumo.
k	=	Cantidad de bloques de consumo.
s	=	Cada categoría de usuario según la estructura tarifaria vigente (por ejemplo, actualmente son domiciliar, empresarial, gobierno, preferencial).
m	=	Cantidad de tarifas existentes de acuerdo al pliego tarifario vigente.
e	=	Empresa prestadora de servicios regulados por ARESEP.
t	=	El periodo “t” toma valores para $t=1, 2, 3, 4$ y 5 correspondiente al periodo de tiempo para el cual se calcula el ajuste tarifario, inicia con el año calendario “t=1”. Típicamente corresponde a un periodo de 5 años.

4. Determinación del porcentaje del ajuste en las tarifas

Para la determinación del ajuste porcentual en las tarifas para el periodo en que entrará en vigencia la nueva fijación tarifaria se debe dividir el monto del cambio absoluto requerido en los ingresos totales (ΔIV_{et}) entre los ingresos totales estimados a tarifa vigente del servicio ($IVTV_{et}$), la distribución porcentual por tipo de tarifa y bloques se hará de conformidad con lo que técnicamente determine la Intendencia.

$$\%IV_{et} = \frac{\Delta IV_{et}}{IVTV_{et}} * 100$$

Ecuación 10

Donde:

$\%IV_{et}$	=	Ajuste porcentual requerido en los ingresos totales de la empresa “e” y para el periodo “t”.
ΔIV_{et}	=	Cambio absoluto requerido en los ingresos totales por cobro de la tarifa de la empresa “e” y para el periodo “t”. Ecuación 8.
$IVTV_{et}$	=	Ingresos totales estimados a tarifas vigentes de la empresa “e” y para el periodo “t”. Esta estimación de ingresos se basa en la estructura tarifaria vigente y la estimación de la demanda; se podrán estimar y

- proyectar estos ingresos considerando el procedimiento establecidos en el apartado 3.4.
- e = Empresa prestadora de servicios regulados por ARESEP.
- t = El periodo “ t ” toma valores para $t=1, 2, 3, 4$ y 5 correspondiente al periodo de tiempo para el cual se calcula el ajuste tarifario, inicia con el año calendario “ $t=1$ ”. Típicamente corresponde a un periodo de 5 años.

VI. APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ

- a. La tarifa en metros cúbicos (m^3) en cada bloque de consumo “ b ” y cada categoría de usuario “ s ” se obtiene utilizando la estructura tarifaria del servicio de acueductos y realizando los siguientes pasos:
- i. Se obtiene el volumen total de agua (m^3), a facturar, por bloque de consumo “ b ” y categoría de usuario “ s ”.
 - ii. Se obtiene el ingreso por bloque de consumo “ b ” y categoría de usuario “ s ”. Sumando los anteriores montos, se obtiene el ingreso total de la tarifa de acueducto. Con estos datos se obtiene el porcentaje que representa el ingreso para cada uno de los bloques y categorías de usuario del ingreso total.
 - iii. Se multiplica este porcentaje relativo obtenido por bloque y categoría de usuario, por el ingreso total (IT_{et}) de los proyectos para protección del recurso hídrico (Obtenido de la suma de los costos y gastos totales (CT_{et}) y el rédito para el desarrollo (RD_{et})). Por último, se divide entre el volumen de agua estimado a facturar por bloque de consumo “ b ” y categoría de usuario “ s ”.

Por lo que los ingresos por el cobro de la tarifa de protección del recurso hídrico a usuarios (IV_{et}) de la empresa “ e ”, para el período “ t ”, serán el

resultado la sumatoria de los productos que se obtienen de multiplicar el volumen de agua a facturar en m³ asociado a cada tarifa por bloque de consumo “b” y cada categoría de usuario “s”.

Por lo tanto, las secciones: *Identificación de variación o ajuste en las tarifas; Ingresos por cobro de las tarifas vigentes; Determinación del porcentaje del ajuste en las tarifas; Liquidación del periodo anterior; e Ingresos al cobro de tarifas vigentes*, no son parte de la primera aplicación tarifaria.

- b. Se considera que la depreciación (DEP_{et}) es cero cuando un proyecto inicie, si el proyecto ya viene ejecutándose bajo la modalidad de tarifa hídrica o en La Unidad Estratégica de Negocios –Gestión Ambiental- (UEN-Gestión Ambiental o la dependencia que tenga a su cargo dichas funciones), la depreciación se considerara según la condición de cada proyecto.

VII. DISPOSICIONES GENERALES

Si el operador recibiera una donación, transferencia o un subsidio que adicione recursos para la inversión u operación; esas donaciones no serán contabilizados para efectos de reconocerlo en las tarifas y solo se reconocerá los costos operativos y de mantenimiento de lo adquirido con estos recursos.

VIII. TRANSITORIOS

- a. Se establece un plazo máximo de 12 meses a partir de la entrada en vigencia de la nueva metodología para que la ESPH presente un plan de liquidación de compromisos adquiridos mediante la tarifa hídrica actual y emigre a lo indicado en esta metodología tarifaria para protección del recurso hídrico.
- b. Se establece un plazo máximo de 12 meses para que el AyA separe los gastos e inversiones de La Unidad Estratégica de Negocios –Gestión Ambiental- (UEN-Gestión Ambiental o la dependencia que tenga a su cargo dichas funciones),

identificando los gastos que deben ser asignados a los servicios de acueducto, alcantarillado y los correspondientes a la protección del recurso hídrico, que serán atendidos mediante la presente metodología.

Anexo 1

Cuadro de fórmulas utilizadas en la metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico.

N°	Fórmula	Descripción
1	$CT_{et} = GREM_{et} + CSER_{et} + DEP_{et} + CMS_{et} + OG_{et}$	Se contabilizan los costos y gastos operativos que deben retribuirse para los proyectos de protección del recurso hídrico. Estos costos y gastos se componen de gastos por remuneraciones, costos por servicios, costos por depreciación, costos por materiales y suministros y otros gastos para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico; que contribuyan a mejorar la sostenibilidad, continuidad y calidad del servicio de acueducto.
2	$RD_{et} = CINV_{et} + SD_{et}$	Rédito para el desarrollo para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa "e", para el período t. Este rédito se compone de la suma de las inversiones estimadas con recursos propios y el servicio de la deuda.
3	$SD_{et} = AP_{et} + GF_{et} - IF_{et}$	Costo del servicio de la deuda para ejecutar los proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa "e" para el período "t". Este costo se compone de la suma de la amortización del principal más los gastos financieros menos los ingresos financieros.

4	$LI_{et} = CTA_{et-1} - ITA_{et-1}$	Liquidación del periodo "t-1" aplicada en el periodo "t". Se refiere a la diferencia entre los ingresos totales ajustado y los costos totales ajustado del periodo "t-1".
5	$CTA_{et-1} = CR_{et-1} - CE_{et-1}$	Costos y gastos totales ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial entre costos reales contabilizados y costos estimados para la empresa "e" en el periodo "t-1", correspondiente a proyectos de protección del recurso hídrico.
6	$ITA_{et-1} = ITR_{et-1} - ITE_{et-1}$	Ingresos totales ajustados. Se refiere al ajuste por el diferencial entre los ingresos reales contabilizados y los ingresos estimados para la empresa "e" para el periodo t-1 correspondientes a proyectos de protección del recurso hídrico.
7	$IT_{et} = IV_{et}$	Ingresos totales para la protección del recurso hídrico de la empresa "e" y para el periodo "t". Se obtiene de la suma de los costos y gastos totales (CTet) y el rédito para el desarrollo (RDet).
8	$\Delta IV_{et} = IV_{et} - IVTV_{et}$	Cambio absoluto requerido en los ingresos totales por cobro de la tarifa de la empresa "e" y para el periodo "t".

9	$IVTV_{et} = \sum_{b=1}^k \sum_{s=1}^m (T_{etsb} * V_{etsb})$	Ingresos totales estimados a tarifas vigentes de la empresa "e" y para el periodo "t". Esta estimación de ingresos se basa en la estructura tarifaria vigente y la estimación de la demanda; se podrán estimar y proyectar estos ingresos considerando el procedimiento establecidos en el apartado 3.4.
10	$\%IV_{et} = \frac{\Delta IV_{et}}{IVTV_{et}} * 100$	Ajuste porcentual requerido en los ingresos totales de la empresa "e" y para el periodo "t".

Anexo 2**Cuadro de variables utilizadas en la metodología tarifaria para la protección del recurso hídrico.**

VARIABLES	DESCRIPCIÓN	UNIDAD DE MEDIDA	FUENTE	FÓRMULA
AP_{et}	Amortización del principal de las deudas, requerido para cumplir los contratos de financiamiento de los proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa "e" para el período "t".	Colones.	Este costo se debe estimar utilizando la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.	3
CE_{et-1}	Costos y gastos totales estimados de la empresa "e" para ejecutar los proyectos de protección del recurso hídrico del periodo "t-1". Son los costos y gastos estimados por concepto operación, mantenimiento, administración y otros gastos en que incurran los operadores para proteger el recurso hídrico en el periodo "t-1".	Colones.	Este dato se debe tomar de la fijación tarifaria efectuada por la ARESEP para el periodo "t-1".	5
$CINV_{et}$	Desembolso estimado de inversiones con recursos propios para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa "e" para el período "t".	Colones	El costo de los proyectos debe ser explícito y justificado por el prestador del servicio, con base en criterios técnicos y financieros razonables de acuerdo a las reglas univocas de la ciencia o de la técnica.	2
CMS_{et}	Costo por materiales y suministros para ejecutar proyectos de protección del	Colones.	Este costo se debe estimar utilizando la contabilidad regulatoria, los formularios y	1

	recurso hídrico de la empresa "e", para el período "t". Este costo comprende las asignaciones destinadas a la adquisición de toda clase de insumos requeridos para el desempeño de las actividades administrativas y productivas.		plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.	
<i>CSER_{et}</i>	Costos por servicios en que incurran los operadores para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa "e", para el período "t". Corresponde a costos por insumos requeridos para la ejecución de proyectos que son contratados con terceros.	Colones.	Este gasto se debe estimar utilizando la información de la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.	1
<i>CR_{et-1}</i>	Costos y gastos totales reales contabilizados de la empresa "e" para ejecutar los proyectos de protección del recurso hídrico del periodo "t-1". Son los costos y gastos reales por concepto operación, mantenimiento, administración y otros gastos en que incurran los operadores para proteger el recurso hídrico en el periodo "t-1".	Colones	Este dato se debe tomar de la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.	5
<i>CT_{et}</i>	Costos y gastos totales operativos y de mantenimiento en que incurran los operadores para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa "e", para el período "t"	Colones.	Estos costos y gastos se componen de gastos por remuneraciones, costos por servicios, costos por depreciación, costos por materiales y suministros y otros gastos para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico; que contribuyan a mejorar la sostenibilidad,	1

			continuidad y calidad del servicio de acueducto.	
CTA_{et-1}	Costos y gastos totales ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial entre costos reales contabilizados y costos estimados para la empresa "e" en el periodo "t-1", correspondiente a proyectos de protección del recurso hídrico.	Colones.	Ver Ecuación 5.	4 y 5
DEP_{et}	Costo por depreciación de los activos para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa "e", para el período "t".	Colones.	<p>Este costo se debe estimar utilizando la información de la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP. Para realizar la fijación tarifaria ARESEP deberá revisar el valor monetario de los activos fijos netos presentados por el operador.</p> <p>También ARESEP podrá establecer tablas de depreciación de activos, ya sea vida útil o el método de depreciación a utilizar, cuando considere técnicamente que debe ser diferente al presentado por el operador. Puede basarse en tablas equivalentes del Ministerio de Hacienda, especificaciones técnicas de la casa fabricante del activo en cuanto a vida útil y valor de</p>	1

			rescate o en activos similares en el país o a nivel internacional.	
<i>GF_{et}</i>	Gastos financieros requeridos para cumplir con las obligaciones de financiamiento de los proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa "e" para el período "t". Incluye intereses, comisiones bancarias, y otros rubros relacionados con los compromisos financieros de la empresa.	Colones.	Este costo se debe estimar utilizando la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.	3
<i>GREM_{et}</i>	Gastos por remuneraciones en que incurran los operadores ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa "e", para el período "t". Corresponde a los gastos en que incurre la empresa por concepto de sueldos y salarios, y contribuciones sociales necesarias para el adecuado desarrollo de la actividad.	Colones.	Este gasto se debe presupuestar al plantear el proyecto, debe ser específico e incluir montos y desgloses por tipos de trabajos requeridos en el proyecto, así como el plazo en que los mismos serán necesarios. Este gasto se debe estimar utilizando la información de la contabilidad regulatoria vigente, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.	1
<i>IF_{et}</i>	Ingresos financieros para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa "e" para el período "t". Incluye intereses y otros rubros relacionados.	Colones.	Este costo se debe estimar utilizando la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios	3

			respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.	
IT_{et}	Ingresos totales para la protección del recurso hídrico de la empresa "e" y para el periodo "t". Se obtiene de la suma de los costos y gastos totales (CT_{et}) y el rédito para el desarrollo (RD_{et}).	Colones.	Ver ecuación 7	7
ITA_{et-1}	Ingresos totales ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial entre ingresos reales contabilizados y los ingresos estimados para la empresa "e" en el periodo "t-1", correspondiente a proyectos de protección del recurso hídrico.	Colones.	Ver Ecuación 6.	4 y 6
ITE_{et-1}	Ingresos totales estimados por ARESEP en la fijación tarifaria para realizar los proyectos de protección de recurso hídrico de la empresa "e" y para el periodo "t-1".	Colones.	Este dato se debe tomar de la fijación tarifaria efectuada por la ARESEP para el periodo "t-1".	6
ITR_{et-1}	Ingresos totales reales contabilizados que recibió el operador para realizar los proyectos de protección de recurso hídrico de la empresa "e" y para el periodo "t-1".	Colones.	Este dato se debe tomar de la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP. En el caso de las ASADAS se aplicará la Contabilidad Regulatoria o el manual de cuentas respectivo, según lo determine la ARESEP.	6
ΔIV_{et}	Cambio absoluto requerido en los ingresos totales por cobro de la	Colones.	Ver Ecuación 8.	8 y 10

	tarifa de la empresa "e" y para el periodo "t".			
IV_{et}	Ingresos por el cobro de la tarifa de protección del recurso hídrico a usuarios (IV_{et}) de la empresa "e", para el periodo "t".	Colones.	Corresponden a los ingresos totales estimados que deberá recibir el operador con la tarifa para protección del recurso hídrico, y que garantizan la igualdad de los costos y gastos totales (CT_{et}) y el rédito para el desarrollo (RD_{et}) con los ingresos totales.	7, 8
$IVTV_{et}$	Ingresos totales estimados a tarifas vigentes de la empresa "e" y para el periodo "t".	Colones.	Esta estimación de ingresos se basa en la estructura tarifaria vigente y la estimación de la demanda; se podrán estimar y proyectar estos ingresos considerando el procedimiento establecidos en el apartado 3.4 Ver Ecuación 9.	8 y 9, 10
$\%IV_{et}$	Ajuste porcentual requerido en los ingresos totales de la empresa "e" y para el periodo "t".	Porcentaje	Ver Ecuación 10	10
LI_{iet}	Liquidación del periodo "t-1" aplicada en el periodo "t". Se refiere a la diferencia entre los ingresos totales ajustado y los costos totales ajustado del periodo "t-1".	Colones.	Ver Ecuación 4.	4
OG_{et}	Otros costos o gastos en que incurran los operadores para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa "e", para el periodo "t". Comprende todo aquel gasto operativo asociado con el proyecto para proteger el recurso hídrico y que no esté incluido en las cuentas descritas anteriormente en las variables de esta fórmula.	Colones.	Este costo o gasto se debe estimar utilizando la contabilidad regulatoria, los formularios y plantillas regulatorias asociadas, y los lineamientos regulatorios respectivos establecidos por la ARESEP.	1

RD_{et}	Rédito para el desarrollo para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa "e", para el período t.	Colones	Este rédito se compone de la suma de las inversiones estimadas con recursos propios y el servicio de la deuda. Ver Ecuación 2.	2
SD_{et}	Costo del servicio de la deuda para ejecutar proyectos de protección del recurso hídrico de la empresa "e", para el período t.	Colones	Ver Ecuación 3.	2 y 3
T_{etbs}	Tarifa para la categoría "s" de la empresa "e", para el período "t-1", según bloque de consumo "b".	Colones.	La tarifa, según bloque de consumo corresponde al valor en colones por metro cúbico, indicado en el pliego tarifario vigente al momento del estudio tarifario.	9
V_{etbs}	Volumen de agua a facturar en metros cúbicos (m^3) por categoría "s", según bloque de consumo "b" de la empresa "e", para el período "t".	Metros cúbicos.	El dato que se utilizará es el correspondiente a la demanda del servicio de acueducto más actualizada.	9

(...)"

2. Instruir al Departamento de Gestión Documental, incorporar la presente resolución al expediente OT-193-2015 para el trámite respectivo.
3. Instruir a la Dirección General de Atención al Usuario, que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
4. Instruir a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, para que una vez realizado el procedimiento de audiencia pública, proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de posiciones y la elaboración de la propuesta final de la metodología, y proceda a remitirlo a la Junta Directiva.

A las once horas y diez minutos se retiran del salón de sesiones, la señora (es): Marlon Yong Chacón, César Ulate Sancho, Floribeth Hernández Porras, Carlos Herrera Amighetti, Luis Fernando Chavarrí a Alfaro y Luis Daniel Chacón Solórzano.

A partir de este momento ingresan la señora (es): Henry Payne Castro, Melissa Gutiérrez Prendas, Oscar Roig Bustamante y Daniel Fernández Sánchez, funcionarios de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria a participar en la presentación del tema objeto de los tres siguientes artículos.

ARTÍCULO 6. Recurso de apelación interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), contra la resolución RIE-059-2017. Expediente ET-018-2017.

La Junta Directiva conoce el oficio 495-DGAJR-2018 del 9 de mayo de 2018, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio en torno al recurso de apelación interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), contra la resolución RIE-059-2017. Expediente ET-018-2017.

Los señores **Oscar Roig Bustamante** y **Henry Payne Castro** explican los antecedentes, análisis por la forma y el fondo, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el recurso, sobre la base de lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con el oficio 495-DGAJR-2018, el señor **Roberto Jiménez Gómez** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los votos de los miembros presentes:

a) En cuanto al recurso de apelación

RESULTANDO:

- I. Que el 27 de julio de 2015, la Junta Directiva, mediante la resolución RJD-141-2015, publicada en el Alcance Digital N° 63 a La Gaceta N° 154 del 10 de agosto de 2015, aprobó la “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*” (OT-090-2015).
- II. Que el 31 de marzo de 2017, la CNFL, presentó la solicitud para ajustar las tarifas vigentes del servicio de generación eléctrica que presta (folios 1 al 41).
- III. Que el 28 de abril de 2017, la Intendencia de Energía (IE), mediante el oficio 0510-IE-2017, otorgó la admisibilidad a la solicitud tarifaria, presentada por la CNFL. Además, solicitó a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU), la convocatoria a audiencia pública (folios 49 y 50).
- IV. Que el 15 de mayo de 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública, en el Alcance Digital N° 103, a La Gaceta N° 90 (folios 60 al 62).
- V. Que el 16 de mayo de 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública, en los periódicos de circulación nacional, La Teja y Diario Extra (folios 63 y 64).
- VI. Que el 8 de junio de 2017, se realizó la audiencia pública, según consta en el acta N° 36-2017 (folios 401 al 429).
- VII. Que el 14 de junio de 2017, la DGAU, mediante el oficio 1866-DGAU-2017, emitió el informe de oposiciones y coadyuvancias (folios 460 y 461).
- VIII. Que el 4 de julio de 2017, la Sala Constitucional, mediante la resolución de las 14:59 horas, le dio curso a la Acción de Inconstitucionalidad, interpuesta por el Consejero del Usuario de la Autoridad Reguladora, contra los artículos 11, 55,

56, 75, 76, 93, 94, 95, 98, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de Trabajo de la CNFL, tramitado en el expediente judicial N° 17-010464-0007-CO.

- IX.** Que el 7 de julio de 2017, la IE, mediante la resolución RIE-059-2017, publicada en el Alcance Digital N° 173, a La Gaceta N° 135, del 17 de julio del 2017, resolvió, entre otras cosas, lo siguiente:

“(…)

I. Suspender la aplicación de los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 96, 98, 103, 106, 109 y 110 de la convención colectiva de la CNFL, hasta tanto la Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia no se pronuncie sobre la acción de inconstitucionalidad interpuesta por el Consejero del Usuario de la Aresep contra los artículos de la convención colectiva citada.

II. Fijar la tarifa del sistema de generación que presta la CNFL a partir del 1 de octubre del 2017, de la siguiente manera: (…)

(…)” (folios 554 al 644).

- X.** Que el 18 de julio de 2017, la CNFL, mediante el oficio 2001-0540-2017, interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio, contra la resolución RIE-059-2017 (folios 657 al 727).
- XI.** Que el 21 de setiembre de 2017, la IE, mediante la resolución RIE-101-2017, rechazó por el fondo, el recurso de revocatoria interpuesto por la CNFL, contra la resolución RIE-059-2017 (folios 752 al 777).

- XII.** Que el 27 de setiembre de 2017, la CNFL, mediante el oficio 2001-0756-2017, entre otras cosas, respondió el emplazamiento conferido, expresó agravios y ratificó en todos sus extremos, el recurso de apelación interpuesto contra la resolución RIE-059-2017 (folios 778 al 783).
- XIII.** Que el 2 de octubre de 2017, la IE, mediante el oficio 1464-IE-2017, emitió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP (folios 784 al 786).
- XIV.** Que el 3 de octubre de 2017, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el memorando 737-SJD-2017, remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), el recurso de apelación, interpuesto por la CNFL, contra la resolución RIE-059-2017 (folio 787).
- XV.** Que el 9 de mayo de 2018, la DGAJR, mediante el oficio 495-DGAJR-2018, emitió criterio jurídico sobre el recurso de apelación, interpuesto por la CNFL, contra la resolución RIE-059-2017.
- XVI.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I.** Que del oficio 495-DGAJR-2018 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

“[...]”

II. ANÁLISIS POR LA FORMA

1. Naturaleza

El recurso interpuesto contra la resolución RIE-059-2017, es el ordinario de apelación, al cual le resulta aplicable lo dispuesto en los artículos del 342 al 352 de la LGAP.

2. Temporalidad

La resolución recurrida fue notificada el 13 de julio de 2017 (folios 636, 641 y 644) y la impugnación fue planteada el 18 de julio de 2017 (folios 657 y 693).

Conforme a los artículos 240 inciso 1), 256 inciso 3) y 346 inciso 1) de la LGAP, el recurso de apelación debe interponerse en el plazo de tres días hábiles, contados a partir de la comunicación del acto administrativo en cuestión, plazo que vencía el 18 de julio de 2017.

Del análisis comparativo entre la fecha de notificación del acto y la de la interposición del recurso, con respecto al plazo de tres días hábiles para recurrir, otorgado por ley, se concluye que la impugnación fue interpuesta dentro del plazo de ley.

3. Legitimación

Respecto de la legitimación activa, cabe indicar que la CNFL, es parte en el procedimiento -por lo que está legitimada para actuar en la forma en que lo ha hecho- de acuerdo con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 7593, en concordancia con los artículos 275 y 342 de la LGAP.

4. Representación

El recurso de apelación, fue interpuesto por el señor Víctor Julio Solís Rodríguez, en su condición de Gerente General con facultades de apoderado

generalísimo sin límite de suma de la CNFL, según se desprende de la certificación de personería notarial, visible a folios 32 y 33.

Dicho todo lo anterior, se concluye que el recurso de apelación, interpuesto por la CNFL, contra la resolución RIE-059-2017, resulta admisible, por haber sido interpuesto en tiempo y forma.

(...)

IV. ANÁLISIS POR EL FONDO

En cuanto a los argumentos de inconformidad de la recurrente, este órgano asesor, procede a realizar las siguientes valoraciones:

1. Capitalización e incorporación de las inversiones realizadas en los proyectos P.H. Belén y P.H. Daniel Gutiérrez (folios 658 al 660).

La recurrente solicitó capitalizar e incorporar las inversiones realizadas en los proyectos P.H. Belén y la P.H. Daniel Gutiérrez, en la resolución RIE-059-2017, por un monto de ¢141,5 millones.

En el caso de la unidad generadora N.º 1 de la planta Hidroeléctrica Belén, alega la recurrente que se requiere adquirir un repuesto (rodete tipo francis) debido al desgaste y reparaciones que ha sufrido durante 20 años. El valor de dicho componente asciende a un valor de ¢140.771.408,83; con valor de instalación de ¢422.031,10.

En segunda instancia para la actualización del sistema de control del regulador de velocidad del generador de la unidad N.º 2 de la Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez, se requiere la capitalización de la mano de

obra para la actualización del sistema, ya que existe un saldo por este concepto y que es incluida en el año 2016 por un monto de ¢319.272,18.

Al respecto, la resolución RIE-101-2017-que resolvió el recurso de revocatoria- en el Considerando I, indicó:

“(…)

1. Liquidación inversiones 2016:

La CNFL solicita capitalizar e incorporar las inversiones realizadas en los proyectos P.H. Belén y la P.H. Daniel Gutiérrez, las cuales fueron excluidas del proceso de liquidación tarifaria según la resolución RIE-059-2017.

Al respecto, se le indica a la petente, que la Intendencia realizó el análisis de las adiciones con base en la información disponible en el expediente ET-018-2017 al día de la audiencia. Así mismo, se reitera que estos rubros no corresponden a adiciones reconocidas por este Ente Regulador en el expediente ET-084-2015, aunado a lo anterior, la CNFL no presentó una justificación detallada para las adiciones reales ejecutadas en 2016, según la estructura definida en el apéndice 2 de la resolución RIE-103-2016 vigente, en la cual se indicó que el informe de justificaciones de las micro-inversiones debe contemplar los siguientes aspectos:

“(…)

I. Nombre de la obra o requerimiento

II. Alcance

III. Objetivo

IV. Descripción de la obra

V. Problema presentado (cuando aplique).

VI. Beneficios esperados (Cualitativos y cuantitativos)

VII. Relación costo/beneficio (cuando aplique).

VIII. Estado actual del proyecto (%avance y detalle de las actividades realizadas)

IX. Programación(cronograma)”

Al respecto, y tal como se indicó en el informe del análisis de inversiones incorporado en la resolución RIE-059-2017, lo descrito en el formulario IE-RE-7798, es considerado insuficiente para la toma de decisiones y la valoración correspondiente.

Adicionalmente, la CNFL en el documento “Liquidación Sistema GENERACION”, que consta en el expediente ET-018-2017, indicó lo siguiente:

“(…)

... la CNFL remitirá posteriormente la liquidación completa detallando punto por punto la inversión completa, una vez que estén los Estados

Financieros Auditados por Segmentos de Negocio estén listos y aprobados.”

De acuerdo con lo anterior, y dadas las carencias en la información disponible para ambos proyectos, la Intendencia de Energía le reitera la obligación que tiene el prestador de justificar cada una de las erogaciones incorporadas en el estudio tarifario, de tal manera que permita demostrar que lo incorporado tiene relación con el servicio público regulado, y con mucho más razón, aquellas inversiones que requieren más de un periodo para ser ejecutadas, motivo por el cual, cualquier monto incorporado debe de estar acompañado de la información precisa de su estado actual, lo ejecutado respecto a lo reconocido por la Intendencia de Energía, tal y como lo establece la metodología tarifaria vigente. (Folios 754 al 755).

(...)”

A partir de lo indicado en la cita anterior, este órgano asesor, procedió a verificar la información remitida por la CNFL, en el estudio de solicitud tarifaria a folio 41, donde en la carpeta denominada “Sist.Generación; CAP.4.INVERSIONES;4.2 ADICIONES;4.2.2 MICROINVERSIONES” archivo digital de Excel “IE-RE-7798 Registro Sistema GX”, donde en la pestaña con el nombre de “Generación” específicamente en la fila 13 consta el repuesto - Rodete tipo francis- indicado por la recurrente en su argumento.

*No obstante lo anterior, la información correspondiente al informe de micro inversiones de generación no contaba con la información requerida por la IE, tal y como se estableció en la resolución RIE-103-2016 **-Requerimientos de Información en Materia de Inversiones para Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas de Electrificación Rural que Prestan***

Servicios de Suministro de Electricidad- (OT-188-2016) específicamente en el apéndice 2, al momento en que se realizó la audiencia Pública.

Bajo esta misma línea de análisis es importante señalar lo establecido en el artículo 33 de la Ley 7593, en cuanto a la justificación de las peticiones tarifarias:

(...)

Artículo 33.- Justificación de las peticiones

Toda petición de los prestadores sobre tarifas y precios deberá estar justificada. Además, los solicitantes tendrán que haber cumplido con las condiciones establecidas, por la Autoridad Reguladora, en anteriores fijaciones o en intervenciones realizadas en el ejercicio de sus potestades antes de la petición.

(...)

Por lo tanto, se le reitera a la recurrente que todos los estudios de petición tarifaria se deben presentar en concordancia a las condiciones, lineamientos y formatos establecidos por la Autoridad Reguladora en cuanto a la presentación de requerimientos de información.

*En ese sentido, debido a que la justificación para dicho repuesto no se encontraba conforme a lo dispuesto en la resolución RIE-103-2016-**Requerimientos de Información en Materia de Inversiones para Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas de Electrificación Rural que Prestan Servicios de Suministro de Electricidad-** (OT-188-2016), es que a la IE, no le fue posible su reconocimiento mediante la resolución recurrida -RIE-059-2017-.*

En virtud de lo anterior, considera este órgano asesor, que la recurrente no lleva razón en su argumento.

2. Reconocimiento parcial de los montos de los proyectos P.H. Balsa Inferior (PHBI) y Eólico Valle Central (PEVC) (folios 647 al 650).

La CNFL solicitó que se incluyera dentro de la fijación tarifaria, la recuperación de los montos reconocidos por la IE, según el resultado del estudio de Fiscalización practicado a la CNFL y no según la referencia de los valores fijados por el ICE, en el Plan de Expansión de la Generación PEG 2014-2035.

Inclusive, la CNFL cuestiona la utilidad del “Estudio de fiscalización a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. sobre el Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior y Proyecto Valle Central OT-004-2016” al afirmar lo siguiente: “...si al final la referencia utilizada es el monto establecido por el ICE en una herramienta definida como Plan de Expansión que rige desde el año 2014. La misma Intendencia de Energía reitera en sus resoluciones a los recursos interpuestos por la CNFL, que mediante el estudio de Fiscalización se logró como objetivo, determinar el valor final y único costo de los proyectos” (folios 662 y 663).

Además señaló, que llama la atención que en la resolución recurrida, se aprecia el ejercicio de las facultades discrecionales por parte de la Intendencia de Energía, pues para la fijación de los montos a reconocer en las inversiones de los PHBI y PEVC, no se fundamenta en el resultado del estudio de Fiscalización practicado a la CNFL, sino que utiliza únicamente la referencia de los valores fijados en el Plan de Expansión de la Generación Publicado en el año 2014.

Finalmente, la recurrente también afirmó "...se impide su recuperación vía establecimiento de la tarifa fijada para el cobro de la energía, al fijar como tope máximo la tarifa de compra de energía al ICE, con lo cual se excluye el porcentaje que representa el reconocimiento de los costos necesarios para brindar el servicio público y contribuya a incrementar el desequilibrio financiero que se ha venido provocando a la empresa regulada, con el retraso del reconocimiento tarifario de estas inversiones provocada desde la resolución RIE-113-2015." (folio 664).

Al respecto, la resolución RIE-101-2017- que resolvió el recurso de revocatoria- en el Considerando I, indicó:

"(...)

Tal y como se indicó en la resolución RIE-059-2017 correspondiente al servicio de generación que presta la CNFL, el análisis tarifario asociado a los proyectos hidroeléctrico Balsa Inferior y Eólico Valle Central se fundamentó en lo siguiente:

"(...)

Por ello, la Autoridad Reguladora no puede abstraerse de lo establecido en el artículo 32 de la Ley 7593, que indica que no se aceptarán costos de empresas reguladas que se consideren innecesarios o ajenos a la prestación del servicio público, así como aquellos gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes y las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.

Al respecto, es necesario destacar que los planes de expansión del ICE se sujetan a los lineamientos de las políticas energéticas del país, expresados en los Planes Nacionales de Desarrollo y los Planes Nacionales de Energía, como lo señala ICE en el PEG 2014-2035, en su apartado 9.1., y el sistema de generación debe satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, en calidad y cantidad, al menor costo posible.

Respecto a dicho plan de expansión de generación, se debe indicar que una vez establecida la proyección de demanda, ICE define como plan óptimo aquel que, cumpliendo con todos los criterios de planeamiento, en particular los criterios de confiabilidad, minimiza el costo total de la inversión y operación necesario para satisfacer la demanda y para en dicho documento la evaluación económica se expresa en dólares americanos constantes, con una base de precios de diciembre de 2012.

De conformidad con el análisis que precede, la información disponible y la aportada por la petente en el expediente tarifario ET-018-2017, es criterio de esta Intendencia que aquellos proyectos que se pretendan incorporar en tarifas, deben de estar sujetos a lo que establece la Ley 7593. En este sentido, en lo que respecta al PHBI y PEVC, se consideró como punto de partida los costos de inversión que se aprecian en el PEG 2014-2035, los cuales corresponden a un costo unitario representativo de cada tecnología, siendo para el caso de P.H. Balsa Inferior de US\$ 3,89 millones por MW, para un costo total de 146 millones de dólares, mientras que en el caso del PEVC, el costo unitario representativo de esta tecnología es de USD 2,7 millones por MW, para un costo total de inversión de 41,31 millones de dólares, los cuales serán

capitalizados por parte de la Autoridad Reguladora en el cálculo de la base tarifaria asociada al ET-018-2017.

Esta posición es congruente con lo señalado en el estudio de fiscalización según la resolución RIE-082-2016 realizado por la IE, en el que se concluye que para una planta hidroeléctrica (PHBI) con dicho régimen de funcionamiento y dimensión no se justifican los sobrecostos evidentes de la inversión total capitalizada por CNFL.

En el caso del PEVC, es importante destacar que si bien las desviaciones sobre este proyecto no son comparables con lo sucedido en P.H. Balsa Inferior, tal como lo señala el informe de investigación oficializado por la Intendencia de Energía mediante Resolución RIE-082-2016, se dieron amplios períodos entre las etapas de planificación y el inicio del proceso constructivo de ambos proyectos, lo cual impactó el costo y plazo del proyecto, además de que no se dio una valoración de las opciones de financiamiento disponibles durante la planificación del proyecto.

“(...)

A la luz de lo anterior, la información disponible confirma que se registraron diferencias significativas entre los costos iniciales definidos para cada proyecto en el correspondiente estudio de factibilidad, lo proyectado por el Plan de Expansión de la Generación elaborado por el ICE correspondiente al periodo 2014-2035 y el costo final ejecutado por la empresa. Lo anterior implica que las decisiones sobre la rentabilidad y viabilidad de los proyectos se sustentaron en análisis técnicos y financieros de

carácter parcial, teniendo como consecuencia las desviaciones de costos señaladas.”

Adicionalmente, se indicó en la misma resolución (RIE-059-2017) lo siguiente:

“(…)

- El PHBI es un proyecto de generación hidroeléctrica con una capacidad instalada de 37,5MW, que fue estimado inicialmente en un costo total de US\$ 75 millones, monto que fue modificado en varias etapas del proyecto y que resultó finalmente en un costo real de US\$ 331 millones³. Lo que equivale a un costo instalado de US\$ 8,84 millones por MW, el cual se encuentra por encima del promedio de US\$3 millones por MW para proyectos de la misma tecnología.*

- En el caso del PEVC, es un proyecto de generación eólica con una capacidad instalada de 15,3 MW, que fue estimado inicialmente según el convenio en un costo total de US\$ 21 millones, y que resultó finalmente en un costo real de US\$ 46,5 millones. Esto equivale a un costo instalado de US\$ 3,04 millones por MW, el cual se encuentra por encima del promedio de US\$ 2,43 millones por MW valor estimado para proyectos de la misma tecnología, y siendo aún mayor que el costo unitario representativo de la tecnología eólica que indica el ICE en el PEG 2014-2035, el cual es de US\$ 2,7 millones por MW.*

- Los estudios de prefactibilidad y factibilidad que dieron origen a las decisiones de inversión, en ambos proyectos, se basaron en*

³ Monto a capitalizar por parte de la CNFL, según el estudio tarifario ET-018-2017.

diseños preliminares que no incluían análisis detallados de las variables técnicas, geográficas, de mercado, tecnológicas, sociales y ambientales, así como una viabilidad económica que incorporara la sensibilización de las variables críticas.

- *No se evidenció que CNFL haya incorporado en el análisis financiero el precio de compra de energía al ICE, a pesar de que se trataba un factor determinante para valorar la viabilidad y rentabilidad de los proyectos, ni una valoración económica, que contemplara el impacto tarifario que tendrían los proyectos PHBI y PEVC, ni los beneficios que los usuarios del servicio público percibirían con su ejecución.*

- *Existen amplios períodos entre las etapas de planificación y el inicio del proceso constructivo de ambos proyectos, sin que mediara una nueva valoración para determinar si aún tenían pertinencia económica-técnica los proyectos y si respondían a una necesidad real en el SEN.”*
(...)

En virtud de lo anterior, se mantiene lo actuado en el reconocimiento y capitalización de un costo para cada uno de los proyectos de generación de energía eléctrica (PHVI y PEVC) con base en los montos establecidos en el PEG para el periodo 2014-2035. (Folios del 755 al 761).

(...)”

A partir de lo indicado en las citas anteriores, es claro que el Estudio de Fiscalización a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz sobre el Proyecto

Hidroeléctrico Balsa Inferior y el Proyecto Eólico Valle Central, realizado por la IE a partir de lo solicitado en el Por Tanto II de la resolución RIE-113-2015, determinó una serie de inconsistencias en los procesos de planificación y ejecución de las obras de dichos proyectos, las cuales se plasmaron en costos más elevados en comparación con proyectos de características y tecnologías similares.

Adicionalmente, en cuanto a los hallazgos identificados mediante la ejecución del estudio de fiscalización citado, la Junta Directiva de la Aresep mediante la resolución RJD-146-2017, correspondiente al Recurso de apelación y gestión de nulidad relativa, interpuestos por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), contra la resolución RIE-082-2016- “Informe de Estudio de Fiscalización a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz- CNFL- sobre los Proyectos de Generación Hidroeléctrica Balsa Inferior y Eólico Valle Central”, dictada por la Intendencia de Energía, el cual se declaró sin lugar, en el Considerando I, se establecieron las siguientes valoraciones:

“(…)

Por otro lado, debe quedar claro que el estudio de fiscalización no corresponde a un estudio tarifario, por lo tanto, no sigue las etapas de este y no finaliza con la determinación de una tarifa. Por lo contrario, las conclusiones y hallazgos del estudio de fiscalización podrán ser utilizados –en lo que corresponda- como insumos en un estudio tarifario elaborado para el sistema de generación de la CNFL.

Aunado a lo anterior, se confirma que este fue el tratamiento que la IE dio al estudio de fiscalización, puesto que en el Por Tanto IX de la resolución recurrida –RIE-082-2016- se indicó que el estudio de

fiscalización fue trasladado al proceso de Tarifas Eléctricas de la IE, como insumo para la valoración de las próximas peticiones de ajuste tarifario que presente la CNFL.

(...)”

Asimismo, para efectos del argumento bajo análisis y al tomar en consideración los hallazgos determinados en el estudio de fiscalización indicado, es importante traer a colación lo establecido en el artículo 32 incisos d) y e) de la Ley 7593:

“(...

No se aceptarán costos de las empresas reguladas:

(...)

d) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

e) Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.

(...)”

Una vez esclarecido el hecho de que el objetivo del Estudio de Fiscalización a la CNFL sobre los proyectos PHBI y PEVC, fue el determinar el valor final y único del costo de los proyectos y que él mismo tiene una finalidad diferente a un estudio tarifario, donde su alcance y naturaleza son distintos, la IE, mediante la resolución RIE-082-2016 “Informe de Estudio de Fiscalización a

la Compañía Nacional de Fuerza y Luz- CNFL- sobre los Proyectos de Generación Hidroeléctrica Balsa Inferior y Eólico Valle Central” ,, resolvió entre otras cosas lo siguiente:

“(…)

I. Acoger los hallazgos y las conclusiones contenidas en el informe “Estudio de fiscalización a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz- CNFL- sobre los proyectos de generación hidroeléctrica Balsa Inferior y Eólico Valle Central” contenido en el oficio 1247-IE-2016 del 2 de setiembre 2016, ampliado mediante el oficio 1297-IE-2016 del 13 de setiembre de 2016.

(…)”

Por lo tanto, a partir de lo establecido en la resolución RIE-082-2016, es que la IE determinó utilizar el estudio como insumo en el proceso de fijación tarifaria. Además, tal y como se analizó en los apartados anteriores, el estudio de fiscalización evidenció una serie de desviaciones en los costos, capitalización de los activos y gastos asociados a los proyectos PHBI y PEVC, con respecto a los valores iniciales y estudios de factibilidad propuestos.

Es por tal razón que la IE, como parte del análisis tarifario realizado para el sistema de generación de la CNFL, utilizó el Plan de Expansión de la Generación (PEG-2014-2035) del Instituto Costarricense de Electricidad, dado que el mismo contiene los parámetros de costos y gastos por Megavatio (MW) para proyectos de similar capacidad instalada y con la misma tecnología.

Es así que la IE tomó como punto de partida los costos de inversión que se aprecian en el PEG 2014-2035, los cuales corresponden a un costo unitario representativo de cada tecnología, siendo que para el caso del Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior el costo asciende a US\$ 3,89 millones por megavatio, con una capacidad instalada de 37,5 MW, para un costo total de 146 millones de dólares, mientras que en el caso del Proyecto Eólico Valle Central, el costo unitario representativo de esta tecnología es de US\$ 2,7 millones por megavatio.

Por otra parte, se le indica a la recurrente, que el artículo 26 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos (Decreto N° 29847-MP-MINAE-MEIC), dispone:

“Artículo 26.-De las tarifas para el servicio de generación.

La tarifa de generación para venta a las empresas distribuidoras y a abonados que estén servidos en alta tensión, se definirá por los principios generales establecidos en el artículo 22 de este Reglamento.

Los costos de generación reconocidos por la compra de electricidad en bloque a las empresas distribuidoras, se establecerán con base en las tarifas vigentes que existen para ese mismo caso, de manera que no sobrepase otras opciones más económicas con que puede contar la empresa distribuidora.

En caso de que la empresa distribuidora genere con una planta de su propiedad, se le asignará a esta electricidad para efectos tarifarios, un valor que reconozca los costos y una rentabilidad

razonable, pero que en ningún caso excederá la tarifa de compra de electricidad de menor costo existente en el mercado.

El cálculo del costo de las compras de electricidad debe permitir que las empresas distribuidoras tengan incentivos para contratar en forma económica el suministro de energía en bloque y a la vez, que parte de las ventajas en el precio de compra se apliquen en beneficio de los usuarios finales.” (El subrayado no está en el original)

De acuerdo a lo anterior, considera este órgano asesor, que no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

3. Reconocimiento del gasto por concepto de compensación de vacaciones

Indicó la recurrente que todo importe que provenga de la compensación de vacaciones, se deberá calcular con el salario que ostenta el funcionario a partir del momento en que adquiriera su derecho al descanso.

Para los años 2017 y 2018, se proyectó el mismo monto que se aprobó en el presupuesto institucional del 2017. La distribución por sistema se realiza de acuerdo a lo real cancelado en el año 2016. Por lo cual se solicita reconocer lo relacionado con el pago de compensación de vacaciones de acuerdo al método de cálculo que indica la CNFL para la información proyectada de los periodos 2017 y 2018.

Al respecto la resolución RIE-101-2017- que resolvió el recurso de revocatoria- en el Considerando I, indicó:

“(...)

En el archivo “Inf. Gastos-Dir.Comerc” no se justificó la variación del gasto para el 2017 y 2018 en comparación al periodo 2016. A su vez el archivo “Explicación Matriz 2016-2018” pagina 33 la empresa indicó que para el año 2017 y 2018 se proyectó el mismo monto que se aprobó en presupuesto institucional 2017 y la distribución por sistema es de acuerdo a lo cancelado en el 2016 y se adjunta el siguiente cuadro, el cual no es congruente con lo reportado en el archivo IE-RE-7713 correspondiente al “Informe Gastos Comerc”, dado que el 2016 la empresa no está incorporando el monto cancelado, tal y como se detalle a continuación:

Cuadro No. 4
Sistema de generación, CNFL
Gasto por compensación de vacaciones por actividad
Cifras en millones de colones

COMPENSACION DE VACACIONES AÑO 2017 - 2018				
Sistema	Compensación de Vacaciones 2016	%	Año 2017	Año 2018
Generación	112.639.200,50	22,68	181.477.947,49	181.477.947,49
Distribución	102.058.901,20	20,55	164.431.564,06	164.431.564,06
Alumbrado Público	10.225.874,20	2,06	16.475.353,63	16.475.353,63
Administrativo	161.774.674,30	32,58	260.642.260,57	260.642.260,57
Comercialización	109.843.004,85	22,12	176.972.874,25	176.972.874,25
TOTAL	496.541.655,05	100	800.000.000,00	800.000.000,00

Fuente. Intendencia de Energía, Aresep

Cuadro No. 5
Sistema de generación, CNFL
Gasto por compensación de vacaciones
Cifras en millones de colones

	A	B	C	S	T	U	V
18		aresepenergía	as de colones	Instructivo			Otros
19				Año 2016 (02 CNFL)			
20							
21		N° cuenta	Nombre de cuenta	Gastos Tarifarios - Recurrentes	Gastos Tarifarios no recurrentes	Total 2016	Justifica
22							Si/No
36		CD-09-05	COMPENSACIÓN DE VACACIONES				

Fuente. Intendencia de Energía, Aresep

De acuerdo con la información adicional solicitada mediante el oficio 572-IE-2017, se le solicitó a la CNFL:

“Para el registro de Compensación de vacaciones en administrativo, comercial y distribución, presentar metodología y cálculos usados en la proyección.”

Mediante el archivo “0572-IE-2017 RESPUESTA FINAL DISTRIB-COMERCIAL” de la página 194 a la 197 la empresa se justificó en relación a algunos artículos del código de trabajo el derecho para compensar la diferencia de los días de vacaciones, pero no es congruente ya que indican que para el 2016 el monto fue de ¢109 millones de colones para la actividad comercial, pero en el archivo de la proyección no reportan un monto específico.

En la carpeta “RESPALDO PREG 13” del Anexo G, la empresa envió los cálculos en el archivo “Cálculos Comp Vac” pero no

justificó la variación de ¢496 millones en el 2016 a ¢800 millones en el 2017 y 2018, y tampoco determinó el origen de los ¢800 millones que se aprobó en el presupuesto para el año 2017.

Adicionalmente, mediante el archivo “Comp de Vac 2016” la empresa envió el detalle de las vacaciones vendidas en el 2016 por cada sistema o actividad y dependencia, en el que la suma total de comercial asciende los ¢109 millones, el cual difiere de lo indicado en el archivo de proyección para el 2016.

Lo anterior se repite en distribución, como consta en el archivo “IE-RE-7713 GASTOS OPERACION-DISTRIB” y en generación en el archivo “IE-RE-7713 Informe GASTOS SG” (El resaltado no es del original). (Folios 762 al 764).

(..)”

A partir de lo indicado en la cita anterior, este órgano asesor, procedió a realizar una verificación de la información aportada por la recurrente como justificación del gasto por compensación de vacaciones para el sistema de generación eléctrica de la CNFL.

Es así, que en el folio digital 41, correspondiente a la solicitud de ajuste tarifario presentado por la CNFL para el sistema de generación periodos 2017 al 2018, donde en la carpeta “CA7.7 ANALISIS FINANCIERO; 7.2 JUSTIFICACION GASTOS; 7.2.4 GASTOS; GENERACIÓN”, archivo de Excel “IE-RE-7713 Informe GASTOS SG”, se puede observar en el siguiente extracto que no ingresó un monto base para el periodo 2016:

	A	B	C	L	M	N	O	P
20				Instructivo	Año 2016 (02 CNFL)			
21		N° cuenta	Nombre de cuenta	Gastos Tarifarios - Recurrentes	Gastos Tarifarios no recurrentes	Total 2016	Justifica	Ref. / Obs.
22							Si/No	
41		CD-905	COMPENSACIÓN DE VACACIONES					

Fuente: Estudio Tarifario realizado por la CNFL, folio 41

Posteriormente para el período 2017, se indica un monto de $\text{C}\$181.477.947,46$ como gastos recurrentes, $\text{C}\$0$ como gastos no recurrentes y en el total (Celda Y41) para este año, no se digitó ninguna cifra al respecto, tal y como se muestra en el siguiente detalle:

	A	B	C	W	X	Y	Z	AA
20				Año 2017 (02 CNFL)				
21		N° cuenta	Nombre de cuenta	Gastos Tarifarios - Recurrentes	Gastos Tarifarios no recurrentes	Total 2017	Justifica	Ref. / Obs.
22							Si/No	
41		CD-905	COMPENSACIÓN DE VACACIONES	$\text{C}\$181,48$				

Fuente: Estudio Tarifario realizado por la CNFL, folio 41

Finalmente, en lo correspondiente al período 2018, al igual que para el periodo 2017, se indica un monto de $\text{C}\$181.477.947,46$ como gastos recurrentes, $\text{C}\$0$ como gastos no recurrentes y en el total (Celda AJ41) para este año, no se digitó alguna cifra al respecto, tal y como se muestra en el siguiente detalle:

	A	B	C	AH	AI	AJ	AK	AL
20				Año 2018 (02 CNFL)				
21		N° cuenta	Nombre de cuenta	Gastos Tarifarios - Recurrentes	Gastos Tarifarios no recurrentes	Total 2018	Justifica	Ref. / Obs.
22							Si/No	
41		CD-905	COMPENSACIÓN DE VACACIONES	$\text{C}\$181,48$				

Asimismo, en la carpeta indicada en párrafos anteriormente, se encuentra el archivo de Word, con el nombre de “Informe de Gastos SG”. Sin embargo, en dicho informe no se identificó una justificación para el asiento CD-905 “Compensación de Vacaciones”, y el motivo por el cual se utilizó el mismo monto en los periodos 2017 y 2018.

Según el análisis realizado por este órgano asesor, se evidencia que la CNFL no presentó una justificación válida en la documentación correspondiente al asiento de diario CD-905. Es así, que, en relación a la justificación de la información presentada como parte de las peticiones tarifarias, es importante mencionar lo establecido en el artículo 33 de la Ley 7593, supracitado.

Así también, al ser esta la partida de “Compensación de vacaciones” una provisión contable, la norma internacional de contabilidad N° 37 denominada “Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes” en cuanto a su reconocimiento establece en el párrafo 14, lo siguiente:

“(…)

Debe reconocerse una provisión cuando se den las siguientes condiciones:

(a) una entidad tiene una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado;

(b) es probable que la entidad tenga que desprenderse de recursos, que incorporen beneficios económicos para cancelar tal obligación;

y

(c) puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación.

Si estas condiciones no se cumplen, no debe reconocer una provisión.

(...)"

En conclusión, considera este órgano asesor que dentro del estudio tarifario presentado por CNFL, no se presentó una justificación válida que permita determinar la razón por cual para el periodo 2018, se utilizó el mismo monto de compensación de vacaciones del periodo 2017, por lo cual debido a la carencia de una justificación sobre la composición de la partida es que la IE, no reconoció dicho gasto dentro de la tarifa establecida al sistema de generación mediante la RIE-059-2017.

Además, que la recurrente no demostró la naturaleza de los elementos que componen esta partida, tal y como lo establece tanto el artículo 33 de la Ley 7593 supracitado en el ámbito regulatorio y en materia contable, tal como se indicó en el párrafo anterior, la norma NIC 37 establece que para su reconocimiento es estrictamente necesario, que la provisión como tal se encuentre debidamente justificada.

Así las cosas, considera este órgano asesor, que no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

4. Reconocimiento del comprobante de diario 26 de Gastos Administrativos.

Señaló la CNFL, que el comprobante de diario tiene como fin el registrar notas de débito y crédito emitidas por los bancos, producto de pagos realizados por la adquisición de bienes y servicios en el extranjero y trámites diversos, por concepto de manejo de cuentas bancarias, transferencias entre cuentas, transporte de valores, pago de pensiones alimenticias, embargos depósitos judiciales por ejecución de sentencias, indemnizaciones, entre otros.

Además indicó, que dichos gastos son relevantes para la operación empresarial, por el tipo de servicio que presta la CNFL, a pesar de que se han tomado acciones para minimizar este tipo de situaciones.

Al respecto, la resolución RIE-101-2017 -que resolvió el recurso de revocatoria- en el Considerando I indicó:

“(…)

La CNFL le solicita a la Intendencia de Energía que se le reconozcan los gastos administrativos propuestos para el sistema de generación de energía eléctrica ya que representan las notas de débito y crédito emitidas por los bancos, producto de pagos realizados por la adquisición de bienes y servicios en el extranjero y trámites diversos.

Al respecto se le indica al petente que la Intendencia de Energía realizó el análisis de la justificación y validación de los rubros solicitados para el periodo 2017 y 2018, según el expediente tarifario ET-018-2017. En este sentido, cabe indicar que el monto del gasto asociado al “Registro de transacciones bancarias por conceptos diarios” para el periodo señalado, presenta ciertas inconsistencias, respecto al comportamiento de dicho gasto en

peticiones tarifarias anteriores, ya que el mismo no ha sido reconocido como resultado de la ausencia de datos históricos que demuestren la veracidad del gasto. (Folio 765 al 766).

(...)”

En cuanto a lo indicado en la cita anterior, este órgano asesor procedió a verificar la presentación de la información, concerniente al asiento de diario 26 indicado por la recurrente en su argumento. Sobre dicho asiento de diario es importante indicar que el mismo fue solicitado dentro de la justificación de gastos para el “sistema administrativo” y no dentro de la justificación de gastos del sistema de generación eléctrica.

En ese sentido, se verificó en el folio digital 41, en la carpeta “CA7.7 ANALISIS FINANCIERO; 7.2 JUSTIFICACION GASTOS; 7.2.4 GASTOS; Administrativo”, en el archivo digital “IE RE 7713 Sist Administrativo”, la información aportada por la recurrente como justificación de dicha partida, en donde para los años 2017 y 2018 se presentaron los detalles siguientes:

	A	B	C	AB	AC	AD	AE	AF
20				Año 2017 (02 CNFL)				
21		N° cuenta	Nombre de cuenta	Gastos Tarifarios - Recurrentes	Gastos Tarifarios no recurrentes	Total 2017	Justifica	Ref./ Obs.
22							Si/No	
70		CD-26	REGISTRO TRANSACCIONES BANCARIAS (TEF, NOTAS DEBITO Y CREDITO) POR CONCEPTOS VARIOS.	₡ 13 579,17		₡ 13 579,17		

	A	B	C	AK	AL	AM	AN	AO	
Sesió				Año 2018 (02 CNFL)					
20									
21		N° cuenta	Nombre de cuenta	Gastos Tarifarios - Recurrentes	Gastos Tarifarios no recurrentes	Total 2018	Justifica	Ref./ Obs.	
22							Si/No		
70		CD-26	REGISTRO TRANSACCIONES BANCARIAS (TEF, NOTAS DEBITO Y CREDITO) POR CONCEPTOS VARIOS.	₡ 13 986,55		₡ 13 986,55			

Fuente: ET-018-2017 Folio 41

Asimismo, dentro de la carpeta señalada en el párrafo anterior, se encuentra también el archivo de Word con el nombre de “informe Sistema Administrativo” en cual no se determinó una justificación sobre el monto solicitado para los periodos 2017 y 2018 para el gasto denominado “CD- 26 REGISTRO TRANSACCIONES BANCARIAS (TEF, NOTAS DEBITO Y CREDITO) POR CONCEPTOS VARIOS.” Por lo tanto, tal y como se ha venido mencionando en argumentos anteriores, todo componente de gasto dentro de una solicitud de ajuste tarifario debe estar debidamente justificada tal y como lo señala el artículo 33 de la Ley 7593.

En virtud de lo anterior, considera este órgano asesor que no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

5. Reconocimiento incorrecto de las Licencias SINPE por parte de la IE en la resolución RIE-059-2017

Sobre las licencias SINPE, solicita la recurrente, revisar el documento a la memoria de cálculo de la Intendencia de Energía denominado “ARESEP consolidado Lic y Software Final EXPEDIENTE.xlsx”, la fórmula de la celda BN14, en donde para el año 2018, se aplicó para el monto total proyectado una división entre 3, ($\text{₡}111.526.000/3 = \text{₡}37.175.333,33$), siendo lo correcto el año completo para el 2018, es decir, $\text{₡}111.526.000,00$.

Se solicita el reconocimiento de $\text{₡}74.350.667,00$ ($\text{₡}37.175.333,33*2$) ya que, según el análisis realizado por la recurrente, se está considerando para el

2018, el monto de un trimestre, siendo lo correcto el pago anual de dicha licencia.

Sobre lo argumentado por la recurrente en el enunciado anterior, este órgano asesor procedió a realizar una revisión sobre las licencias SINPE cuyo detalle se encuentra contenido en el archivo indicado por la recurrente como “ARESEP consolidado Lic y Software Final EXPEDIENTE.xlsx”, del estudio tarifario realizado por IE, para el sistema de distribución en el folio 561 del expediente tarifario ET-019-2017.

Es importante aclarar, que este documento de Excel se encuentra en el expediente citado en el párrafo anterior, debido a que se realizaron las distribuciones todos los sistemas dentro de los que se encuentran el de generación y distribución.

Es así que en la pestaña “Proy Lic 5 sists-Analisis” en la fila 14, se encuentra el detalle las Licencias SINPE, sobre las cuales indicó la recurrente, que en la del año 2018 se le reconoció únicamente la porción correspondiente a un trimestre. Sin embargo, no es correcto el razonamiento realizado por la misma en su argumento, dado que al realizar una revisión del periodo de vigencia se denota en que la celda G14 que va de enero 2017 a diciembre 2019, es el equivalente a tres periodos (3 años). Tal y como se muestra en el siguiente detalle:

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Recurrente	Cuenta	Descripción del licencia	Detalle	VIGENCIA	MONTO COLONES	ARESEP 8F Y 10F	FECHA ESTIMADA O RENOVACIÓN	VENCIMIENTO	EVIDENCIAS EN ARCHIVO	FECHA ESTIMADA O RENOVACIÓN
x	1615010311	SINPE.	Sinpe	2017-01-01 2019-12-31	€111.526.000,00	Directriz 01-2015	Octubre 2018	Diciembre 2019	CP-761 SINPE 11-2016	

Fuente: Folio 561 ET-019-2017

Considerando lo anterior, la operación aritmética realizada por la recurrente, en la cual divide el monto total de las licencias entre 3 ($\text{C}\$111.526.000,00/3=\text{C}\$37.175.333,33$), aduciendo que este es el monto solo un trimestre, resulta incorrecta, ya que este monto corresponde al monto de un periodo completo, dado la vigencia de las licencias, tal y como se indicó anteriormente, es por 3 años. Es por tal razón, que la IE en la resolución recurrida, reconoció para los periodos 2017 (celda AX) y 2018 (celda BN), un monto de $\text{C}\$37.175.333,33$.

Así las cosas, considera este órgano asesor que no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

6. Falta de motivación en cuanto a la fecha de vigencia del incremento tarifario para el sistema de generación eléctrica (folios 680 al 682).

La CNFL argumentó, que la resolución recurrida carece de motivación, en cuanto a la fecha a partir de la cual se dictó la vigencia del incremento tarifario, pues considera que debe ser a partir del 17 de julio de 2017, no a partir del 1 de octubre del 2017.

Además, que la única resolución determinada que permite ajustes trimestrales, se dio en la metodología tarifaria para el cálculo del costo variable del combustible.

Al respecto, se le indica a la recurrente, que el Por Tanto II de la resolución recurrida (RIE-059-2017), indicó:

“(…)

II. Fijar la tarifa del sistema de generación que presta la CNFL a partir del 1 de octubre del 2017, de la siguiente manera:

CNFL		Rige a partir del
Sistema de generación		1-Oct-2017
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
Periodo Punta	cada kWh	71,81
Periodo Valle	cada kWh	58,45
Periodo Noche	cada kWh	49,84
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
Periodo Punta	cada kW	4 423,74
Periodo Valle	cada kW	4 423,74
Periodo Noche	cada kW	0,00

A partir de lo indicado, cabe señalar, que si bien el artículo 34 de la Ley 7593 establece la posibilidad de que las tarifas o precios que fija esta Autoridad Reguladora puedan regir a partir “del momento en que lo indique la resolución correspondiente”, lo cierto es que la resolución recurrida (RIE-059-2017) no se motivó en cuanto a diferir la entrada en vigencia al 1° de octubre del 2017.

Ahora bien, —a pesar de la falta de fundamentación observada, que en principio acarrearía la nulidad parcial de la resolución impugnada— se tiene que a la fecha de emisión de este criterio, la entrada en vigencia de las tarifas fijadas en la resolución recurrida (RIE-059-2017) ya se cumplió (1 de octubre de 2017), por lo que carece de interés declarar la nulidad del Por Tanto II de

la resolución recurrida (RIE-059-2017), en virtud de que desapareció la causa del conflicto (Sala Primera, resolución N° 900-F-S1-2011, del 11 de agosto de 2011, y en ese mismo sentido, se puede ver la sentencia N° 465-2009 del 7 de mayo de 2009 de la misma Sala), respecto a la entrada en vigencia de la resolución recurrida.

7. Convención colectiva de trabajo (folios 680 al 682).

La CNFL solicitó dejar sin efecto el Por Tanto I, de la resolución recurrida, referido a suspender la aplicación de los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 96, 98, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de la CNFL, hasta tanto la Sala Constitucional se pronuncie sobre la acción de inconstitucionalidad interpuesta por el Consejero de Usuario de la Aresep, contra los artículos de dicha convención colectiva.

Sobre este argumento, se le indica a la recurrente, que mediante la resolución de las 14:59 horas del 4 de julio de 2017 (expediente judicial N.º 17-010464-007-CO), la Sala Constitucional, dispuso:

“Se da curso a la acción de inconstitucionalidad (...) para que se declaren inconstitucionales los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 96, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de Trabajo de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, Sociedad Anónima (...).

(...)

Efectos jurídicos de la interposición de la acción: Se recuerdan los términos de los artículos 81 y 82 de la Ley de la Jurisdicción Constitucional que disponen lo siguiente ‘Si el Presidente considerare cumplidos los requisitos de que se ha hecho mérito,

conferirá audiencia a la Procuraduría General de la República y a la contraparte que figure en el asunto principal, por un plazo de quince días, a fin de que manifiesten lo que estimen conveniente. Al mismo tiempo dispondrá enviar nota al tribunal u órgano que conozca del asunto, para que no dicte la resolución final antes de que la Sala se haya pronunciado sobre la acción, y ordenará que se publique un aviso en el Boletín Judicial, por tres veces consecutivas, **haciendo saber a los tribunales y a los órganos que agotan la vía administrativa que esa demanda ha sido establecida, a efecto de que en los procesos o procedimientos en que se discuta la aplicación de la ley, decreto, disposición, acuerdo o resolución, tampoco se dicte resolución final mientras la Sala no haya hecho el pronunciamiento del caso.** Si la acción fuere planteada por el Procurador General de la República, la audiencia se le dará a la persona que figure como parte contraria en el asunto principal.´, ´Artículo 82. **En los procesos en trámite no se suspenderá ninguna etapa diferente a la de dictar la resolución final,** salvo que la acción de inconstitucionalidad se refiera a normas que deban aplicarse durante la tramitación.´ (El destacado no está en el original)

En consecuencia, la Aresep se encuentra impedida para resolver las cuestiones vinculadas a la Convención Colectiva de la CNFL, no solo por lo dispuesto en la resolución de las 14:59 horas del 4 de julio de 2017, de la Sala Constitucional, sino también en razón de lo establecido por las normas transcritas en dicha resolución; por lo que, si la Aresep desacatara dichas disposiciones podría incurrir en el delito de desobediencia, tipificado en el artículo 314 del Código Penal.

En virtud de lo anterior, es criterio de este órgano asesor, que la Junta Directiva debe posponer el conocimiento y resolución del presente argumento, hasta tanto la Sala Constitucional se pronuncie respecto a la Acción de Inconstitucionalidad, interpuesta por el Consejero del Usuario de la Autoridad Reguladora, contra los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 96, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de Trabajo de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., que se tramita en el expediente judicial N.º 17-010464-007-CO, y se valoren los alcances del mismo; toda vez, que la recurrente pretende que se le reconozcan tarifariamente costos asociados a dicha convención colectiva.

V. CONCLUSIONES

Sobre la base de lo arriba expuesto, se concluye que:

- 1. Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación, interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-059-2017, resulta admisible, por haber sido interpuesto en tiempo y forma.*
- 2. La justificación proporcionada por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. sobre el rodete tipo Francis, no se encontraba conforme a lo dispuesto en la RIE-103-2016- Requerimientos de Información en Materia de Inversiones para Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas de Electrificación Rural que Prestan Servicios de Suministro de Electricidad-(OT-188-2016), es por tal razón que fue posible su reconocimiento mediante la resolución RIE-059-2017.*
- 3. En concordancia con lo establecido en la resolución RIE-082-2016 y ratificado por la Junta Directiva de Aresep en la resolución RJD-146-2017, es que la IE determinó utilizar el estudio de fiscalización a la Compañía*

Nacional de Fuerza y Luz S.A, sobre los proyectos P.H. Balsa Inferior y P.E. Valle Central, como insumo en el proceso de fijación tarifaria para el sistema de generación de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.

- 4. El estudio de fiscalización a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. sobre los proyectos P.H. Balsa Inferior y P.E. Valle Central, evidenció una serie de desviaciones en los costos, capitalización de los activos y gastos asociados, con respecto a los valores iniciales y estudios de factibilidad propuestos.*
- 5. En razón de las desviaciones determinadas en el estudio de fiscalización a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. sobre los proyectos PHBI y PEVC, la IE utilizó el Plan de Expansión de la Generación (PEG-2014-2035) del Instituto Costarricense de Electricidad, dado que el mismo contiene los parámetros de costos y gastos por Megavatio (MW) para proyectos de similar capacidad instalada y con la misma tecnología.*
- 6. La IE, estableció un costo promedio por megavatio para los proyectos Hidroeléctrico Balsa Inferior y Eólico Valle Central, a partir del Plan de Expansión de la Generación (PEG 2014-2035), debido a las inconsistencias de información revelada en el estudio de fiscalización a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A, sobre los proyectos P.H. Balsa Inferior y P.E. Valle Central.*
- 7. La Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., no presentó una justificación válida que permita determinar la razón por la cual para el periodo 2018, se utilizó el mismo monto de compensación de vacaciones del periodo 2017, contraviniendo lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley 7593.*
- 8. En cuanto al monto solicitado para los periodos 2017 y 2018 sobre el gasto denominado "cd- 26 registro transacciones bancarias (tef, notas débito y*

crédito) por conceptos varios.”, la CNFL no adjuntó las justificaciones requeridas para su reconocimiento.

- 9. La Intendencia de Energía, mediante la resolución RIE-059-2017, reconoció el gasto de licencias SINPE para los periodos 2017 y 2018 un monto anual de ¢37.175.333,33, dado que la vigencia de estas es de tres años.*
- 10. Si bien el artículo 34 de la Ley 7593 establece la posibilidad de que las tarifas o precios que fija esta Autoridad Reguladora puedan regir a partir “del momento en que lo indique la resolución correspondiente”, lo cierto es que la resolución recurrida (RIE-059-2017) no se motivó en cuanto a diferir la entrada en vigencia al 1° de octubre del 2017, siendo que carece de interés declarar la nulidad de su Por Tanto II, en virtud de que desapareció la causa del conflicto, respecto a la entrada en vigencia de la resolución recurrida.*
- 11. La Aresep se encuentra impedida para resolver las cuestiones vinculadas a la Convención Colectiva de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., no solo por lo dispuesto en la resolución de las 14:59 horas del 4 de julio de 2017, de la Sala Constitucional, sino también en razón de establecido por los artículos 81 y 82 de la Ley 7135; por lo que, si la Aresep desacatara dichas disposiciones podría incurrir en el delito de desobediencia, tipificado en el artículo 314 del Código Penal.*
- 12. La Junta Directiva debe posponer el conocimiento y resolución del argumento 7, hasta tanto la Sala Constitucional se pronuncie respecto a la Acción de Inconstitucionalidad, interpuesta por el Consejero del Usuario de la Autoridad Reguladora, contra los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 96, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de Trabajo de la*

Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., que se tramita en el expediente judicial N.º 17-010464-007-CO y se valoren los alcances del mismo, toda vez, que la recurrente pretende que se le reconozcan tarifariamente costos asociados a dicha Convención Colectiva de Trabajo.

[...]"

- II. Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.-** Declarar sin lugar, el recurso de apelación, interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-059-2017, salvo en lo que respecta al argumento 7, referido a la Convención Colectiva de Trabajo. **2.-** Posponer el conocimiento y resolución del argumento 7, hasta tanto la Sala Constitucional se pronuncie respecto a la Acción de Inconstitucionalidad, interpuesta por el Consejero del Usuario de la Autoridad Reguladora, contra los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 98, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de Trabajo de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., y se valoren los alcances del mismo. **3.-** Instruir a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, para que una vez que, la Autoridad Reguladora sea notificada de la sentencia que resuelva la Acción de Inconstitucionalidad, interpuesta por el Consejero del Usuario de la Autoridad Reguladora, contra los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 98, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de Trabajo de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., proceda a rendir el criterio correspondiente, sobre el argumento 7, del recurso de apelación, interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A, contra la resolución RIE-059-2017. **4.-** Agotar la vía administrativa, salvo en lo referido al argumento 7. **5.-** Notificar a las partes, la presente resolución. **6.-** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía y a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, para lo que a cada una corresponda, tal y como se dispone.

- III. Que en la sesión ordinaria 37-2018, celebrada el 05 de junio de 2018, cuya acta fue ratificada el 12 de junio del mismo año; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 495-DGAJR-2018, de cita, acuerda dictar la presente resolución.

POR TANTO:

**LA JUNTA DIRECTIVA
DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

RESUELVE:

ACUERDO 05-37-2018

- I. Declarar sin lugar, el recurso de apelación, interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-059-2017, salvo en lo que respecta al argumento 7, referido a la Convención Colectiva de Trabajo.
- II. Posponer el conocimiento y resolución del argumento 7, hasta tanto la Sala Constitucional se pronuncie respecto a la Acción de Inconstitucionalidad, interpuesta por el Consejero del Usuario de la Autoridad Reguladora, contra los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 98, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de Trabajo de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., y se valoren los alcances del mismo.
- III. Instruir a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, para que una vez que, la Autoridad Reguladora sea notificada de la sentencia que resuelva la Acción de Inconstitucionalidad, interpuesta por el Consejero del Usuario de la Autoridad Reguladora, contra los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 98, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de Trabajo de la Compañía Nacional

de Fuerza y Luz S.A., proceda a rendir el criterio correspondiente, sobre el argumento 7, del recurso de apelación, interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A, contra la resolución RIE-059-2017.

- IV.** Agotar la vía administrativa, salvo en lo referido al argumento 7.
- V.** Notificar a las partes, la presente resolución.
- VI.** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía y a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, para lo que a cada una corresponda.

NOTIFÍQUESE.

- b) En cuanto a recomendación adicional contenida en el oficio 495-DGAJR-2018.**

El señor **Roberto Jiménez Gómez** indica que, el oficio 495-DGAJR-2018 la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, contiene una recomendación adicional en el sentido de instruir a la Intendencia de Energía para que, a la luz de lo dispuesto en el acuerdo N° 10-02-2017 de la Junta Directiva, realice un análisis y recomendación sobre la compatibilidad de lo dispuesto en el artículo 26 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos.

Someta a votación la recomendación adicional y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los votos de los miembros presentes:

ACUERDO 06-37-2018

Instruir a la Intendencia de Energía, para que a la luz de lo dispuesto en el acuerdo N° 10-02-2017 de la Junta Directiva, realice un análisis y recomendación a la Junta

Directiva, sobre la compatibilidad de lo dispuesto en el artículo 26 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos (Decreto N° 29847-MP-MINAE-MEIC), con la autonomía y competencias atribuidas a la Autoridad Reguladora.

ARTÍCULO 7. Recurso de apelación interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), contra la resolución RIE-060-2017. Expediente ET-019-2017.

La Junta Directiva conoce el oficio 525-DGAJR-2018 del 14 de mayo de 2018, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio en torno al recurso de apelación interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), contra la resolución RIE-060-2017. Expediente ET-019-2017.

Los señores **Oscar Roig Bustamante** y **Henry Payne Castro** explican los antecedentes, análisis por la forma y el fondo, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el recurso, sobre la base de lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con el oficio 525-DGAJR-2018, el señor **Roberto Jiménez Gómez** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los votos de los miembros presentes:

a) En cuanto al recurso de apelación:

RESULTANDO:

- I. Que el 27 de julio de 2015, la Junta Directiva, mediante la resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance Digital N° 63, a La Gaceta N° 154 del 10 de agosto de 2015, aprobó la “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución*”

de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural (OT-088-2015).

- II. Que el 31 de marzo de 2017, la CNFL, presentó la solicitud para ajustar las tarifas vigentes del servicio de distribución eléctrica que presta (folios 1 al 41).
- III. Que el 28 de abril de 2017, la Intendencia de Energía (IE), mediante el oficio 0511-IE-2017, otorgó la admisibilidad a la solicitud tarifaria, presentada por la CNFL. Además, solicitó a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU), la convocatoria a audiencia pública (folios 49 al 51).
- IV. Que el 15 de mayo de 2017, se publicó la convocatoria a audiencia pública, en el Alcance Digital N.º 103, a La Gaceta N.º 90 (folios 63 al 65).
- V. Que el 16 de mayo de 2017, se publicó la convocatoria a audiencia pública, en los periódicos de circulación nacional: La Teja y Diario Extra (folios 66 y 67).
- VI. Que el 8 de junio de 2017, se realizó la audiencia pública, según consta en el acta N.º 36-2017 (folios 400 al 428).
- VII. Que el 14 de junio de 2017, la DGAU, mediante el oficio 1867-DGAU-2017, emitió el informe de oposiciones y coadyuvancias (folios 461 y 462).
- VIII. Que el 7 de julio de 2017, la IE, mediante la resolución RIE-060-2017, publicada en el Alcance Digital N° 173, a La Gaceta N° 135, del 17 de julio del 2017, entre otras cosas, resolvió:
“(…)

I. Suspender la aplicación de los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 96, 98, 103, 106, 109 y 110 de la convención colectiva de la CNFL, hasta tanto la

Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia no se pronuncie sobre la acción de inconstitucionalidad interpuesta por el Consejero del Usuario de la Aresep contra los artículos de la convención colectiva citada.

(...)

II. Fijar la tarifa del sistema de distribución que presta la CNFL a partir del 1 de octubre del 2017, de la siguiente manera: (...)

(...)” (folios 562 al 655).

- IX.** Que el 18 de julio de 2017, la CNFL, presentó recurso de revocatoria con apelación en subsidio, contra la resolución RIE-060-2017 (folios 656 al 752).
- X.** Que el 21 de setiembre de 2017, la IE, mediante la resolución RIE-102-2017, resolvió, entre otras cosas, lo siguiente:

“(...)

I. Acoger parcialmente el recurso de revocatoria interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), contra la resolución RIE-060-2017 del 7 de julio de 2017, únicamente en cuanto al primer argumento de esta resolución referente a la liquidación de mercado: monto calculado, pero no reconocido por concepto de liquidación de las variables de mercado 2016.

II. Como consecuencia de lo anterior, se procede a fijar las siguientes tarifas para el sistema de distribución de CNFL y a partir del primero de octubre de 2017: (...)

(...)” (folios 755 al 782).

- XI. Que el 27 de setiembre de 2017, la CNFL, presentó su expresión de agravios (folios 783 al 789).
- XII. Que el 2 de octubre de 2017, la IE, mediante el oficio 1465-IE-2017, emitió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP (folios 790 al 792).
- XIII. Que el 3 de octubre de 2017, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el memorando 738-SJD-2017, remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), el recurso de apelación, interpuesto por la CNFL, contra la resolución RIE-060-2017 (folio 793).
- XIV. Que el 14 de mayo de 2018, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, mediante el oficio 525-DGAJR-2018, emitió criterio jurídico sobre el recurso de apelación y la gestión de nulidad absoluta interpuestos por la CNFL, contra la resolución RIE-060-2017.
- XV. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 525-DGAJR-2018 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

“[...]”

II. ANÁLISIS POR LA FORMA

1. Naturaleza

El recurso interpuesto contra la resolución RIE-60-2017 es el ordinario de apelación, al cual le resulta aplicable, lo dispuesto en los artículos del 342 al 352 de la LGAP.

2. Temporalidad

La resolución recurrida fue notificada el 13 de julio de 2017 (folios 646, 654 y 655) y la impugnación fue planteada el 18 de julio de 2017 (folios 656 y 705).

Conforme a los artículos 240 inciso 1), 256 inciso 3) y 346 inciso 1) de la LGAP, el recurso de apelación debe interponerse en el plazo de tres días hábiles, contados a partir de la comunicación del acto administrativo en cuestión, plazo que vencía el 18 de julio de 2017.

Del análisis comparativo entre la fecha de notificación del acto y la de la interposición del recurso, con respecto al plazo de tres días hábiles para recurrir, otorgado por ley, se concluye que la impugnación fue interpuesta dentro del plazo legalmente establecido.

3. Legitimación

Respecto de la legitimación activa, cabe indicar que la CNFL, es parte en el procedimiento -por lo que está legitimada para actuar en la forma en que lo ha hecho- de acuerdo con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 7593, en concordancia con los artículos 275 y 342 de la LGAP.

4. Representación

El recurso de apelación fue interpuesto por el señor Víctor Julio Solís Rodríguez, en su condición Gerente General con facultades de apoderado general sin límite de suma de la CNFL, según se desprende de la certificación notarial de personería jurídica, visible a folios 36 y 37.

Dicho todo lo anterior, se concluye que el recurso de apelación, interpuesto por la CNFL, contra la resolución RIE-060-2017, resulta admisible, por haber sido interpuesto en tiempo y forma.

(...)

IV. ANÁLISIS POR EL FONDO

En cuanto a los argumentos de inconformidad de la recurrente, este órgano asesor, procede a realizar las siguientes valoraciones:

1. Reconocimiento de ₡7603,3 millones de colones del rubro Análisis de Mercado (folios 657 al 660).

La recurrente indicó que la Aresep omitió reconocerle "...una liquidación del año 2016 sobre las variables de mercado dando como resultado que se debe reconocer a CNFL un monto de ₡ 7603,3 millones de colones; no obstante, al analizar el Anexo N°4 del Estudio Técnico que observa en las partidas de ingresos una línea "Ajuste liquidación de Mercado" que no muestra el valor indicado antes." (folio 658).

Al respecto, de la resolución RIE-102-2017 -que resolvió el recurso de revocatoria-, se extrae que la IE dio la razón a CNFL y en consecuencia decidió "...incluir el monto de la liquidación en la estructura de costos sin combustible de CNFL para el mismo periodo de ajuste definido en la

resolución recurrida, que comprende del primero de octubre del 2017 hasta el 31 de diciembre 2018, implicando un ajuste en las tarifas del sistema de distribución del 1,93%.” (folio 757).

En relación con lo anterior, de los Por Tantos I y II, de la RIE-102-2017, se extrae que la IE resolvió:

“(…)

I. Acoger parcialmente el recurso de revocatoria interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), contra la resolución RIE-060-2017 del 7 de julio de 2017, únicamente en cuanto al primer argumento de esta resolución referente a la liquidación de mercado: monto calculado, pero no reconocido por concepto de liquidación de las variables de mercado 2016.

(…)” (Folio 775).

Adicionalmente, en referencia al ajuste en la estimación de ventas (ingresos), el Considerando I, de la resolución RIE-102-2017- que resolvió el recurso de revocatoria- indicó:

“(…)”

De esta forma los ingresos esperados por el sistema de distribución de la CNFL tendrían las siguientes modificaciones:

Cuadro No. 2
Sistema de Distribución, CNFL
Estimación de ventas anuales de energía a los abonados directos,
ingresos vigentes y propuestos por la IE (*).

2017 - 2018			
AÑO	VENTAS GWh	ING. VIG (millones ¢)	ING. PROP (millones ¢)
2017	3 478,5	292 758,3	294 278,5
2018	3 543,7	315 391,9	321 478,9

**_/Incluye Residencial, residencial horaria, general, preferencia, promocional y media tensión*

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía

Lo anterior modificaría el precio promedio de ventas de energía del sistema de distribución de la CNFL (incluyendo Alumbrado público) de ¢88,2 a ¢89,9 para el 2018.

(...)" (Folio 751).

Por lo anterior, como la pretensión de la recurrente fue satisfecha por la IE, en la resolución que resolvió el recurso de revocatoria, este órgano no entrará a analizar el fondo de este argumento.

2. Reconocimiento de la base tarifaria (folios 660 al 661).

En relación con el retiro de activos del sistema de distribución y en particular sobre los casos que señala la Intendencia de Energía, respecto a las cuentas 11408005 "Retiro Equipo de Oficina", 11408010 "Retiro Mobiliario General" y 11408015 "Retiro Equipo de medición", sobre las cuales indicó la Intendencia de Energía que la revaluación de los activos no puede ser de mayor costo, señala la CNFL sobre ese particular, que el valor al costo y la revaluación responden a bases de medición diferentes; uno es por la adquisición compra (compra) y otros por valor razonables (generalmente avalúos, etc.). Asimismo,

los activos muebles son valuados al costo. Por tanto, se solicita su reconocimiento tal y como fue presentado en la solicitud tarifaria.

Al respecto, la resolución RIE-102-2017-que resolvió el recurso de revocatoria- en el Considerando I, indicó:

“(…)

La CNFL solicita que se le reconozca el retiro de activos de las cuentas 11408005, 11408010 y 11408015, pues el valor de costo y la revaluación responden a bases de medición diferentes, uno es por adquisición y otro por valor razonable, según referencias de la normativa contable NIC 16

De acuerdo con el análisis realizado por la Intendencia de Energía, el retiro de activos para el año 2016 presentó ciertas inconsistencias en las siguientes cuentas:

Número de cuenta	Nombre de cuenta
11408005	Retiro equipo de Oficina
11408010	Retiro Mobiliario General
11408015	Retiro Equipo de Medición

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-019-2017.

Los valores detallados en el documento electrónico “CNFL-DX-ET-019-2017-05072017” adjunto en el CD de cálculos (folio 561) de la RIE-060-2017, el cual corresponde al análisis de las inversiones y que tomó como base la información presentada en el archivo “IE-RE-7794” correspondiente a retiros, donde demuestran que el valor del activo fijo al costo es menor que el gasto por depreciación, tal y como se puede observar en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 3
Sistema de Distribución, CNFL
Retiro de Activos
Programa Retiro de Activos 2015-2017
(millones de colones)

CUENTA	2016			
	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Retiro Terrenos	74,60	1.380,56	-	-
Retiro Mejoras a terrenos	6,25	0,56	0,47	0,05
Retiro Edificios	188,88	229,03	43,34	74,71
Retiro Subestaciones	4.879,76	4.580,41	1.795,31	1.746,97
Retiro Sistemas de Comunicación	-	-	-	-
Retiro Distribución	249,49	522,97	77,85	442,96
Retiro Medidores	86,66	121,75	30,39	91,74
Retiro Equipo de Oficina	40,07	-	56,61	-
Retiro Mobiliario General	28,00	-	67,49	-
Retiro Equipo de Medición	36,78	-	45,97	-
Retiro Equipo General	148,61	-	125,74	-
Retiro Vehículos	132,91	-	52,20	-
Retiro Equipo de Cómputo	280,11	-	229,36	-
Retiro Equipo de Comunicación	48,88	-	27,44	-
Retiro Vehículos Alum _Público	0,36	-	0,33	-
Retiro Equipo General	4,28	-	1,95	-
Retiro Vehículos	-	-	-	-
Retiro Equipo Oficina	-	-	-	-
Retiro de Medidores	-	-	-	-
Subtotal	6 205,65	6 835,29	2 554,46	2 356,44
TOTAL Retiros	6 205,65	6 835,29	2 554,46	2 356,44

Fuente: ET-019-2017. Hoja Electrónica "CNFL-DX-ET-019-2017-05072017"

A la luz de lo anterior, se evidencia un registro incorrecto del gasto por depreciación para las cuentas antes mencionadas ya que esta no debe superar su valor de adquisición, tal como se puede inferir de la NIC 16, la cual define como Activo al Costo: "... es el importe de efectivo o equivalentes pagados... para adquirir un activo en el momento de adquisición o construcción..." y Depreciación al costo como: "... es la distribución sistemática del importe depreciable de un activo a lo largo de su vida útil."

Adicionalmente, la información incluida por la CNFL en la etapa recursiva difiere de la información originalmente aportada en el expediente tarifario, la cual no fue analizada por este Ente Regulador, ya que no es el momento procesal oportuno para adjuntar nueva información.

(...)" (Folios 761 al 762).

A partir de lo indicado en la cita anterior, este órgano asesor procedió a realizar una verificación de la información remitida por la recurrente, sobre los retiros de activos, dentro de la solicitud de estudio tarifario para el sistema de distribución eléctrica. En donde en el folio digital 41, específicamente en la carpeta "CAP.4.INVERSIONES- 4.3 RETIROS" archivo de Excel "IE-RE-7794" pestaña "retiros", en donde para los grupos de activos correspondientes a equipo de oficina, mobiliario general y equipo de medición presentan un registro de depreciación acumulada mayor a su valor al costo.

Por otra parte, indicó la recurrente que esta situación se presenta por aspectos de revaluación de activos sobre estas categorías. Sin embargo, en dicho

archivo de Excel no se identificó un tratamiento contable por temas de revaluación, en concordancia con lo establecido en la Norma Internacional de Contabilidad 16 “Propiedad, planta y equipo”, la cual indica lo siguiente:

“(…)

35 Cuando se revalúe un elemento de propiedades, planta y equipo, el importe en libros de ese activo se ajustará al importe revaluado. En la fecha de la revaluación, el activo puede ser tratado de cualquiera de las siguientes maneras:

(a) el importe en libros bruto se ajustará de forma que sea congruente con la revaluación del importe en libros del activo. Por ejemplo, el importe en libros bruto puede reexpresarse por referencia a información de mercado observable, o puede reexpresarse de forma proporcional al cambio en el importe en libros. La depreciación acumulada en la fecha de la revaluación se ajustará para igualar la diferencia entre el importe en libros bruto y el importe en libros del activo después de tener en cuenta las pérdidas por deterioro de valor acumuladas; o

(b) la depreciación acumulada se elimina contra el importe en libros bruto del activo. El importe del ajuste de la depreciación acumulada forma parte del incremento o disminución del importe en libros, que se contabilizará de acuerdo con lo establecido en los párrafos 39 y 40.

(…)”

En ese sentido, es claro que tal y como lo indica la norma citada, tanto el valor de un activo como su depreciación, deben ser ajustados mediante los

métodos que se indican en la cita anterior (Método ajustado o re expresado), situación que no se evidencia en el documento aportado por la recurrente. Es así que, si la depreciación sufrió un incremento por un tema de revaluación, el valor del activo de igual forma debió sufrir una variación incremental por el ajuste del mismo, al valor de mercado que se haya definido para tal efecto.

Por otra parte, indicó la recurrente que, para mejor resolver, adjuntó como prueba a su gestión recursiva, un detalle auxiliar de retiros de activos fijos con el nombre de “Auxiliar Retiro de activos. xlsx”. Sin embargo, en el mismo, la totalidad de los datos de depreciación no corresponden a los datos presentados en el archivo IE-RE-7794 del estudio tarifario presentado por la CNFL, tal y como se describe en el siguiente detalle:

Descripción	Valor al costo	Depreciación costo
11408005 Equipo de oficina	40,07	21,94
11408010 Mobiliario general	28,00	10,73
11408015 Equipo de medición	36,78	6,70
Total general	104,85	39,37

Fuente: Elaboración propia a partir de auxiliar de retiros (Folio 704)

En virtud de lo anteriormente analizado, el detalle de retiros de activo presentado por la recurrente para el sistema de distribución eléctrica, contiene una inconsistencia en su presentación, ya que la depreciación acumulada de los activos correspondientes a las categorías de equipo de oficina, mobiliario general y equipo de medición, muestra un saldo mayor a su costo, sin presentarse evidencia de revaluaciones de activos a valor de mercado, ajustes, revelaciones u aclaraciones al respecto.

Así las cosas, considera este órgano asesor, que no lleva razón la recurrente, en cuanto a este argumento.

3. Reconocimiento del monto total de la deuda reportado (folios 661 al 669).

La CNFL argumentó su disconformidad, en cuanto a que se le reconoció únicamente un 19% del total de la deuda, asignado al sistema de distribución eléctrica.

Varios de los rubros que componen el total de la deuda, se originaron por los desfases tarifarios y las solicitudes de ajuste tarifario rechazadas, llevaron a la Administración de la CNFL, a tomar decisiones financieras con el propósito fundamental de adecuar la carga financiera, provocada por el manejo tarifario de los ajustes tarifarios, no reconocidos oportunamente.

Además, con el objetivo de mantener un servicio de calidad a los clientes, a pesar del desfase en la actualización de la tarifa de venta de energía, para cubrir en mayor costo de la compra de energía al ICE, provocó que los ingresos sean utilizados en la obras de inversión, operación y mantenimiento y pago del servicio de la deuda y que no se pudiese cancelar las facturas por compra de energía al ICE, con el paso del tiempo originó la constitución de los convenios de pago y su posterior reestructuración.

Por lo cual, solicita la CNFL, que se reconozca todo el monto de la deuda, reportado en la solicitud de ajuste tarifario para el sistema de distribución.

Al respecto, la resolución RIE-102-2017-que resolvió el recurso de revocatoria- en el Considerando I, indicó:

“(…)

Al respecto, al analizar la información aportada por la CNFL para el cálculo del nivel de rédito para el desarrollo (CAPM y WACC), y específicamente para determinar el costo de la deuda, se adjuntó una serie de obligaciones registradas en el sistema de distribución, de las cuales algunas de ellas corresponden a pagos por compras de energía, capital de trabajo y saldos por convenios con el ICE (créditos marcados en amarillo del siguiente cuadro).

Cuadro No. 4
Sistema de Distribución, CNFL
Cálculo de costo de la deuda, WACC
(millones de colones)

Información Servicio de la Deuda Al 31 Diciembre, 2016 Miles de Colones			ANALISIS SEGÚN ARESEP	
PRÉSTAMO	CONVERSION A %	SALDO EN Miles ₡	PONDERADO DEUDA	OBSERVACIONES
Convenios ICE Reestructuración Deuda	7,60%	25.566.000		Cancelación de Pasivos originado en montos pendientes de pago por concepto de compras de energía al ICE, por concepto de desfases tarifarios en los años 2014-2016
Instituto Crédito Oficial de España (ICO)	4,07%	11.393.519	464.109,30	Financiamiento al Sistema Alimentación Eléctrica Subterránea de San José
Bicsa \$ 3 Millones	8,52%	501.558		Financiar Requerimientos de C.N.F.L. (Capital de Trabajo).
Bicsa \$ 12 Millones 25%	8,00%	528.206		Financiar Requerimientos de C.N.F.L. (Capital de Trabajo).
BNCR Red Coronado	9,55%	3.028.658	289.267,13	Financiamiento para la Reconstrucción Subestación Coronado
Scotiabank Reestructuración Deuda	8,65%	4.434.000		Financiamiento para la cancelación de Saldos de Convenios del ICE
Banco Popular Reestructuración Deuda	7,35%	30.000.000		Cancelación de Pasivos originado en montos pendientes de pago por concepto de compras de energía al ICE, por concepto de desfases tarifarios en los años 2014-2015
TOTAL		75.451.941	753.376,43	
COSTO PONDERADO			5,22%	

Fuente: Propia con datos de CNFL.

Lo anterior tiene implicaciones en el porcentaje de rédito para el desarrollo y por ende en la tarifa final para dicho servicio, ya que las mismas no cumplen con las especificaciones establecidas en la metodología tarifaria vigente.

(...)” (Folios 763 al 764).

A partir de lo indicado en la cita anterior, este órgano asesor procedió a realizar una verificación de la información suministrada por la CNFL, en relación con el costo de la deuda para el sistema de distribución eléctrica. Donde a folio digital 41 en la carpeta “CAP.5 RÉDITO- 5.3 COSTO DEUDA”, documento de Excel “Formulario de IE-RE-7716 Reporte Costo de Deuda”, se encuentra el detalle de cada una de las operaciones de crédito, específicamente en la pestaña “Reporte deuda Distrib.2017” con la descripción de los destinos en la “columna O”.

Es así como para los créditos correspondientes a “Convenios ICE”, “Scotiabank de Costa Rica” y “Banco Popular”, la recurrente indicó que el destino de estos fondos corresponde a “Cancelación de Pasivos originado en montos pendientes de pago por concepto de compras de energía al ICE, por concepto de desfases tarifarios en los años 2014-2015” y “Financiamiento para la cancelación de saldos de convenios ICE por compra de energía”.

Asimismo, en el detalle del destino de los fondos de los créditos denominados “Bicsa (\$ 3 Millones)” y “Bicsa (\$ 12 Millones)”, se revela que son para financiar requerimientos de CNFL o capital de trabajo.

Finalmente, los créditos identificados “Instituto Crédito Oficial de España” y “B.N.C.R Red Coronado”, corresponden a las operaciones reconocidas por la IE, para el cálculo del nivel de rédito para el desarrollo establecido, mediante

la resolución recurrida -RIE-060-2017-, sobre las cuales indicó la recurrente son para el financiamiento al sistema de alimentación eléctrica subterránea de San José y la reconstrucción de la subestación de la localidad de Coronado, respectivamente.

A partir de la revisión citada anteriormente, se evidencia que los créditos no reconocidos por la IE, corresponden a operaciones para cubrir el capital de trabajo o para compras de energía, tal y como lo indicó la recurrente dentro de las justificaciones que presentó, como parte de la solicitud que realizó, específicamente en el rédito para el desarrollo.

Bajo esta misma línea de análisis, es importante traer a colación, lo establecido en la resolución RJD-139-2015 “Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica Brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”, la cual, en el Por Tanto I, indica lo siguiente:

“(…)

4. RÉDITO PARA EL DESARROLLO

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

El rédito para el desarrollo se obtiene mediante la aplicación de dos modelos:

- *Costo Promedio Ponderado del Capital (Weigh Average Cost of Capital, WACC por sus siglas en inglés)*
- *Modelo de Valoración*

(...)

5. BASE TARIFARIA

La base tarifaria se calcula como sigue:

$$BT = AFNORP + CT \text{ (Fórmula 32)}$$

Donde:

BT = Base tarifaria.

AFNORP = Activo fijo neto en operación revaluado promedio (ver fórmula 33).

CT = Capital de trabajo (ver fórmula 45).

(...)” (OT-088-2015).

En virtud de todo lo expuesto anteriormente, las justificaciones aportadas por la CNFL, para el cálculo del rédito para el desarrollo, evidencian que el saldo que compone el total de la deuda de dicha entidad, contiene operaciones que corresponden a capital del trabajo y compras de energía por convenios con el Instituto Costarricense de Electricidad. Además, es importante indicar, que tal y como se mencionó en la cita previa, el procedimiento de cálculo del rédito para el desarrollo, no contempla rubros por capital de trabajo, dado que estos se reconocen a través de la base tarifaria.

Así las cosas, considera este órgano asesor que no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

4. Compensación de vacaciones (folios 669 al 681, 783 al 784).

Indicó la recurrente, que todo importe que provenga de la compensación de vacaciones, se deberá calcular con el salario que ostenta el funcionario a partir del momento en que adquiriera su derecho al descanso.

Para los años 2017 y 2018, se proyectó el mismo monto que se aprobó en el presupuesto institucional de 2017. La distribución por sistema se realiza de acuerdo con los reales cancelados, en el año 2016. Por lo cual, se solicita reconocer lo relacionado con el pago de compensación de vacaciones de acuerdo con el método de cálculo que indica la CNFL para la información proyectada de los periodos 2017 y 2018.

Al respecto la resolución RIE-102-2017-que resolvió el recurso de revocatoria- en el Considerando I, indicó:

“(…)

El análisis realizado por la IE del comprobante de diario “Compensación de vacaciones (CD-09-05) fue realizado con base en la información aportada mediante el documento “CNFL DIST ET-019-2017\CAP.7 ANALISIS FINANCIERO\7.2 JUSTIFICACION GASTOS\7.2.4 GASTOS\Comercializacion” el archivo “IE-RE-7713 Informe Gastos Comerc.”.

De acuerdo con la información incorporada en el expediente ET-018-2017 y ET-019-2017, se evidencia que la CNFL no aportó el rubro correspondiente a compensaciones de vacaciones para el 2016, aun cuando, este año es considerado el valor “base” para realizar la proyección de los años 2017 y 2018.

Para el caso del año 2017, la CNFL presentó para dicha partida lo siguiente: un gasto recurrente por un monto de ¢176.972.874,26, un gasto no recurrente por ¢0,0 y en la columna total para ese mismo año (casilla AD36) viene el espacio en blanco. Razón por la cual, no fue considerada en el presente análisis tarifario, ya que a la IE no le corresponde completar formularios, identificar si es un gasto recurrente o no, y asumir el riesgo de trasladar al usuario un monto que no tiene justificación.

Adicionalmente, a lo anterior, la CNFL no vinculó ni aportó la justificación del porque en el 2016 no registra dicho gasto y en el 2017 se proyectó como un gasto tarifario recurrente de ¢176 millones, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 5
Sistema de distribución, CNFL
Gasto por compensación de vacaciones
Cifras en millones de colones

Cifras en millones de colones		AB	AC	AD	AE	AF
		Instructivo			Otros	0,00%
Año 2017 (02 CNFL)						
N° cuenta	Nombre de cuenta	Gastos Tarifarios - Recurrentes	Gastos Tarifarios no recurrentes	Total 2017	Justifica Si/No	Ref./ Obs.
36	CD-09-05 COMPENSACIÓN DE VACACIONES	¢ 176.972.874,26				

Fuente. Intendencia de Energía, Aresep.

Para el año 2018, el mismo archivo presenta la celda AM36, en la cual no se totaliza (Total 2018), aun cuando se incluye como un gasto tarifario recurrente para dicho periodo, tal y como se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 6

Sistema de generación, CNFL
Gasto por compensación de vacaciones
Cifras en millones de colone

A		B		C		AK	AL	AM	AN	AO
18	aresepenergía		s de colones		Instructivo				Otros	0,00%
19										
20							Año 2018 (02 CNFL)			
21	N° cuenta	Nombre de cuenta				Gastos Tarifarios - Recurrentes	Gastos Tarifarios no recurrentes	Total 2018	Justifica	Ref./ Obs.
22									Si/No	
36	CD-09-05	COMPENSACIÓN DE VACACIONES				₡ 176.972.874,26				

Fuente. Intendencia de Energía, Aresep.

En el archivo “Inf. Gastos-Dir.Comerc” no se justificó la variación del gasto para el 2017 y 2018 en comparación al periodo 2016. A su vez el archivo “Explicación Matriz 2016-2018” pagina 33 la empresa indicó que para el año 2017 y 2018 se proyectó el mismo monto que se aprobó en presupuesto institucional 2017 y la distribución por sistema es de acuerdo a lo cancelado en el 2016 y se adjunta el siguiente cuadro, el cual no es congruente con lo reportado en el archivo IE-RE-7713 correspondiente al “Informe Gastos Comerc”, dado que el 2016 la empresa no está incorporando el monto cancelado, tal y como se detalle a continuación:

Cuadro No. 7

Sistema de generación, CNFL
Gasto por compensación de vacaciones por actividad
Cifras en millones de colones

COMPENSACION DE VACACIONES AÑO 2017 - 2018				
Sistema	Compensación de Vacaciones 2016	%	Año 2017	Año 2018

Generación	112.639.200,50	22,68	181.477.947,49	181.477.947,49
Distribución	102.058.901,20	20,55	164.431.564,06	164.431.564,06
Alumbrado Público	10.225.874,20	2,06	16.475.353,63	16.475.353,63
Administrativo	161.774.674,30	32,58	260.642.260,57	260.642.260,57
Comercialización	109.843.004,85	22,12	176.972.874,25	176.972.874,25
TOTAL	496.541.655,05	100	800.000.000,00	800.000.000,00

Fuente. Intendencia de Energía, Aresep.

Cuadro No. 8
Sistema de generación, CNFL
Gasto por compensación de vacaciones
Cifras en millones de colones

A		B		C		S		T		U		V	
18		aresepenergía		es de colones		Instructivo						Otros	
19										Año 2016 (02 CNFL)			
20		N° cuenta		Nombre de cuenta		Gastos Tarifarios - Recurrentes		Gastos Tarifarios no recurrentes		Total 2016		Justifica	
21												Si/No	
22													
36		CD-09-05		COMPENSACIÓN DE VACACIONES									

Fuente. Intendencia de Energía, Aresep.

De acuerdo con la información adicional solicitada mediante el oficio 572-IE-2017, se le solicitó a la CNFL:

“Para el registro de Compensación de vacaciones en administrativo, comercial y distribución, presentar metodología y cálculos usados en la proyección.”

Mediante el archivo “0572-IE-2017 RESPUESTA FINAL DISTRIB-COMERCIAL” de la página 194 a la 197 la empresa se justificó en relación a algunos artículos del código de trabajo el derecho para

compensar la diferencia de los días de vacaciones, pero no es congruente ya que indican que para el 2016 el monto fue de ¢109 millones de colones para la actividad comercial, pero en el archivo de la proyección no reportan un monto específico.

En la carpeta “RESPALDO PREG 13” del Anexo G, la empresa envió los cálculos en el archivo “Cálculos Comp Vac” pero no justificó la variación de ¢496 millones en el 2016 a ¢800 millones en el 2017 y 2018, y tampoco determinó el origen de los ¢800 millones que se aprobó en el presupuesto para el año 2017.

Adicionalmente, mediante el archivo “Comp de Vac 2016” la empresa envió el detalle de las vacaciones vendidas en el 2016 por cada sistema o actividad y dependencia, en el que la suma total de comercial asciende los ¢109 millones, el cual difiere de lo indicado en el archivo de proyección para el 2016.

Lo anterior se repite en distribución, como consta en el archivo “IE-RE-7713 GASTOS OPERACION-DISTRIB” y en generación en el archivo “IE-RE-7713 Informe GASTOS SG”. (Lo resaltado no es del original). (Folios 764 al 767).

(..)”

Cuadro No. 10

Sistema de generación, CNFL

Gasto por compensación de vacaciones

Cifras en millones de colones

COMPENSACION DE VACACIONES AÑO 2017 - 2018				
Sistema	Compensación de Vacaciones 2016	%	Año 2017	Año 2018
Generación	112.639.200,50	22,68	181.477.947,49	181.477.947,49
Distribución	102.058.901,20	20,55	164.431.564,06	164.431.564,06

Alumbrado Público	10.225.874,20	2,06	16.475.353,63	16.475.353,63
Administrativo	161.774.674,30	32,58	260.642.260,57	260.642.260,57
Comercialización	109.843.004,85	22,12	176.972.874,25	176.972.874,25
TOTAL	496.541.655,05	100	800.000.000,00	800.000.000,00

Fuente. Intendencia de Energía, Aresep.

De acuerdo con lo anterior, y dado que la CNFL no incorporó en su proyección de gastos tarifarios recurrentes en el total 2017 y 2018, no aportó una justificación razonable de la variación del gasto de un periodo a otro, no determinó el origen del cálculo del monto a proyectar en el 2017 y 2018 y la información de respaldo presentó discrepancias entre lo reportado en el archivo IE-RE-7713, no se reconoce por parte de esta intendencia la solicitud planteada por la CNFL.

(...)” (Folio 768).

A partir de lo indicado en las citas anteriores, este órgano asesor procedió a realizar una verificación de la información aportada por la recurrente para justificar el gasto correspondiente a compensación de vacaciones, pero específicamente sobre el sistema de distribución eléctrica.

Es así, que en el folio digital 41, en la carpeta “CAP.7 ANALISIS FINANCIERO-7.2 JUSTIFICACIÓN DE GASTOS- 7.2.4 GASTOS-DISTRIBUCIÓN” archivo de Excel “IE-RE-7713-GASTOS OPERACIÓN DISTRIB” para los periodos 2017 y 2018, se adjuntó la siguiente información:

	A	B	C	AB	AC	AD	AE	AF
20				Año 2017 (02 CNFL)				
21		N° cuenta	Nombre de cuenta	Gastos Tarifarios - Recurrentes	Gastos Tarifarios no recurrentes	Total 2017	Justifica Si/No	Ref./Obs.
22								
37		CD-09-05	CD-09-5 COMPENSACIÓN DE VACACIONES	164 431,56				

	A	B	C	AL	AM	AN	AO	AP	
20				Año 2018 (02 CNFL)					
21		N° cuenta	Nombre de cuenta	Gastos Tarifarios - Recurrentes	Gastos Tarifarios no recurrentes	Total 2018	Justifica	Ref./ Obs.	
22							Si/No		
37		CD-09-05	CD-09-5 COMPENSACIÓN DE VACACIONES	164 431,56					

Fuente: ET-019-2019, folio 41.

Además, en lo que concierne al periodo 2016, el cual sirve de base para establecer la razonabilidad de las variaciones propuestas, no registra información al respecto tal y como se muestra en el detalle siguiente:

	A	B	C	S	T	U	V	W	
20				Año 2016 (02 CNFL)					
21		N° cuenta	Nombre de cuenta	Gastos Tarifarios - Recurrentes	Gastos Tarifarios no recurrentes	Total 2016	Justifica	Ref./ Obs.	
22							Si/No		
37		CD-09-05	CD-09-5 COMPENSACIÓN DE VACACIONES						

Asimismo, en la carpeta indicada en párrafos anteriores, se encuentra el archivo de Word, con el nombre de "Informe de Gastos 2015-2016 SD". Sin embargo, en dicho informe no se identificó una justificación para el asiento CD-905 "Compensación de Vacaciones", y el motivo por el cual, se utilizó el mismo monto en los periodos 2017 y 2018.

Según el análisis realizado por este órgano asesor, se evidencia que la CNFL no presentó una justificación válida en la documentación correspondiente al asiento de diario CD-905. Es así como, con relación a la justificación de la información presentada como parte de las peticiones tarifarias, es importante mencionar lo establecido en el artículo 33 de la Ley 7593:

"(...)

Artículo 33.- Justificación de las peticiones

Toda petición de los prestadores sobre tarifas y precios deberá estar justificada. Además, los solicitantes tendrán que haber cumplido con las condiciones establecidas, por la Autoridad Reguladora, en anteriores fijaciones o en intervenciones realizadas en el ejercicio de sus potestades antes de la petición.

(...)

Así también, al ser esta la partida de “Compensación de vacaciones” una provisión contable, la norma internacional de contabilidad N.º 37 denominada “Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes”, en cuanto a su reconocimiento establece en el párrafo 14, lo siguiente:

“(...

Debe reconocerse una provisión cuando se den las siguientes condiciones:

(a) una entidad tiene una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado;

(b) es probable que la entidad tenga que desprenderse de recursos, que incorporen beneficios económicos para cancelar tal obligación;

y

(c) puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación.

Si estas condiciones no se cumplen, no debe reconocer una provisión.

(...)

En conclusión, considera este órgano asesor que dentro del estudio tarifario presentado por CNFL, no se presentó una justificación válida que permita determinar la razón por cual para el periodo de 2018, se utilizó el mismo monto de compensación de vacaciones del periodo de 2017, por lo cual debido a la carencia de una justificación sobre la composición de la partida es que la IE, no reconoció dicho gasto dentro de la tarifa establecida al sistema de distribución, mediante la resolución recurrida RIE-060-2017.

Además, que la recurrente no demostró la naturaleza de los elementos que componen esta partida, tal y como lo establece, tanto el artículo 33 de la Ley 7593 supra citado, en el ámbito regulatorio y en materia contable, tal como se indicó en el párrafo tras anterior, la norma NIC 37 establece que, para su reconocimiento, es estrictamente necesario que la provisión como tal, se encuentre debidamente justificada.

Así las cosas, considera este órgano asesor que no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

5. Gastos de operación y mantenimiento (folios 681 al 685).

En cuanto a la acumulación de faltante por cajeros, estimación por incobrables y estimación por retiros de obsolescencia los cuales se registran mediante el CD-01-03, la recurrente solicita que se reconozcan, ya que son operaciones que forman parte de la operación normal de la empresa y de la estructura operativa de la CNFL.

Al respecto, la resolución RIE-102-2017-que resolvió el recurso de revocatoria- en el Considerando I, indicó:

“(...)

Al respecto la Intendencia de Energía al analizar la información aportada por la petente, determinó que lo aportado fue una estimación de los activos que serían retirados por obsolescencia. En este sentido, la IE ha sido clara en definir que sólo se reconocerán en las estimaciones tarifarias aquellos retiros reales de activos por obsolescencia, no así estimaciones.

(...)” (Folio 768).

Bajo esta misma línea de análisis, es importante señalar lo establecido en el Por Tanto I, de la resolución RJD-135-2015 –Metodología para Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio Remunerado de Personas, Modalidad Autobús - específicamente en la sección VII. Definición de la Metodología Tarifaria, punto 1. Modelo General:

“(...)

Los costos y gastos de operación, mantenimiento y administrativos; la base tarifaria y el rendimiento sobre la base tarifaria, se calculan primeramente a partir de valores observados o reales para el periodo base t.

(...)”.

Asimismo, es criterio de este órgano asesor, que, en apego a lo establecido en la metodología tarifaria vigente, toda solicitud tarifaria y los cálculos de gastos de operación y mantenimiento, deben realizarse sobre una base histórica real, y no sobre una base de estimaciones contables. Por ejemplo, el

cálculo del gasto por incobrables, debe hacerse sobre el gasto real por incobrables, registrado en los estados financieros auditados y no por el monto de la estimación por incobrables.

De la misma forma, las estimaciones por obsolescencia de material, se deben realizar sobre una base histórica real y no, sobre una base contable de estimaciones, esto con el objetivo de poder realizar los análisis de variaciones requeridos, sobre gastos reales incurridos.

En consecuencia, considera este órgano asesor, que no lleva razón la recurrente, en cuanto a este argumento.

6. Reconocimiento incorrecto de las Licencias SINPE por parte de la IE en la resolución RIE-060-2017 (folios 685 al 686, folios 784 al 785).

Sobre las licencias SINPE, solicita la recurrente revisar el documento a la memoria de cálculo de la Intendencia de Energía denominado "ARESEP consolidado Lic y Software Final EXPEDIENTE.xlsx", la fórmula de la celda BN14, en donde para el año 2018, se aplicó para el monto total proyectado una división entre 3, ($\text{C}\$111.526.000/3 = \text{C}\$37.175.333,33$), siendo lo correcto el año completo para el 2018, es decir, $\text{C}\$111.526.000,00$.

*Se solicita el reconocimiento de $\text{C}\$74.350.667,00$ ($\text{C}\$37.175.333,33*2$) ya que, según el análisis realizado, se está considerando para el 2018 el monto de un trimestre, siendo lo correcto el pago anual de dicha licencia.*

Sobre lo argumentado por la recurrente en el enunciado anterior, este órgano asesor procedió a realizar una revisión sobre las licencias SINPE, cuyo detalle se encuentra contenido en el archivo indicado por la recurrente como

“ARESEP consolidado Lic y Software Final EXPEDIENTE.xlsx”, del estudio tarifario realizado por la IE, para el sistema de distribución, en el folio 561 del expediente tarifario ET-019-2017.

Es así como, en la pestaña “Proy Lic 5 sistas-Analisis” en la fila 14, se encuentra el detalle de las Licencias SINPE, sobre las cuales indicó la recurrente, que en el año 2018, se le reconoció únicamente la porción correspondiente a un trimestre. Sin embargo, no es correcto el razonamiento realizado en su argumento, dado que al realizar una revisión del periodo de vigencia, se denota en que la celda G14 que va de enero de 2017 a diciembre de 2019 (3años). Tal y como se muestra en el siguiente detalle:

	A	B	C	F	G	J	K	L	M
10								CNFL	
11	Gasto Recurrente	Cuenta	Descripción del Software y de la licencia	Detalle	PERIODO DE VIGENCIA	MONTO COLONES	EVIDENCIA EN CARPETA EVIDENCIAS CONSULTAS ARESEP 8F Y 10F	FECHA ESTIMADA DE ADQUISICION O RENOVACION	FECHA ESTIMADA VENCIMIENTO
12									
13									
14	x	1615010311	Licencia Sistema SINPE.	Sinpe	Enero 2017 - Diciembre 2019	€111.526.000,00	CP-751 SINPE-12-2016 correo electrónico y Directriz 01-2016.	Octubre 2018	Diciembre 2019

Fuente: Folio 561 ET-019-2017

Considerando lo anterior, la operación aritmética realizada por la recurrente, en la cual divide el monto total de las licencias entre 3 ($€111.526.000,00/3=€37.175.333,33$), aduciendo que este es el monto solo un trimestre, resulta incorrecta ya que este monto corresponde al monto de un periodo completo, dado la vigencia de las licencias, tal y como se indicó anteriormente es por 3 años. Es por tal razón, que la IE, en el estudio tarifario realizado reconoció, en la resolución recurrida, para los periodos 2017 (celda AX) y 2018 (celda BN), un monto de $€37.175.333,33$.

Así las cosas, considera este órgano asesor que no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

7. Reconocimiento del CD-26, como parte de los gastos administrativos del sistema de distribución eléctrica (folios 686 al 689, 785 al 787).

La recurrente argumentó que el comprobante de diario CD-26 tiene como fin registrar notas de débito y crédito de bancos, producto de pagos realizados por la adquisición de bienes y servicios en el extranjero y trámites diversos ejecutados por concepto de manejo de cuentas bancarias, transferencias entre cuentas, transporte de valores, pago de pensiones alimentarias, embargos, depósitos judiciales por ejecución de sentencias, indemnizaciones entre otros.

Además, señaló la CNFL, que estos gastos se caracterizan por ser recurrentes y son producto de la operación de la Institución. Por tanto, solicita reconsiderar el dictamen dado en cuanto al reconocimiento de estos gastos, contemplados en este comprobante e incorporarlos en la estructura de gastos para el componente denominado tarifa.

Sobre este punto, la resolución RIE-102-2017-que resolvió el recurso de revocatoria- en el Considerando I, indicó:

“(…)

Al respecto se le indica al petente (sic) que la Intendencia de Energía realizó el análisis de la justificación y validación de los rubros solicitados para el periodo 2017 y 2018, según el expediente tarifario ET-019-2017. En este sentido, cabe indicar que el monto del gasto asociado al “Registro de transacciones bancarias por

conceptos diarios” para el periodo señalado, presenta ciertas inconsistencias, respecto al comportamiento de dicho gasto en peticiones tarifarias anteriores, ya que el mismo no ha sido reconocido como resultado de la ausencia de datos históricos que demuestren la veracidad del gasto.

(...)” (Folios 770 al 771).

A partir de lo indicado en la cita anterior, este órgano asesor procedió a cotejar las justificaciones aportadas por la CNFL, sobre el gasto mediante el CD-26 denominado “Registro transacciones bancarias (tef, notas débito y crédito) por conceptos varios”, donde a folio digital 41, en la carpeta CAP.7 ANALISIS FINANCIERO-7.2 JUSTIFICACIÓN DE GASTOS- 7.2.4 GASTOS-DISTRIBUCIÓN” archivo Word “INFORME GASTOS 2015-2016 SD” para los periodos 2017 y 2017, se adjunta la justificación aportada por la recurrente:

“(...

El comprobante de diario CD-26 representa todas aquellas transacciones que se realizan en dólares, transferencias y que son tramitadas directamente por la Unidad Financiera, además de algunos trámites que realiza dicho dependencia (SIC) con los bancos.

La variación obedece al registro de la pérdida generada por la disposición de activos por retiro, en este caso por la venta de las subestaciones que la CNFL le hizo al Instituto Costarricense de Electricidad - ICE, mediante actualización del valor en libros realizados en noviembre 2016, según avalúos realizados por ingenieros del ICE y CNFL durante los periodos 2015 y 2016, sobre

los cuales seguidamente se adjunta la evidencia documental correspondiente, facilitada por el Área de Contabilidad de CNFL.

(...)” (Folio 41).

Posteriormente, la recurrente mediante la presentación del recurso de apelación, señaló que los rubros que componen dicho asiento de diario (folio 688), obedecen a depósitos judiciales por ejecuciones de sentencia (código de dependencia 5325), gastos por trámite de servicios de custodia de medios magnéticos, licencias y soporte técnico de software (código de dependencia 5320) y otros gastos administrativos por concepto de pago de indemnizaciones, producto de procesos legales.

En ese sentido, las justificaciones brindadas por la recurrente en la petición tarifaria con respecto a las aportadas en el recurso de apelación contra la resolución recurrida RIE-060-2017-que fijó tarifa-, contienen una serie de incongruencias en cuanto a la naturaleza de los rubros que componen el asiento de diario CD-26, dado que en un caso se indica únicamente que son por transferencias de la unidad financiera y por venta de activos, mientras que en el otro, ya se menciona que es por pago de licencias, indemnizaciones y procesos judiciales.

Asimismo, en cuanto a las justificaciones aportadas por la recurrente en cuanto al pago de licencias, indemnizaciones y procesos judiciales, no se adjuntan contratos o descripciones de las licencias que se cancelan. En el caso de los procesos judiciales e indemnizaciones, no se presentó un detalle de los procesos judiciales que se encuentren en proceso de ejecución para determinar los montos a cancelar a terceros, establecidos por el tribunal respectivo.

Es importante recordar que toda petición tarifaria, debe estar debidamente justificada tal y como lo establece el artículo 31 de la Ley 7593, aspecto que ha sido mencionado en apartados anteriores del presente criterio.

En conclusión, las justificaciones en relación con el CD-26, son insuficientes para determinar la naturaleza y razonabilidad de los rubros que componen dicho asiento de diario. Además, de que se presentan incongruencias entre las explicaciones aportadas en la solicitud tarifaria (folio 41) y las justificaciones aportadas sobre este argumento (folios 686 al 689).

En virtud de lo anterior, considera este órgano asesor que no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

8. Convención colectiva de trabajo (folios 689 al 697).

La CNFL solicitó dejar sin efecto el Por Tanto I de la resolución recurrida (RIE-060-2017), referido a suspender la aplicación de los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 96, 98, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de la CNFL, hasta tanto la Sala Constitucional se pronuncie, sobre la acción de inconstitucionalidad, interpuesta por el Consejero de Usuario de la Aresep, contra los artículos de dicha convención colectiva.

Sobre este argumento, se le indica a la recurrente, que mediante la resolución de las 14:59 horas del 4 de julio de 2017 (expediente judicial N.°17-010464-007-CO), la Sala Constitucional, dispuso:

“Se da curso a la acción de inconstitucionalidad (...) para que se declaren inconstitucionales los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 96, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de Trabajo de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, Sociedad Anónima (...).

(...)

*Efectos jurídicos de la interposición de la acción: Se recuerdan los términos de los artículos 81 y 82 de la Ley de la Jurisdicción Constitucional que disponen lo siguiente 'Si el Presidente considerare cumplidos los requisitos de que se ha hecho mérito, conferirá audiencia a la Procuraduría General de la República y a la contraparte que figure en el asunto principal, por un plazo de quince días, a fin de que manifiesten lo que estimen conveniente. Al mismo tiempo dispondrá enviar nota al tribunal u órgano que conozca del asunto, para que no dicte la resolución final antes de que la Sala se haya pronunciado sobre la acción, y ordenará que se publique un aviso en el Boletín Judicial, por tres veces consecutivas, **haciendo saber a los tribunales y a los órganos que agotan la vía administrativa que esa demanda ha sido establecida, a efecto de que en los procesos o procedimientos en que se discuta la aplicación de la ley, decreto, disposición, acuerdo o resolución, tampoco se dicte resolución final mientras la Sala no haya hecho el pronunciamiento del caso.** Si la acción fuere planteada por el Procurador General de la República, la audiencia se le dará a la persona que figure como parte contraria en el asunto principal.'*, 'Artículo 82. **En los procesos en trámite no se suspenderá ninguna etapa diferente a la de dictar la resolución final**, salvo que la acción de inconstitucionalidad se refiera a normas que deban aplicarse durante la tramitación.' (No consta en autos) (El destacado no está en el original).

En consecuencia, la Aresep se encuentra impedida para resolver las cuestiones vinculadas a la Convención Colectiva de la CNFL, no solo por lo

dispuesto en la resolución de las 14:59 horas del 4 de julio de 2017, de la Sala Constitucional, sino también en razón de lo establecido por las normas transcritas en dicha resolución; por lo que, si la Aresep desacatará dichas disposiciones, podría incurrir en el delito de desobediencia, tipificado en el artículo 314 del Código Penal.

En virtud de lo anterior, es criterio de este órgano asesor, que la Junta Directiva debe posponer el conocimiento y resolución del presente argumento, hasta tanto la Sala Constitucional se pronuncie respecto a la Acción de Inconstitucionalidad, interpuesta por el Consejero del Usuario de la Autoridad Reguladora, contra los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 96, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de Trabajo de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., que se tramita en el expediente judicial N.º 17-010464-007-CO, y se valoren los alcances del mismo; toda vez, que la recurrente pretende que se le reconozcan tarifariamente, costos asociados a dicha Convención Colectiva.

9. Inicio de la vigencia del incremento tarifario (folios 697 al 699, 787 al 788).

La recurrente argumentó que la decisión en cuanto a que la vigencia del incremento tarifario sea a partir del 1 de octubre del 2017, en lugar a partir de la fecha de su publicación en el diario oficial La Gaceta, le deja en indefensión y atenta contra su equilibrio financiero.

En su expresión de agravios, señaló la recurrente, que la IE, en la resolución RIE-101-2017 —que resolvió el recurso de revocatoria contra la resolución RIE-059-2017— indicó, que no se ha formalizado en la fecha de vigencia de los ajustes ordinarios de tarifas del servicio de electricidad, de tal manera que la empresa regulada cuente con parámetros objetivos para determinar la

fecha de presentación de las solicitudes de ajuste tarifario, siendo que en esta dinámica debe imperar un equilibrio justo de intereses. Además, la recurrente alegó que en dicha resolución, la IE, expresó que “la Ley (sic) de la Autoridad Reguladora (Ley 7593), la metodología tarifaria vigente y resolución (sic) anteriores no han establecido una fecha específica a lo largo del año para la aplicación de un ajuste tarifario (fecha a partir del cual rige el ajuste tarifario)...”.

Además, en la misma expresión de agravios, la recurrente manifestó, que en la resolución RIE-058-2017, la IE, estableció un ajuste tarifario para una empresa distribuidora, en donde se indicó, que la entrada en vigor es a partir del 15 de julio de 2017, separándose de lo expuesto anteriormente por la IE.

Al respecto, se le indica a la recurrente, que el Por Tanto II de la resolución recurrida (RIE-060-2017), indicó:

“(...)

II. Fijar la tarifa del sistema de distribución que presta la CNFL a partir del 1 de octubre del 2017, de la siguiente manera:

(...)” (Folio 642).

A partir de lo indicado, cabe señalar, que si bien el artículo 34 de la Ley 7593 establece la posibilidad de que las tarifas o precios que fija esta Autoridad Reguladora puedan regir a partir “del momento en que lo indique la resolución correspondiente”, lo cierto es que la resolución recurrida (RIE-060-2017) no se motivó en cuanto a diferir la entrada en vigencia al 1° de octubre de 2017.

Ahora bien, —a pesar de la falta de fundamentación que, en principio, acarrearía la nulidad parcial de la resolución impugnada— se tiene que a la fecha de emisión de este criterio, la entrada en vigencia de las tarifas fijadas en la resolución recurrida (RIE-060-2017) ya se cumplió (1 de octubre de 2017), por lo que carece de interés declarar la nulidad del Por Tanto II de dicha resolución, en virtud de que desapareció la causa del conflicto (Sala Primera, resolución N° 900-F-S1-2011, del 11 de agosto de 2011, y en ese mismo sentido, se puede ver la sentencia N° 465-2009 del 7 de mayo de 2009 de la misma Sala), respecto a la entrada en vigencia de la resolución recurrida.

10. Cargo por desconexión y reconexión (folios 699 al 702).

La recurrente argumentó que, en la solicitud tarifaria presentada a la Aresep, el cargo por desconexión vigente es de Ø550,00, importe que no cubre los costos directos para atender la actividad. Además, llama la atención que la IE no se pronunciara mediante la resolución recurrida, ni tampoco solicitó aclaración o información adicional durante el análisis de la solicitud tarifaria.

Por lo tanto, solicita la CNFL que se ajuste el cargo por reconexión por un monto de Ø5.085,65, a partir del 17 de julio de 2017. Así también, establecer que para el año 2018 se aplique lo correspondiente a la inflación acumulada a diciembre de 2017 y ajustar de forma anual la tarifa de reconexión con la inflación acumulada.

Sobre este punto, la resolución RIE-102-2017 -que resolvió el recurso de revocatoria- en el Considerando I, indicó:

“(…)

Al respecto se le indica que el cargo por corta y reconexión no fue ajustado, ya que la petente no aportó la información de costos operativos, depreciación, administrativos recursos humanos y otros asociados a la actividad si se realiza con personal propio. Además, se debe aportar los ingresos generados por dicha actividad, que permita determinar el monto que requiere para equilibrar financieramente dicha actividad, así como la incidencia de cortas y las reconexiones en los años anteriores y las respectivas proyecciones.

En el caso que la actividad de corta y reconexión es realizada outsourcing, la petente debe de presentar los contratos respectivos, la justificación de los montos convenidos y la incidencia de cortas y las reconexiones en los años anteriores y las respectivas proyecciones.

En este sentido, para ajustar el cargo por corta y reconexión, de tal manera que el cargo pasa de ϕ 500 a ϕ 5000, requiere identificar y extraer dichos costos de la actividad de distribución e incorporarlos en este cargo respectivo. Es importante indicar que este cargo no puede ser indexado, tal y como lo solicita la petente, ya que lógica del cargo por corta y reconexión debe responder a las necesidades de dicha actividad en la prestación del servicio.

(...)" (folios 774 y 775).

En relación con lo indicado anteriormente, este órgano asesor verificó en el folio 41 la carpeta denominada "CAP 9 CARGO DE RECONEXIÓN", la cual contiene el archivo de Excel "Cálculo Tarifa por Desconexión y Reconexión 2017" y otro de Word con el nombre de "Justificación Tarifa de Reconexión

2017”, donde la CNFL realiza un análisis de algunos rubros como materiales, costos de desplazamiento, gastos por salarios y viáticos, órdenes por conexión y desconexión entendidas.

Sin embargo, tal y como lo indicó la IE, la CNFL no presenta las justificaciones sobre aspectos como la depreciación relacionada específicamente a los activos utilizados para tales efectos, los gastos administrativos asociados a la actividad, así como los contratos que requieren ser verificados para el caso de los contratos de outsourcing.

Asimismo, es importante traer a colación lo establecido en el artículo 14 incisos c) y d) de la Ley 7593:

“(…)

c) Suministrar oportunamente, a la Autoridad Reguladora, la información que les solicite, relativa a la prestación del servicio público.

d) Presentar, cuando la Autoridad Reguladora lo requiera, los registros contables de sus operaciones, conforme lo disponen esta ley y sus reglamentos.

(…)”

Es por ello, que ante la ausencia de algunos elementos requeridos para la IE, para el análisis de un eventual ajuste tarifario por desconexión y reconexión del servicio eléctrico, es que la misma consideró como insuficientes los elementos presentados por la recurrente para establecer una tarifa para el servicio indicado.

En consecuencia, considera este órgano asesor que no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

V. CONCLUSIONES

Sobre la base de lo arriba expuesto, se concluye que:

- 1. Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación, interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-060-2017, resulta admisible, por haber sido interpuesto en tiempo y forma.*
- 2. El rubro de ajuste de liquidación de mercado por ¢7603,3 millones de colones, fue reconocido por la Intendencia de Energía, mediante la resolución RIE-102-2017.*
- 3. El detalle de retiros de activo presentado por la recurrente para el sistema de distribución eléctrica, contiene una inconsistencia en su presentación, ya que la depreciación acumulada de los activos correspondientes a las categorías de equipo de oficina, mobiliario general y equipo de medición, muestra un saldo mayor a su costo, sin presentarse evidencia de revaluaciones a valor de mercado.*
- 4. Las justificaciones aportadas por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., para el cálculo del rédito para el desarrollo, evidencian que el saldo que compone el total de la deuda de dicha entidad, contiene operaciones que corresponden a capital del trabajo y compras de energía, por convenios con el Instituto Costarricense de Electricidad.*

5. *El procedimiento de cálculo del rédito para el desarrollo, no contempla rubros por capital de trabajo, dado que estos se reconocen a través de la base tarifaria.*
6. *La Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. no presentó una justificación válida, que permitiera determinar la razón por cuál, para el periodo 2018, se utilizó el mismo monto de compensación de vacaciones del periodo de 2017. Además, no demostró la naturaleza de los elementos que componen esta partida, tal y como lo establece, tanto el artículo 33 de la Ley 7593 así como la norma NIC 37, que dispone que para su reconocimiento, es estrictamente necesario que la provisión como tal, se encuentre debidamente justificada.*
7. *La solicitud de reconocimiento sobre los gastos de operación y mantenimiento, no fue calculada sobre una base histórica real, sino una base de estimaciones contables, lo cual no permite establecer el comportamiento sobre estas partidas.*
8. *La Intendencia de Energía, mediante la resolución recurrida, reconoció el gasto de licencias SINPE de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. para los periodos 2017 y 2018 en función de un monto anual de ¢37.175.333,33, dado que la vigencia de las mismas es un periodo de tres años.*
9. *Si bien el artículo 34 de la Ley 7593, establece la posibilidad de que las tarifas o precios que fija esta Autoridad Reguladora puedan regir a partir “del momento en que lo indique la resolución correspondiente”, lo cierto es que la resolución recurrida (RIE-060-2017) no se motivó en cuanto a diferir la entrada en vigencia al 1° de octubre del 2017; carece de interés declarar la nulidad del Por Tanto II de dicha resolución, en virtud*

de que desapareció la causa del conflicto, respecto a la entrada en vigencia de la resolución recurrida.

- 10.** *La Aresep se encuentra impedida para resolver las cuestiones vinculadas a la convención colectiva de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., no solo por lo dispuesto en la resolución de las 14:59 horas del 4 de julio de 2017, de la Sala Constitucional, sino también en razón de lo establecido los artículos 81 y 82 de la Ley 7135; por lo que, si la Aresep desacatara dichas disposiciones, podría incurrir en el delito de desobediencia, tipificado en el artículo 314 del Código Penal.*
- 11.** *La Junta Directiva debe posponer el conocimiento y resolución del argumento 8, hasta tanto la Sala Constitucional se pronuncie respecto a la Acción de Inconstitucionalidad, interpuesta por el Consejero del Usuario de la Autoridad Reguladora, contra los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 96, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de Trabajo de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., que se tramita en el expediente judicial N.º 17-010464-007-CO, y se valoren los alcances del mismo.*
- 12.** *Las justificaciones aportadas en relación con el asiento de diario CD-26, son insuficientes para determinar la naturaleza y razonabilidad de los rubros que componen dicho asiento de diario. Además de que se presentan incongruencias entre las explicaciones aportadas en la solicitud tarifaria y las justificaciones aportadas en el presente recurso de apelación.*
- 13.** *Debido a la ausencia de algunos elementos requeridos para la Intendencia de Energía para el análisis de un eventual ajuste tarifario por desconexión y reconexión del servicio eléctrico, es que la misma*

consideró como insuficientes los elementos presentados por la recurrente para establecer una tarifa para el servicio indicado.

[...]"

- II.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.-** Declarar sin lugar, el recurso de apelación, interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-060-2017, salvo en lo que respecta al argumento 8, referido a la Convención Colectiva de Trabajo. **2.-** Posponer el conocimiento y resolución del argumento 8, hasta tanto la Sala Constitucional se pronuncie respecto a la Acción de Inconstitucionalidad, interpuesta por el Consejero del Usuario de la Autoridad Reguladora, contra los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 98, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de Trabajo de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., que se tramita en el expediente judicial N.º 17-010464-007-CO, y se valoren los alcances del mismo. **3.-** Instruir a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, para que una vez que, la Autoridad Reguladora sea notificada de la sentencia que resuelva la Acción de Inconstitucionalidad, interpuesta por el Consejero del Usuario de la Autoridad Reguladora, contra los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 98, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de Trabajo de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., que se tramita en el expediente judicial N.º 17-010464-007-CO, proceda a rendir el criterio correspondiente, sobre el argumento 8, del recurso de apelación, interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A, contra la resolución RIE-060-2017. **4.-** Agotar la vía administrativa, salvo en lo referido al argumento 8. **5.-** Notificar a las partes, la presente resolución. **6.-** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía y a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, para lo que a cada una corresponda, tal y como se dispone.

- III. Que en la sesión ordinaria 37-2018 celebrada el 05 de junio de 2018, cuya acta fue ratificada el 12 de junio del mismo año; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 525-DGAJR-2018, de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

**LA JUNTA DIRECTIVA
DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
RESUELVE:**

ACUERDO 07-37-2018

- I. Declarar sin lugar el recurso de apelación interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-060-2017, salvo en lo que respecta al argumento 8, referido a la Convención Colectiva de Trabajo.
- II. Posponer el conocimiento y resolución del argumento 8, hasta tanto la Sala Constitucional se pronuncie respecto a la Acción de Inconstitucionalidad, interpuesta por el Consejero del Usuario de la Autoridad Reguladora, contra los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 98, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de Trabajo de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., que se tramita en el expediente judicial N.º 17-010464-007-CO, y se valoren los alcances del mismo.
- III. Instruir a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, para que una vez que, la Autoridad Reguladora sea notificada de la sentencia que resuelva la Acción de Inconstitucionalidad, interpuesta por el Consejero del Usuario de la Autoridad Reguladora, contra los artículos 11, 55, 56, 75, 76, 93, 94, 95, 98, 103, 106, 109 y 110 de la Convención Colectiva de Trabajo de la Compañía Nacional

de Fuerza y Luz S.A., que se tramita en el expediente judicial N.° 17-010464-007-CO, proceda a rendir el criterio correspondiente, sobre el argumento 8, del recurso de apelación, interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A, contra la resolución RIE-060-2017.

- IV. Agotar la vía administrativa, salvo en lo referido al argumento 8.
- V. Notificar a las partes, la presente resolución.
- VI. Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía y a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, para lo que a cada una corresponda.

NOTIFÍQUESE.

b) En cuanto a recomendación adicional contenida en el oficio 525-DGAJR-2018.

El señor **Roberto Jiménez Gómez** indica que, el oficio 525-DGAJR-2018 la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, contiene una recomendación adicional en el sentido de instruir a la Intendencia de Energía, para que a la luz de lo dispuesto en el acuerdo N° 10-02-2017 de la Junta Directiva, realice un análisis y recomendación sobre la compatibilidad de lo dispuesto en el artículo 26 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos.

Someta a votación la recomendación adicional y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los votos de los miembros presentes:

ACUERDO 08-37-2018

Instruir a la Intendencia de Energía, para que a la luz de lo dispuesto en el acuerdo N° 10-02-2017 de la Junta Directiva, realice un análisis y recomendación a la Junta Directiva, sobre la compatibilidad de lo dispuesto en el artículo 26 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos (Decreto N° 29847-MP-MINAE-MEIC), con la autonomía y competencias atribuidas a la Autoridad Reguladora.

A las doce horas y veinte minutos se retiran del salón de sesiones, los señores: Henry Payne Castro, Oscar Roig Bustamante y Daniel Fernández Sánchez.

ARTÍCULO 8. Recurso de apelación interpuesto por el señor Alexander Céspedes Calderón, en representación del señor Gerardo Adilio Madriz Morales, contra la resolución 921-RCR-2012 del Comité de Regulación. Expediente ET-086-2012.

La Junta Directiva conoce el oficio 533-DGAJR-2018 del 14 de mayo de 2018, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio en torno al recurso de apelación interpuesto por el señor Alexander Céspedes Calderón, en representación del señor Gerardo Adilio Madriz Morales, contra la resolución 921-RCR-2012 del Comité de Regulación.

La señora **Melissa Gutiérrez Prendas** explica los antecedentes, análisis por la forma y el fondo, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el recurso, sobre la base de lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con el oficio 533-DGAJR-2018, el señor **Roberto Jiménez Gómez** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los votos de los miembros presentes:

RESULTANDO

- I. Que el 25 de junio de 2011, el señor Gerardo Adilio Madriz Morales, solicitó ajuste en las tarifas de la ruta 341 (folios 1 al 76).
- II. Que el 2 de julio de 2012, mediante el oficio 614-DITRA-2012, la entonces Dirección de Servicios de Transportes (DITRA), solicitó al prestador del servicio, completar la información presentada (folio 84 al 86).
- III. Que el 30 de julio de 2012, el señor Gerardo Adilio Madriz Morales, presentó parte de la información solicitada (folios 87 al 130).
- IV. Que el 6 de agosto de 2012, mediante el oficio 782-DITRA-2012, el entonces DITRA, analizó la solicitud presentada (folios 155 al 159).
- V. Que el 23 de agosto de 2012, mediante la resolución 921-RCR-2012, el entonces Comité de Regulación, entre otras cosas, rechazó “ad portas” la solicitud de fijación tarifaria para la ruta 324 (folios 131 al 135).
- VI. Que el 10 de septiembre de 2012, el señor Alexander Céspedes Calderón, inconforme con lo resuelto, interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio, contra la resolución 921-RCR-2012 (folios 136 al 154).
- VII. Que el 4 de febrero de 2015, mediante el artículo 7.2, de la sesión ordinaria N.º 06-2015, la Junta Directiva del Consejo de Transporte Público (CTP), autorizó el traspaso del permiso de explotación de la ruta N.º 341, de Gerardo Adilio Madriz Morales a favor de la Cooperativa de Transportistas de Paraíso R.L.
- VIII. Que el 18 de diciembre de 2017, mediante la resolución RIT-099-2017, la Intendencia de Transporte, entre otras cosas, resolvió rechazar el recurso de revocatoria interpuesto (folios 168 al 176).

- IX. Que el 8 de enero de 2018, mediante el oficio 14-IT-2018, la Intendencia de Transporte emitió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP (folios 165 y 166)
- X. Que el 12 de enero de 2018, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el memorando 11-SJD-2018, trasladó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el recurso de apelación, interpuesto por el señor Gerardo Adilio Madriz Morales, contra la resolución 921-RCR-2012 (folio 167).
- XI. Que el 14 de mayo de 2018, la DGAJR, mediante el oficio 533-DGAJR-2018, emitió criterio jurídico sobre el recurso interpuesto.
- XII. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 533-DGAJR-2018 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

“[...]”

II. ANÁLISIS POR LA FORMA

a. Naturaleza

El recurso interpuesto contra la resolución 921-RCR-2012, es el ordinario de apelación, al cual se le aplican las disposiciones contenidas en los artículos del 342 al 352 de la LGAP.

b. Temporalidad

La resolución recurrida fue notificada al recurrente el 5 de setiembre de 2012 (folios 134 y 135) y el recurso fue planteado el 10 de setiembre de 2012 (folio 136).

Conforme a los artículos 240 inciso 1), 256 inciso 3) y 346 inciso 1) de la LGAP, el recurso de apelación debe interponerse en el plazo de tres días hábiles, contados a partir de la notificación del acto administrativo en cuestión, plazo que vencía el 10 de setiembre de 2012.

Del análisis comparativo entre la fecha de notificación del acto y la de la interposición del recurso, con respecto al plazo de tres días hábiles para recurrir, otorgado por ley, se concluye que la impugnación fue interpuesta en tiempo.

c. Legitimación

Respecto de la legitimación activa, cabe indicar, que el señor Gerardo Adilio Madriz Morales, se encuentra legitimado para actuar -en la forma en que lo ha hecho- de acuerdo con lo establecido en los artículos 30 de la Ley 7593, 275 y 342 de la LGAP.

d. Representación

El recurso de apelación fue interpuesto por el señor Alexander Céspedes Calderón, en su condición de apoderado generalísimo sin límite de suma del señor Gerardo Adilio Madriz Morales, de conformidad con la certificación visible a folio 26.

En cuanto al análisis de forma realizado, se concluye, que el recurso de apelación, interpuesto por el señor Alexander Céspedes Calderón en representación del señor Gerardo Adilio Madriz Morales, contra la resolución 921-RCR-2012, del entonces Comité de Regulación, resulta admisible, por haber sido interpuesto en tiempo y forma.

En todo caso, debe indicarse, que mediante el artículo 7.2., de la sesión ordinaria N.º 06-2015, de la Junta Directiva del CTP, dispuso, entre otras cosas: “3. Autorizar el traspaso del permiso de explotación de la ruta No. 341, descrita como Cartago-Barrio La Minita-Río Regado-Piedra Azul-y viceversa, de Gerardo Adilio Madriz Morales a favor de Cooperativa de Transportistas de Paraíso R.L., cédula jurídica 3-004- 061997.”

De acuerdo con lo transcrito, la ruta 341 —respecto de la cual el recurrente solicitó tarifa en este procedimiento— ya no es operada por el mismo.

A partir de lo indicado, conviene hacer referencia a la figura de falta de interés actual, en el entendido que la relevancia o interés de un proceso, está relacionado estrechamente con la posibilidad de que el fallo o la resolución final del procedimiento, actúe en la realidad, ya sea innovando o conservando una situación jurídica determinada, lo que se encuentra estrechamente relacionado con el objeto del proceso.

Sobre la falta interés actual, para solucionar un conflicto determinado, ha dispuesto la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, como interprete supremo en materia de legalidad, lo siguiente:

“(…)

*La doctrina entiende por **interés actual** la necesidad de tutela en que se encuentra una persona en concreto y que lo determina a solicitar la intervención del respectivo órgano jurisdiccional, con la finalidad de que resuelva el conflicto jurídico en el cual es parte. De tal manera, se puede decir, es la insatisfacción de un interés tutelado por el ordenamiento jurídico (interés legítimo) o un derecho subjetivo, lo que provoca el ejercicio del derecho a accionar y motiva la pretensión. Se ha dicho también, que es la utilidad derivada, para el titular de un derecho subjetivo o un interés legítimo, de la tutela jurisdiccional. Por ello, siendo imperioso, como se dijo, mantenerse durante el desarrollo de todo el proceso, cuando es necesario analizar su subsistencia, el juzgador debe hacer un juicio de utilidad, cotejando los efectos de la resolución judicial solicitada, con la utilidad que de tal pronunciamiento puede obtener quien la requiera. Si la falta de sentencia le produce daño o perjuicio a quien solicitó tutela, hay interés; si no lo ocasiona, no existe. Esto es así, por cuanto desaparece la causa del litigio, el conflicto de intereses.*

(...)” (Sala Primera, resolución N° 900-F-S1-2011, del 11 de agosto de 2011, y en ese mismo sentido, se puede ver la sentencia N° 465-2009 del 7 de mayo de 2009 de la misma Sala).

Con base en lo anterior, actualmente carece de interés actual la pretensión material del recurso de apelación, ya que la ruta 341 no es operada por el señor Gerardo Adilio Madriz Morales, lo cual ocasiona, que el objeto de la impugnación que acá nos ocupa, carezca de interés, por no existir esa necesidad actual de solucionar un conflicto determinado.

III. CONCLUSIONES

Sobre la base de lo arriba expuesto, se concluye que:

- 1. Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación, interpuesto por el señor Alexander Céspedes Calderón en representación del señor Gerardo Adilio Madriz Morales, contra la resolución 921-RCR-2012 del entonces Comité de Regulación, resulta admisible, por haber sido interpuesto en tiempo y forma.*
- 2. La relevancia o interés de un proceso, está relacionado estrechamente con la posibilidad de que el fallo o la resolución final del procedimiento, actúe en la realidad, ya sea innovando o conservando una situación jurídica determinada, lo que se encuentra estrechamente relacionado con el objeto del proceso.*
- 3. Actualmente, carece de interés actual la pretensión material del recurso de apelación, pues el señor Gerardo Adilio Madriz Morales no es el prestador de servicio de la ruta 341 —según el artículo 7.2., de la sesión ordinaria N.º 06-2015, de la Junta Directiva del Consejo de Transporte Público— lo cual ocasiona, que el objeto de la impugnación que acá nos ocupa, carezca de interés, por no existir esa necesidad actual de solucionar un conflicto determinado, por lo que lo procedente es, el archivo del recurso en cuestión.*

[...]”

- II.** Con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.-** Archivar el recurso de apelación, interpuesto por el señor Alexander Céspedes Calderón en representación del señor Gerardo Adilio Madriz Morales, contra la resolución 921-RCR-2012, dictada por el entonces Comité de Regulación, por carecer de interés actual, **2.-**

Dar por agotada la vía administrativa, **3.-** Notificar a las partes, la resolución que ha de dictarse, **4.-** Trasladar el expediente a la Intendencia de Transporte, para lo que corresponda, tal y como se dispone.

- III.** Que en la sesión ordinaria 37-2018 celebrada el 5 de junio de 2018, cuya acta fue ratificada el 12 de junio del mismo año; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 0533-DGAJR-2018, de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

**LA JUNTA DIRECTIVA
DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

RESUELVE:

ACUERDO 09-37-2018

- I.** Archivar el recurso de apelación, interpuesto por el señor Alexander Céspedes Calderón en representación del señor Gerardo Adilio Madriz Morales, contra la resolución 921-RCR-2012, dictada por el entonces Comité de Regulación, por carecer de interés actual.
- II.** Dar por agotada la vía administrativa.
- III.** Notificar a las partes, la presente resolución .
- IV.** Trasladar el expediente a la Intendencia de Transporte, para lo que corresponda.

NOTIFÍQUESE

A las doce horas y veinticinco minutos se retira del salón de sesiones, la señora Melissa Gutiérrez.

A las doce horas y veintisiete minutos ingresan al salón de sesiones, las señoras (es): Ricardo Matarrita Venegas, director general de la Dirección General de Estrategia y Evaluación; Guisella Chaves Sanabria y Conchita Villalobos Segura, funcionarias de esa Dirección. Además, ingresan los señores Enrique Muñoz Aguilar, Intendente de Transporte; Rodolfo Zamora Chaves, Director de la Dirección de Tecnologías de Información, y Esteban Castro Quirós, funcionario de esta Dirección, a participar en la presentación del tema objeto del siguiente artículo.

ARTÍCULO 9. Modificación presupuestaria ordinaria N° 4-2018.

La Junta Directiva conoce los oficios 192-DGEE-2018, 193-DGEE-2018 y 433-RG-2018, todos del 31 de mayo de 2018, mediante los cuales la Dirección General de Estrategia y Evaluación remite, para su aprobación, la modificación presupuestaria ordinaria N° 4-2018, por un monto de ¢ 185.5 millones, la cual contempla además una propuesta de modificación al Plan Operativo Institucional 2018.

La señora **Conchita Villalobos Segura** explica que, previo a exponer lo concerniente a la citada modificación; se debe considerar dos modificaciones al Plan Operativo Institucional 2018, relacionados con el programa de calidad para el transporte público remunerado de personas y el proyecto de generación en información y herramientas regulatorias para la mejora y el desarrollo de la regulación.

En cuanto a la modificación propuesta al programa de calidad para el transporte público remunerado de personas, señala que se origina por dos aspectos concretos:

- a) Atender solicitudes de validación de información y volumen de pasajeros, una vez que entre en vigencia la modificación en la metodología ordinaria aprobada por la Junta Directiva mediante el acuerdo 05-23-2018, lo cual implica una modificación por un monto de ¢ 20 millones.

- b) Dar cumplimiento al compromiso de pago para las contrataciones directas asociadas a la Contratación 2017CD-000042-Aresep “Estudios de cantidad de pasajeros movilizados”, en ejecución por la Universidad de Costa Rica, por un monto de ¢52,2 millones, y a la Contratación 2017CD-000041-Aresep “Estudio de monitoreo de cumplimiento de esquema operativo mediante GPS”, en ejecución por RACSA, por un monto de ¢51,2 millones.

Ante una consulta de la señora Xinia Herrera Durán respecto al programa de calidad para el transporte público, el señor **Enrique Muñoz Aguilar** explica que la metodología ya entró en vigencia; y los cambios que se hicieron establecen varias alternativas para validar la calidad del dato de pasajeros movilizados, esto para una fijación tarifaria.

Indica que se establecen cinco escenarios, dentro de los cuales se tiene uno que es validar la información de los sistemas de conteo de pasajeros (barras electrónicas). Los otros escenarios son las estadísticas, un estudio hecho por la Aresep; luego un estudio del Consejo de Transporte Público; y el final, que es, en caso de que no haya información, se calcula una demanda aproximada y en el transcurso de un año hay que hacer el estudio.

Comenta, además, que se debe validar las barras o las estadísticas, si no hay un estudio de referencia, hay que ir al campo a realizarlo. Esto sería una validación que se tendría que hacer de acuerdo con lo que establece la metodología. La Intendencia de Transporte lo que está haciendo es una previsión para lo que resta del 2018, con el propósito de llevar a cabo una contratación directa y salir al campo a realizar esas validaciones.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** comenta que, la idea con las barras electrónicas era no tener que validar esa información como se hace con los estudios de la Aresep; por lo tanto, si se estuviera solicitando presupuesto para hacer estudios de la Aresep no tendría ningún inconveniente; sin embargo, para los estudios de las barras electrónicas, no se necesita ir al campo a verificar porque se cuenta con la información de las estadísticas.

El señor **Roberto Jiménez Gómez** indica que el monto que se está presupuestando es simplemente para realizar estudios puntuales para verificar los datos que están entregando los empresarios. Además, desde el punto de vista técnico, cualquier dato estadístico está sujeto a análisis de verificación, estadístico o de campo.

El señor **Paolo Varela Brenes** explica que, lo que fue aprobado en la metodología, dentro de la sección para la determinación para el volumen mensual de pasajeros, en el punto a) se mencionan los mecanismos, los cuales explicó anteriormente el señor Enrique Muñoz, esto es: estudio técnico de validación de barras o sistema de conteo de pasajeros; un estudio técnico de validación de las estadísticas reportadas en el sistema de información regulatoria; estudios que sean realizados por la Aresep, o bien que los contrate; un estudio aprobado por la Junta Directiva del Consejo de Transporte Público, y ya en caso extremo, el volumen de pasajeros. Asimismo, en el inciso b), define los criterios; básicamente, se refiere a una validación estadística y a una validación en campo.

Ante una consulta de la directora Sonia Muñoz Tuk de quién define si es una validación en campo o escritorio, el señor **Paolo Varela** explica que se define según la metodología, la cual establece que se debe realizar un estudio de referencia anterior a los tres últimos años. En la actualidad, hay casos en los cuales se tendrá que hacer el estudio de campo y, una vez que se lleve a cabo, se verifica la información de las barras electrónicas o la información de las estadísticas; automáticamente esa

información de barras va a servir para validar en adelante y pasa a ser una validación de escritorio o una validación estadística.

Añade que, al principio, debería de haber una cantidad importante de solicitud de estudios y conforme se vayan validando las fuentes de información, va a ser incremental en el tiempo. La partida que se está solicitando en esta modificación, es para iniciar durante el segundo semestre con las contrataciones para llevar a cabo alrededor de 5 a 10 estudios de campo.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** manifiesta que la justificación que el señor Paolo Varela ha externado no está quedando clara como tal, respecto a lo que se está argumentando o justificado en el documento que se presenta de ajuste en la partida presupuestaria. Agrega que está de acuerdo en reforzar la partida; sin embargo, no con la justificación que se da para hacerlo. Por lo anterior, indica que desconoce si es un tema de la Intendencia de Transporte o de la documentación que prepara la Dirección General de Estrategia y Evaluación; pero, la explicación debe estar tal cual lo expuso el señor Paolo Varela.

El señor **Roberto Jiménez Gómez** explica que la justificación que se da es debido a que existe todo un procedimiento en la metodología, el cual define cuándo se tiene que hacer verificación de campo, según la explicación brindada por el señor Paolo Varela.

El señor **Enrique Muñoz Aguilar** agrega que, el monto que se está solicitando es porque la Intendencia de Transporte tiene que salir a hacer esas validaciones y si se dependiera sólo del personal interno, no se tendría la capacidad de atender lo que la metodología define.

La señora **Conchita Villalobos Segura** continúa con la exposición e informa que en el Anexo 5 del documento que se le remitió a la Junta Directiva está la explicación

respecto de la justificación de cambio que dio la Intendencia de Transporte. Lo que se está haciendo es reclasificando entre partidas presupuestarias con el propósito de asignar los recursos presupuestarios a la partida requerida de acuerdo con el objeto del gasto; no hay aumento en el proyecto.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** reitera que la justificación que está en el documento no es la expuesta por el señor Paolo Varela.

El señor **Roberto Jiménez Gómez** solicita a la Intendencia de Transporte y a la Dirección General de Estrategia y Evaluación, incluir los conceptos y la forma que se expuso en esta oportunidad. Además, es importante tomar nota de lo externado por la directora Muñoz Tuk; en el sentido de que la documentación se debe revisar para que esté actualizada.

Analizada la solicitud de modificación al Plan Operativo Institucional 2018, con base en lo expuesto por la Dirección General de Estrategia y Evaluación, conforme a los oficios 192-DGEE-2018 y 433-RG-2018, el señor **Roberto Jiménez Gómez** la somete a votación.

Los directores Jiménez Gómez, Sauma Fiatt y Gutiérrez López votan a favor, mientras que la directora Muñoz Tuk vota en contra por los argumentos expuestos anteriormente.

La Junta Directiva resuelve, por mayoría, tres votos a uno, la modificación al POI 2018, y por unanimidad de los votos de los miembros presentes se declara con carácter de firme:

ACUERDO 10-37-2018

Aprobar la modificación al Plan Operativo Institucional 2018, conforme a lo descrito por la Dirección General de Estrategia y Evaluación, en el Informe DGEE-014-2018

adjunto al oficio N° 192-DGEE-2018 del 31 de mayo del 2018, por medio del cual se solicita:

- a) Un cambio en el alcance y un aumento en el monto de recursos por ¢73 millones para el proyecto denominado “Programa de calidad para el transporte público remunerado de personas”.
- b) Para el proyecto denominado “Generación de información y herramientas regulatorias para la mejora y el desarrollo de la regulación”, reclasificar ¢50 millones desde las subpartidas de servicios jurídicos e ingeniería hacia la subpartida de ciencias económicas.

ACUERDO FIRME.

b) Sobre la Modificación presupuestaria ordinaria N° 4-2018.

La señora **Conchita Villalobos Segura** se refiere a la propuesta de modificación interna 4-2018, remitida mediante los oficios 192-DGEE-2018, 193-DGEE-2018 y 433-RG-2018, todos del 31 de mayo de 2018, por un monto de ¢ 185.5 millones, cuyo origen y aplicación de los recursos, a nivel de partida, es el siguiente:

Partida	Disminuye		Aumenta		Total Disminuye	Total Aumenta
	Programa 1	Programa 2	Programa 1	Programa 2		
00 Remuneraciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
01 Servicios	91.828.828,48	71.460.000,00	99.316.820,00	79.960.000,00	163.288.828,48	179.276.820,00
02 Materiales y suministros	298.210,52	0,00	0,00		298.210,52	0,00
05 Bienes duraderos	13.474.847,52	8.500.000,00	6.285.066,52	0,00	21.974.847,52	6.285.066,52
06 Transferencias	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
Total general	105.601.886,52	79.960.000,00	105.601.886,52	79.960.000,00	185.561.886,52	185.561.886,52

Analizada la modificación presupuestaria, con base en lo expuesto por la Dirección General de Estrategia y Evaluación, conforme a los oficios 192-DGEE-2018 y 193-DGEE-2018, el señor **Roberto Jiménez Gómez** la somete a votación:

Los directores Jiménez Gómez, Gutiérrez López y Sauma Fiatt votan a favor, mientras que la directora Sonia Muñoz Tuk vota en contra, en línea con lo manifestado anteriormente con respecto a la modificación del Plan Operativo Institucional 2018.

La Junta Directiva resuelve, por mayoría, tres votos a uno, y por unanimidad de los votos de los miembros presentes se declara con carácter de firme:

ACUERDO 11-37-2018

Aprobar la modificación presupuestaria N° 4-2018 al presupuesto de la ARESEP por un monto de ¢185.561.886,52 (ciento ochenta y cinco millones quinientos sesenta y un mil ochocientos ochenta y seis con 52/100), de acuerdo con el contenido presentado en el informe DGEE-14-2018 de la Dirección General de Estrategia y Evaluación". **ACUERDO FIRME.**

CAPÍTULO VI. ASUNTOS POSPUESTOS.

ARTÍCULO 10. Asuntos pospuestos.

El señor **Roberto Jiménez Gómez** plantea posponer para una próxima sesión, el conocimiento de los asuntos indicados en la agenda como puntos 4.6, 4.7, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, así como el apartado 5, correspondencia

Analizado el planteamiento, el señor **Roberto Jiménez Gómez** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los votos de los miembros presentes:

ACUERDO 12-37-2018

Posponer, para una próxima sesión, el conocimiento de los asuntos indicados en la agenda como puntos 4.6, 4.7, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, así como el apartado 5, correspondencia, los cuales a continuación se detallan:

- ✓ Informe definitivo 03-ICI-2017 denominado “Valoración de traslados internos de funcionarios y plazas en Aresep” presentado por la Auditoría Interna. Oficio 471-AI-2017 del 24 de octubre de 2017.
- ✓ Informe final 01-ICI-2018 denominado “Estudio de valoración de modalidades de prestación de servicios contempladas en el RAS”. Oficio 206-AI-2018 del 11 de mayo de 2018.
- ✓ Criterio sobre las resoluciones dictadas por el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones RCS-051-2017 y RCS-016-2017 sobre la investigación del expediente 2015LA-0001-SUTEI. (Oficio 539-DGAJR-2018 del 17 de mayo de 2018. *(Confidencial)*)
- ✓ Informe final de instrucción del procedimiento administrativo iniciado en contra de los señores Maryleana Méndez Jiménez, Walter Herrera Cantillo, Carlos Raúl Gutiérrez Gutiérrez y George Miley Rojas. Expediente OT-170-2014. Oficio OD-02-2018 del 22 de mayo de 2018.
- ✓ Propuesta de modificación al Reglamento Autónomo de las Relaciones de Servicio entre la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, su Órgano Desconcentrado y sus Funcionarios (RAS), tendiente a modificar lo resuelto en el acuerdo 12-27-2017, del acta de la sesión 27-2017, del 6 de junio de 2017. Cumplimiento de acuerdo 06-24-2018. Oficio 428-RG-2018 del 31 de mayo de

2018 y (copias de oficios 171-DGAJR-2017 del 17 de enero de 2017 y 201-DGAJR-2017 del 23 de febrero de 2017).

- ✓ Informe sobre teletrabajo. Oficios 287-DRH-2018 del 21 de mayo de 2018 y 408-RG-2018 del 23 de mayo de 2018.

- ✓ Correspondencia: Informe 05-ICI-2017 denominado “Evaluación de la elaboración y actualización de normativa y reglamentos técnicos de los servicios públicos regulados por Aresep”. Oficio 196-AI-2018 del 7 de mayo de 2018.

A las trece horas y nueve minutos se levanta la sesión.

ROBERTO JIMÉNEZ GÓMEZ
Presidente de la Junta Directiva

SONIA MUÑOZ TUK
Miembro de la Junta Directiva
Voto en contra:
Acuerdos 10-37-2018 y 11-37-2018

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA
Secretario de la Junta Directiva