

|

SESIÓN EXTRAORDINARIA

N.º 11-2015

16 de marzo de 2015

San José, Costa Rica

SESIÓN EXTRAORDINARIA N.º 11-2015

Acta de la sesión extraordinaria número once-dos mil quince, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el dieciséis de marzo de dos mil quince, a partir de las catorce horas. Asisten los siguientes miembros: Grettel López Castro, quien preside; Sylvia Saborío Alvarado; Edgar Gutiérrez López y Pablo Sauma Fiatt, así como los señores (as): Rodolfo González Blanco, Director General de la Dirección General de Operaciones; Anayansie Herrera Araya, Auditora Interna interina; Enrique Muñoz Aguilar, Intendente de Transporte; Juan Manuel Quesada Espinoza, Intendente de Energía; Carlos Herrera Amighetti, Intendente de Agua; Carol Solano Durán, Directora General de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, y Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.

ARTÍCULO 1. Constancias de inasistencias.

Se deja constancia que el señor Dennis Meléndez Howell, Regulador General, no asiste en esta oportunidad, toda vez que se encuentra de vacaciones.

En ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell, por encontrarse de vacaciones el 16 de marzo de 2015, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales, por lo que en esta sesión asume la presidencia de la Junta Directiva.

Asimismo, la señora Adriana Garrido Quesada no participa en esta oportunidad, por atender compromisos de índole personal.

ARTÍCULO 2. Lectura de la agenda.

La señora **Grettel López Castro** da lectura a la Agenda de esta sesión:

1. *Continuación del análisis de la propuesta de "Modelo Tarifario de los servicios de acueductos, alcantarillado e hidrantes y del programa de Protección de Recursos Hídricos" Oficio 007-CMTA-2015 del 26 de febrero del 2015.*
2. *Propuesta de "Metodología para determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada solares fotovoltaicas nuevas". Expediente OT-296-2014. Oficios 176-DGAJR-2015 del 3 de marzo de 2015 y 222-RG-2015/015-CDR-2015 del 24 de febrero de 2015.*

3. *Recursos de apelación y gestión de nulidad concomitante interpuestos por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), contra la resolución RIE-108-2013 del 17 de diciembre de 2013. Expediente ET-136-2013. Oficio 118-DGAJR-2015 del 16 de febrero de 2015.*
4. *Recurso de apelación interpuesto por la Asociación de Pescadores Pangueros Artesanales de Puntarenas (ASOPPAPU), contra la resolución RIE-005-2014. Expediente ET-001-2014. Oficio 113-DGAJR-2015 del 12 de febrero del 2015.*
5. *Recurso de apelación interpuesto por la Asociación de Pescadores Pangueros Artesanales de Puntarenas (ASOPPAPU), contra la resolución RIE-010-2014. Expediente ET-012-2014. Oficio 112-DGAJR-2015 del 12 de febrero del 2015.*
6. *Recurso de apelación interpuesto por MUSOC S.A., contra la resolución RRG-425-2014. Expediente OT-182-2012. Oficio 207-DGAJR-2015 del 9 de marzo de 2015.*
7. *Recurso de apelación y gestión de suspensión de los efectos del acto interpuestos por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), contra la resolución RCS-253-2014 del 8 de octubre de 2014. Expediente SUTEL-GCO-DGC-POR-OT-00021-2012. Oficio 197-DGAJR-2015 del 6 de marzo de 2015.*
8. *Recurso de apelación y gestión de nulidad absoluta concomitante interpuestos por Transportes Costarricenses Panameños Ltda. (TRACOPA LTDA.), contra la resolución 049-RIT-2014 del 29 de mayo de 2014. Expediente ET-021-2014. Oficio 211-DGAJR-2015 del 10 de marzo de 2015.*
9. *Solicitud de que se derogue acuerdo 008-044-2006 en cuanto al sistema de información en línea, sobre los procesos judiciales de ARESEP, disponible para los Miembros de Junta Directiva. Cumplimiento acuerdo 04-02-2015. Oficio 194-DGAJR-2015 del 6 de marzo de 2015.*
10. *Análisis de los procedimientos de declaratoria de caducidad de la concesión o el permiso, por morosidad superior a tres meses en el pago del canon de los prestadores Transportes Araya Arguedas Hermanos Limitada (OT-235-2014) y Luciano Jaime Gutiérrez (OT-245-2014). Oficio 204-DGAJR-2015 del 9 de marzo de 2015.*

ARTÍCULO 3. Continuación del análisis de la propuesta de "Modelo Tarifario de los servicios de acueductos, alcantarillado e hidrantes y del programa de Protección de Recursos Hídricos".

A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, los señores (as) Marlon Yong Chacón, Luis Valverde Ramírez, Alejandro Brenes Valverde, Ruth Córdoba Hernández, Gladys González Rodríguez, Alejandra Castro Cascante, Luis Cubillo Herrera y Luis Fernando Chavarría, integrantes de la Comisión ad hoc, a participar en la presentación del tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce el oficio 007-CMTA-2015 del 26 de febrero del 2015, mediante el cual la Comisión Autónoma ad-hoc para el desarrollo de los modelos tarifarios de los servicios

de agua regulados por ARESEP, emite una propuesta de "Modelo Tarifario de los servicios de acueductos, alcantarillado e hidrantes y del programa de Protección de Recursos Hídricos".

El señor **Alejandro Brenes Valverde** inicia su presentación y retoma lo expuesto por el señor Luis Valverde Ramírez en la sesión 10-2015, celebrada el 12 de marzo de 2015. Explica detalladamente los resultados del modelo, tasa de retorno versus necesidades de efectivo, así como los diferentes escenarios, al tiempo que responde distintas consultas formuladas por los miembros de la Junta Directiva en esta oportunidad.

Analizado el tema, de conformidad con lo expuesto por la Comisión Autónoma ad-hoc para el desarrollo de los modelos tarifarios de los servicios de agua regulados por ARESEP, sobre la base del oficio 007-CMTA-2015, la señora **Gretel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes y con carácter de firme:

ACUERDO 01-11-2015

- I. 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”, remitida a Junta Directiva mediante el oficio 007-CMTA-2015, del 26 de febrero de 2015, cuya versión se copia seguidamente:

1. Introducción

Los servicios de agua son vitales para el bienestar general de la sociedad y estratégicos para el desarrollo nacional. El acceso a los servicios de agua constituye un derecho tutelado por diferentes cuerpos normativos y es una prioridad nacional. En esta sección se resumen elementos que permiten dimensionar la importancia de los servicios de agua, los problemas que enfrentan y los desafíos regulatorios que plantean.

1.1 Importancia del sector de agua.

- a. Importancia del agua para el bienestar de los hogares.

La participación relativa de los servicios públicos regulados dentro del PIB nacional –a precios constantes de 1991-, ha pasado del 11,4% en el quinquenio 1993/1997 al 16,5% en el quinquenio 2008/2012. En el período 1993/2012, los servicios de agua y saneamiento han representado el 0,3% del PIB nacional. En 2013, los hogares consumieron el 78,4% de los m³ facturados por AyA y el 77,5% de los facturados por la ESPH, S.A.

El suministro de agua potable es un insumo esencial para las tareas del hogar, de las que depende sustancialmente el bienestar de sus miembros. Actividades tales como la preparación de alimentos, higiene personal, lavandería, limpieza, cuidados infantiles y de personas ancianas, enfermas o discapacitadas, son esenciales para el bien común de los integrantes del núcleo familiar.

La disponibilidad de servicios públicos en general, y el acceso al agua potable en particular, mejora sustancialmente la productividad y bienestar de las familias, al permitir la producción de servicios domésticos esenciales. Por tanto, es esencial facilitar el acceso universal a tales servicios por parte de los hogares.

- b. Participación del sector productivo en el consumo de agua.

El agua también es un insumo clave para el desarrollo de las actividades productivas. En el año 2013, este sector consumió 17,6% del agua facturada por AyA y el 19,6% de la facturada por ESPH, S.A., aunque representan, respectivamente, el 7,7% y el 8,4% de los abonados totales. En esta categoría predominan las microempresas familiares, con actividades variadas, dirigidas mayoritariamente al mercado interno.

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, destaca la necesidad de atender con urgencia temas como la protección del recurso hídrico y el desarrollo de infraestructura prioritaria. En cuanto a la necesidad de protección del recurso hídrico, debe fortalecerse la protección de las cuencas que abastecen los acueductos, enfrentar los efectos del cambio climático, las amenazas derivadas de la contaminación de las aguas por hogares y empresas, la baja cobertura de los sistemas de alcantarillados y el escaso tratamiento de las aguas residuales. El desarrollo de los programas de infraestructura, requiere el fortalecimiento de los procesos de planificación y ejecución de inversiones, a fin de cerrar progresivamente el rezago actual.

1.3 Desafíos establecidos en el Plan Estratégico Institucional de Aresep.

Los principales desafíos regulatorios incorporados en el Plan Estratégico Institucional de Aresep -PEI-¹ y que mantienen su vigencia en materia de acueductos y alcantarillados, son los siguientes:

- a. En el servicio de acueductos.
 1. Gestión ambiental: generalizar la aplicación de la tarifa hídrica.
 2. Mejora en la calidad: promover la prestación de un mejor servicio por parte de los operadores en materia de continuidad, presión y calidad intrínseca del producto.
 3. Sostenibilidad y renovación de la infraestructura: fortalecer el proceso de ejecución de inversiones para renovar la infraestructura deteriorada, ampliar los sistemas y expandir la cobertura.
- b. En el servicio de alcantarillados.
 1. Aguas residuales: mejorar el tratamiento de aguas residuales.
 2. Inversiones: superar el rezago en inversiones.
- c. Líneas de acción.

Como líneas de acción asociadas a la regulación económica, se plantea que las metodologías tarifarias deberían privilegiar, entre otros, los siguientes aspectos:

1. Planificación coherente del desarrollo de la infraestructura de las redes y de los servicios.
2. Eficiencia productiva a largo plazo.

¹ Aresep, Plan Estratégico Institucional, 2012-2016.

3. Mejoras de productividad.
4. Mejoras en la calidad del servicio.
5. Consideraciones de equidad social y acceso universal.

1.4 Problemas comunes de los principales operadores.

Algunos problemas relevantes de los prestadores de los servicios son los siguientes:

- a. Pérdidas de agua.

Las pérdidas de agua -a veces denominadas agua no contabilizada-, están compuestas por consumos no facturados y por pérdidas físicas en la infraestructura. En conjunto, las pérdidas físicas más las comerciales constituyen uno de los desafíos más importantes para la gestión de los servicios de agua potable.

- b. Relación entre mano de obra, productividad y capital.

Es importante señalar el incremento sostenido en los costos laborales observado en los últimos años. Estos incrementos reflejan un cambio en la intensidad factorial. En efecto, contrariamente a lo que cabría esperar en una industria de infraestructura de red, intensiva en inversión, como es el caso de los servicios de acueductos y alcantarillados, la relación K/L (gastos relacionados con el capital a costos laborales) ha disminuido en los últimos años. Cabe esperar que, con una mejor dotación de capital, se dé un aumento de la productividad del trabajo, condición necesaria para atenuar el crecimiento de precios en estos servicios, en beneficio de los abonados.

- c. Apalancamiento e inversión.

La relación de pasivos a activos totales a diciembre de 2013, fue cercana al 10% para AyA y al 29% para ESPH, S.A. Esto indica que existe espacio para un uso planificado y prudente del apalancamiento financiero, a fin de acelerar el proceso de inversión y evitar incrementos desproporcionados en las tarifas de corto plazo. El apalancamiento también es una herramienta para promover una mayor equidad intergeneracional, evitando en lo posible que las tarifas de las generaciones actuales subsidien innecesariamente a las siguientes.

1.5 Dirección de la regulación del sector.

La regulación del sector de agua busca promover la mejora continua de los servicios prestados a los abonados, incluyendo los siguientes aspectos:

- a. Instrumentos regulatorios.

Debe fortalecerse la regulación relacionada con los procesos de inversión, la promoción de la eficiencia del sector y la fiscalización de la operación, inversión, financiamiento y calidad del servicio prestado por el operador.

- b. Tarifa.

El régimen tarifario debe apuntar a satisfacer los objetivos de sostenibilidad, eficiencia y equidad.

- c. Eficiencia del servicio.

Debe fortalecerse el análisis de la eficiencia productiva de los servicios, mediante métodos e instrumentos que permitan generar compromisos de mejora continua de la productividad, verificar su cumplimiento y divulgar los resultados obtenidos.

d. Calidad del servicio.

Debe consolidarse y ampliarse la valoración y seguimiento de la calidad de los servicios prestados.

e. Sostenibilidad técnica y económica.

Debe fortalecerse el proceso de planificación y ejecución de inversiones. Esto es necesario para cerrar progresivamente la brecha originada en el rezago de inversiones, tanto en rehabilitación o sustitución de sistemas con vida útil avanzada o vencida, o con alto grado de deterioro, como en la ampliación de los sistemas al ritmo que lo requieren las necesidades del país. Es indispensable también reducir sustancialmente la cuantía de las pérdidas de agua, llevándola progresivamente a niveles similares a los observados en operadores internacionales eficientes.

Para contribuir a cerrar más rápidamente la brecha de inversiones, se utiliza la herramienta de estimación de las necesidades de flujo de efectivo. Con ello se proveen los recursos necesarios para la construcción y/o adquisición de los activos fijos requeridos, el fortalecimiento de la calidad del producto entregado al abonado, la protección de las fuentes de recursos hídricos y la adquisición de los bienes necesarios para que las áreas sustantivas reciban los servicios de apoyo indispensables.

f. Hidrantes.

La ejecución eficiente y eficaz del Programa de Hidrantes (PHI) es indispensable para proveer agua de manera oportuna y suficiente en las ubicaciones designadas por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica, contribuyendo así a la protección de la vida y propiedad de los ciudadanos. La estimación de los recursos para ejecutar el PHI debe originarse en un proceso formal de planificación basado en los requerimientos vinculantes de dicho cuerpo. Este proceso debe estar debidamente documentado y aprobado por el operador y debe ser informado de manera oportuna a Aresep. Aresep otorgará por medio de la tarifa los recursos prioritarios e indispensables para cubrir las acciones de operación, inversión y financiamiento de este programa, según el marco legal aplicable.

g. Protección del recurso hídrico.

La ejecución eficiente y eficaz del programa de protección del recurso hídrico (PRH) es indispensable para mantener la oferta de agua a mediano y largo plazo y asegurar así la continuidad y sostenibilidad de los servicios. Tanto la Ley 7593 como el PND establecen la necesidad de atender este tema, que es parte del esfuerzo nacional por lograr la sostenibilidad ambiental. Por lo tanto, es conveniente generalizar el reconocimiento de los costos que permitan sostener los programas, proyectos y actividades dirigidos a la PRH. La estimación de los recursos necesarios para ejecutar el programa de PRH debe originarse en un proceso formal de planificación basado en cuencas, u otro criterio científico, incluyendo la identificación de zonas prioritarias, la evaluación y selección de proyectos, el establecimiento de prioridades, la determinación del impacto esperado y los mecanismos de verificación que aplicará el operador, según lo permitan las circunstancias. Este proceso debe estar debidamente documentado y aprobado por el operador y debe ser informado de manera oportuna a Aresep.

En resumen, es necesario desarrollar nuevos mecanismos regulatorios que sean viables, eficaces y transparentes, al tiempo que propician y facilitan una mayor inversión, eficiencia, calidad, cobertura, acceso, equidad y sostenibilidad de los servicios.

2. Marco legal

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

a. 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). “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.” (Art. 4, Ley General de Administración Pública N° 6227).

b. Potestades regulatorias generales.

El Art. 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... ”.*

c. Fijación de precios y tarifas.

El Art. 5, inciso c), de la Ley 7593 indica que 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 de acueducto, alcantarillados e hidrantes. El Art. 31 de esta Ley establece los parámetros que debe seguir Aresep para fijar las tarifas de los servicios públicos y el Art. 29 la competencia que tiene esta institución para formular y promulgar las definiciones, los requisitos y las condiciones a que se someterán los trámites de tarifas de los servicios públicos.

d. Servicio al costo y equilibrio financiero del operador.

El Art. 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 el mismo sentido, el artículo 31 de esta ley, en su párrafo segundo, inciso a), señala que Aresep deberá garantizar el equilibrio financiero del operador.

e. Promoción de la eficiencia.

De acuerdo con los artículos 5 y 25 de la Ley 7593, 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 esta Ley, se desprenden los parámetros que debe seguir esta Institución para fijar las tarifas de los servicios públicos. 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.

f. Proceso de inversión.

El Reglamento Sectorial para la Regulación de los Servicios de Acueducto y Alcantarillado Sanitario, aprobado mediante decreto N° 30413-MP-MINAE-S-MEIC, establece en su Art. 8 que *“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...”*.

Por su parte, 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).

g. 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...”*

h. Hidrantes.

La Ley 8641 de Declaratoria del Servicio de Hidrantes como Servicio Público y Reforma de Leyes Conexas establece, en su Art. 2, que *“El desarrollo de la red de hidrantes, su instalación, operación y mantenimiento, serán responsabilidad de los operadores de los sistemas de distribución del servicio de agua potable, públicos o privados, según el área concesionada.”* El Art. 3 de esta ley indica que *“El desarrollo de la red de hidrantes, su instalación, operación y mantenimiento deberá contar con las tarifas adecuadas, para lo cual la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos..., establecerá el monto de la tarifa para el desarrollo de esa actividad...”*.

i. Protección y conservación 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 Art. 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 Art. 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.*”

j. Calidad.

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

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

3. Objetivos

El modelo tiene el objetivo general de mejorar la regulación del sector de aguas. Específicamente, está dirigido a promover:

- a. La fijación de tarifas que armonicen los intereses y equilibren las necesidades entre abonados y prestadores de los servicios.
- b. La planificación coherente del desarrollo de la infraestructura de redes y servicios.
- c. La eficiencia en la prestación del servicio.
- d. El mejoramiento de la calidad del servicio.
- e. La equidad entre categorías de usuarios y entre generaciones actuales y futuras.
- f. El fortalecimiento de la capacidad de ejecución de inversiones.

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

- g. La sostenibilidad del servicio a través de la protección de los recursos hídricos.

4. Alcance

El modelo general tiene el siguiente alcance:

- Se aplica a las fijaciones tarifarias de los servicios de acueductos, alcantarillados e hidrantes y al programa de protección del recurso hídrico.
- Se aplica a los operadores que prestan los servicios citados, excepto municipalidades.
- Se aplica en todo el territorio nacional.

5. Fórmula general del modelo tarifario

La fórmula general del modelo es la siguiente:

$$T_{iet} = \frac{GOMA_{iet} + INV_{iet} + ICTN_{iet} + SD_{iet} + OSE_{iet} + CA_{iet}}{V_{iet}} \quad \text{Fórmula (1)}$$

Donde:

T_{iet} = Costo medio total estimado del m³ de agua a facturar por el servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

$GOMA_{iet}$ = Gasto total de operación, mantenimiento y administración, en efectivo, del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

INV_{iet} = Recursos propios totales requeridos para inversión en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

$ICTN_{iet}$ = Incremento en el capital de trabajo neto del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

SD_{iet} = Servicio de la deuda requerido por el servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

OSE_{iet} = Otras salidas y entradas de efectivo totales, correspondientes al servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

CA_{iet} = Canon total que se paga a Aresep correspondiente al servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

V_{iet} = Volumen de agua en m³ a facturar por el servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t , con $V_{iet} \neq 0$.

i = Servicio o actividad regulada.

e = Empresa prestadora de servicios de agua regulados por Aresep.

t = Período en que regirá la nueva fijación tarifaria.

6. Variables del modelo tarifario

En esta sección se describen las variables que integran el modelo tarifario.

6.1. Gastos de operación, mantenimiento y administración.

$$GOMAME_{iet} = \frac{GOMA_{ie(t-1)}}{V_{ie(t-1)}} * [1 + (MIPC_t * FE_{et})] \quad \text{Fórmula (2)}$$

$$GOMA_{iet} = GOMAME_{iet} * V_{iet} \quad \text{Fórmula (3)}$$

Donde:

$GOMAME_{iet}$ = Gasto medio de operación, mantenimiento y administración, en efectivo, por m³ de agua facturada, del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

$GOMA_{ie(t-1)}$ = Gasto total de operación, mantenimiento y administración, en efectivo, del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período $t-1$.

$V_{ie(t-1)}$ = Volumen de agua en m³ facturada por el servicio o actividad i , de la empresa e , durante el período $t-1$, con $V_{ie(t-1)} \neq 0$.

$MIPC_t$ = Meta interanual de variación del Índice Precios al Consumidor, para el período t , establecida en el Programa Macroeconómico que publica el Banco Central de Costa Rica. En caso de que este dato se deje de publicar, o no esté disponible oportunamente, se utilizará la variación interanual del IPC del período $t-1$.

FE_{et} = Factor de eficiencia de la empresa e , para el período t . Si el valor es menor o igual a cero, asume un valor de cero. Si el valor es mayor que 1, asume un valor de 1.

$GOMA_{iet}$ = Gasto total de operación, mantenimiento y administración, en efectivo, del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

$t-1$ = Período inmediato anterior a aquel en que regirá la nueva fijación tarifaria.

El factor de eficiencia se presenta en la sección 12. Las direcciones electrónicas para consultar el Programa Macroeconómico y la variación del IPC son las siguientes:

Programa

http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/

IPC: http://www.bccr.fi.cr/indicadores_economicos_/

Macroeconómico:

6.2. Inversión.

El componente de inversión se describe seguidamente:

$$INVMe_{iet} = \frac{PITAF_{iet} - FC_{iet} - TR_{iet} - DO_{iet}}{V_{iet}} \quad \text{Fórmula F (4)}$$

$$INV_{iet} = INVMe_{iet} * V_{iet} \quad \text{Fórmula (5)}$$

Donde:

$INVMe_{iet}$ = Recursos propios medios, por m³ de agua facturada, requeridos para inversión en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

$PITAF_{iet}$ = Presupuesto de inversión total en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

FC_{iet} =	Financiamiento vía crédito destinado a inversiones en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
TR_{iet} =	Transferencias destinadas a inversiones en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
DO_{iet} =	Donaciones destinadas a inversiones en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
V_{iet} =	Volumen de agua en m ³ a facturar por el servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t , con $V_{iet} \neq 0$.
INV_{iet} =	Recursos propios totales requeridos para inversión en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

El Presupuesto de inversión incluye, entre otros, activos para reposición, rehabilitación o ampliación de la capacidad instalada, así como para mejorar la calidad del servicio, proteger las fuentes de recursos hídricos, brindar apoyo a las áreas sustantivas y cualquier otra categoría válida dentro del marco jurídico vigente. El detalle de los lineamientos regulatorios para el manejo de los recursos de inversión se presenta en el Anexo 1.

El presupuesto de inversión debe indicar expresamente el procedimiento utilizado para la identificación, formulación y evaluación de los proyectos de inversión, los criterios técnicos para priorizarlos, el costo estimado, el financiamiento previsto, los componentes que se ejecutarán con recursos internos y los que se contratarán a terceros. Es indispensable mostrar el aporte de cada proyecto sustantivo al logro de las metas de calidad, continuidad, cobertura, servicio y eficiencia establecidas en el “Proyecto de regulación técnica de los servicios de acueducto y alcantarillado”.³

El nivel de inversión programada en cada período debe ser el necesario para lograr las metas previstas en el proyecto citado, así como para proteger las fuentes de recursos hídricos.

El prestador deberá optimizar en lo posible el plan de inversión, especialmente el tamaño, localización, diseño técnico, programación y financiamiento de los proyectos de mayor costo, complejidad e impacto. En todo caso, Aresep revisará y, de ser necesario, ajustará el plan de inversión del operador, a fin de que sea consistente con la técnica que rige la materia, las metas establecidas, el historial de ejecución de inversiones -y sus mejoras previstas-, y con criterios de financiamiento que promuevan la equidad intergeneracional.

6.3. Capital de trabajo.

El incremento anual en el capital de trabajo neto, se determina como sigue:

$$ICTN_{iet} = CTN_{iet} - CTN_{ie(t-1)} \quad \text{Fórmula (6)}$$

$$ICTN_{iet} = (AC_{iet} - PC_{iet}) - (AC_{ie(t-1)} - PC_{ie(t-1)}) \quad \text{Fórmula (7)}$$

Donde:

$ICTN_{iet}$ = Incremento en el capital de trabajo neto del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

³ Ver oficios 316-IA-2013 del 12/6/2013 y 350-IA-2013 del 28/6/2013.

CTN_{iet} = Capital de trabajo neto del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

$CTN_{ie(t-1)}$ = Capital de trabajo neto del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período $t-1$.

AC_{iet} = Activo corriente del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

PC_{iet} = Pasivo corriente del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

$AC_{ie(t-1)}$ = Activo corriente del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período $t-1$.

$PC_{ie(t-1)}$ = Pasivo corriente del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período $t-1$.

6.4. Servicio de la deuda.

La fórmula que incorpora el servicio de la deuda es la siguiente:

$$SDMe_{iet} = \frac{AP_{iet} + GF_{iet} + COB_{iet}}{V_{iet}} \quad \text{Fórmula (8)}$$

$$SD_{iet} = SDMe_{iet} * V_{iet} \quad \text{Fórmula (9)}$$

Donde:

$SDMe_{iet}$ = Servicio de la deuda medio, por m³ de agua facturada, requerido para el servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

AP_{iet} = Amortización del principal de las deudas, requerida para cumplir los contratos de financiamiento de inversiones en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

GF_{iet} = Gastos financieros requeridos para cumplir con los contratos de financiamiento de inversiones en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t . Incluye intereses y comisiones bancarias.

COB_{iet} = Coberturas pactadas para gestionar los riesgos derivados de los contratos de financiamiento de inversiones en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t , en caso de que sean adquiridas.

V_{iet} = Volumen de agua en m³ a facturar por el servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t , con $V_{iet} \neq 0$.

SD_{iet} = Servicio de la deuda requerido por el servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

6.5. Otras entradas y salidas de efectivo.

Las otras entradas y salidas de efectivo están constituidas por partidas no incorporadas en las variables anteriores y se definen como sigue:

$$OSEMe_{iet} = \frac{OS_{iet} - OE_{iet}}{V_{iet}} \quad \text{Fórmula (10)}$$

$$OSE_{iet} = OSEMe_{iet} * V_{iet} \quad \text{Fórmula (11)}$$

Donde:

$OSEMe_{iet}$ = Otras salidas y entradas de efectivo medias, por m^3 de agua facturada, correspondientes al servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

OS_{iet} = Otras salidas de efectivo, no consideradas en los conceptos anteriores, correspondientes al servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

OE_{iet} = Otras entradas de efectivo, no consideradas en los conceptos anteriores, correspondientes al servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

V_{iet} = Volumen de agua en m^3 a facturar por el servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t , con $V_{iet} \neq 0$.

OSE_{iet} = Otras salidas y entradas de efectivo totales, correspondientes al servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

6.6. Canon Aresep.

Se refiere al cargo anual que Aresep cobra a los operadores de los servicios regulados, según lo establece el Art. 82 de la Ley 7593. El procedimiento de cálculo del canon correspondiente a cada operador se determina como se indica en la “Metodología para distribuir el canon por actividad entre empresas reguladas”⁴ o el documento que la actualice o sustituya.

$$CAME_{iet} = \frac{CA_{iet}}{V_{iet}} \quad \text{Fórmula (12)}$$

$$CA_{iet} = CAME_{iet} * V_{iet} \quad \text{Fórmula (13)}$$

Donde:

$CAME_{iet}$ = Canon medio que se paga a Aresep, por m^3 de agua facturada, correspondiente al servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

CA_{iet} = Canon total que se paga a Aresep correspondiente al servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

V_{iet} = Volumen de agua en m^3 a facturar por el servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t , con $V_{iet} \neq 0$.

6.7. Volumen de agua a facturar.

El análisis de la demanda⁵ considera la estimación, para el período en que regirá la tarifa, del número de abonados por categoría y su consumo asociado. Desde el punto de vista del análisis de las series de tiempo, existe una variedad de métodos y técnicas para realizar inferencias o pronósticos de las variables con una determinada frecuencia futura, a partir de la identificación, especificación y estimación de un determinado modelo. Las acciones necesarias para desarrollar un modelo válido para el proceso de análisis y estimación, y para su posterior uso en el pronóstico de la demanda por servicio y categoría, incluyen:

⁴ Aprobada mediante el artículo 4 inciso d) del acuerdo 007-023-2010 de la sesión 023-2010 del 04/08/2010.

⁵ El artículo 41 del reglamento a la Ley 7593 establece que toda solicitud de fijación de tarifas debe contener, entre otros requerimientos, un estudio de mercado, el cual es fundamental para realizar las estimaciones de demanda de cada servicio regulado.

1. Identificación de las propiedades estadísticas relevantes de la serie.
2. Estimación del modelo identificado.
3. Verificación del modelo para comprobar que cumple con criterios estadísticos de validación que permitan su implementación.
4. Pronóstico del comportamiento futuro de las series.

El estudio de mercado del operador debe indicar el software utilizado, la identificación del modelo de predicción empleado y los resultados obtenidos. Todos los resultados de las variables proyectadas, independientemente del software, algoritmo y modelo utilizado, deberá presentarse en formato de hoja electrónica de uso común. En relación con la estimación o ajuste de una curva utilizando los datos históricos, la justificación estadística de la bondad del ajuste se realizará con base en el criterio de minimización de la raíz del error cuadrático medio de la estimación.

Aresep revisará las estimaciones de demanda aportadas por el operador, mediante el uso de las técnicas que considere apropiadas en las circunstancias. Como parte del proceso de análisis de las estimaciones de demanda, y de la información complementaria entregada por el operador, Aresep podrá realizar los ajustes necesarios en los pronósticos recibidos, con base en los criterios técnicos aplicables.

6.8. Tipo de cambio.

Para fines regulatorios, las partidas de operación, inversión y servicio de la deuda, denominadas en moneda extranjera, se convierten a colones como se indica a continuación:

- a. Partidas denominadas en moneda extranjera diferente del dólar de los Estados Unidos de América (USD).

Se procede a convertir a USD, las unidades monetarias extranjeras expresadas en denominaciones distintas del USD, utilizando los tipos de cambio determinados como sigue:

$$TCMeUME_p = \frac{\sum_{d=1}^n TCUME_{pd}}{n} \quad \text{Fórmula (14)}$$

Donde:

$TCMeUME_p$ = Tipo de cambio diario promedio correspondiente a los seis meses naturales previos e inmediatos a la fecha de solicitud de la petición tarifaria, o del inicio del trámite de oficio del estudio tarifario, de la unidad monetaria extranjera del país p , respecto al USD.

$TCUME_{pd}$ = Tipo de cambio de la unidad monetaria extranjera del país p , respecto al USD, en el día d .⁶

p = País con unidad monetaria distinta del USD y el CRC.

⁶ En este caso no se indica si el tipo de cambio es de compra o venta ya que, en la conversión de otras monedas extranjeras a USD, el Banco Central de Costa Rica presenta un tipo de cambio único.

$d =$ Cada día de los seis meses naturales previos e inmediatos a la fecha de solicitud de la petición tarifaria, o del inicio del trámite de oficio del estudio tarifario, al que corresponde una observación de tipo de cambio.

$n =$ Número de observaciones diarias del tipo de cambio correspondientes a los seis meses naturales previos e inmediatos a la fecha de solicitud de la petición tarifaria, o del inicio del trámite de oficio del estudio tarifario, con $n \neq 0$.

Convertidas las partidas denominadas en moneda extranjera distinta del USD a montos expresados en USD, se procede a su conversión a colones costarricenses (CRC), como se muestra seguidamente:

b. Partidas denominadas en o convertidas a USD.

Las partidas expresadas en USD, se convierten a montos expresados en CRC, utilizando el tipo de cambio determinado como se indica:

$$TCMeUSD = \frac{\sum_{d=1}^n TCUSD_d}{n} \quad \text{Fórmula (15)}$$

Donde:

$TCMeUSD =$ Tipo de cambio de referencia diario promedio de compra correspondiente a los seis meses naturales previos e inmediatos a la fecha de solicitud de la petición tarifaria, o del inicio del trámite de oficio del estudio tarifario, del USD respecto al CRC.

$TCUSD_d =$ Tipo de cambio de compra del USD respecto al CRC, en el día d .

La dirección electrónica para consultar los tipos de cambio requeridos, es la del Banco Central de Costa Rica –BCCR- y se puede acceder a través del siguiente enlace:

<http://indicadoreseconomicos.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%20435>

7. Servicio de hidrantes

El costo del servicio de hidrantes incluye los mismos componentes y procedimientos para determinar la tarifa, empleados en los servicios de acueductos y alcantarillados.

Para fines de estimación tarifaria, los recursos necesarios para ejecutar el programa de hidrantes, se expresarán en términos de los m³ facturados por el sistema de acueductos, que es el proveedor del líquido consumido por este servicio.

8. Protección del recurso hídrico

Aresep otorgará los recursos indispensables para realizar las acciones de operación, inversión y financiamiento del Programa de Protección del Recurso Hídrico (PRH), según el marco legal aplicable. El reconocimiento de los recursos destinados al programa de PRH está sujeto a las siguientes disposiciones:

1. Aresep reconoce un componente de costo específico que permite al operador obtener los recursos necesarios para la ejecución del programa.

2. El operador debe llevar registros contables individualizados y emitir reportes específicos de los costos incurridos, inversiones realizadas y financiamiento obtenido específicamente para la ejecución del programa de PRH.
3. El costo de los recursos necesarios para ejecutar el programa de PRH considera los mismos componentes y procedimientos utilizados para determinar la tarifa de los servicios de acueductos, alcantarillados e hidrantes.
4. El costo de los recursos necesarios para ejecutar el programa de PRH, se expresará en términos de los m³ facturados por el sistema de acueductos, cuya sostenibilidad y continuidad está directamente relacionada con este programa.
5. Los operadores podrán destinar los recursos del programa de PRH a proyectos y actividades de protección de cuencas ubicadas en áreas que afectan de manera directa y relevante la recarga y calidad del agua. Con ese fin, podrán pactar las alianzas, acuerdos o convenios necesarios con otros actores que comparten objetivos de protección de los recursos hídricos en las regiones de interés común.
6. Los objetivos, prioridades, proyectos y actividades que formen parte del programa de PRH se definirán de conformidad con el marco de referencia conformado por las políticas públicas y la normativa establecida al efecto por los entes competentes en la materia.

9. Servicios conexos

- a. Tipos de servicio.

Los servicios conexos comprenden prestaciones no recurrentes brindadas por el operador al abonado y que se cobran en cada ocasión que se prestan. Los servicios incluidos a la fecha dentro del concepto de conexos, son los siguientes:

1. Conexión de servicios con prevista.
2. Conexión de servicios sin prevista.
3. Reconexión de servicios.
4. Desconexión del servicio por solicitud del abonado.
5. Revisión del sistema de medición.
6. Traslado de prevista.
7. Tratamiento de aguas y lodos residuales provenientes de sistemas individuales.

La lista anterior puede ser actualizada en función de las necesidades del servicio.

- b. Tarifa para servicios conexos.

La tarifa para servicios conexos se determina como se indica a continuación:

$$SC_{cet} = SC_{ce(t-1)} * (1 + MIPC_t) \quad \text{Fórmula (16)}$$

Donde:

SC_{cet} = Tarifa del servicio conexo c , de la empresa e , para el período t .

$SC_{ce(t-1)}$ = Tarifa del servicio conexo c , de la empresa e , para el período $t-1$.

$MIPC_t$ = Meta interanual de variación del Índice Precios al Consumidor, para el período t , establecida en el Programa Macroeconómico que publica el Banco Central de Costa Rica. En caso de que este dato se deje de publicar, o no esté disponible oportunamente, se utilizará la variación interanual del IPC del período $t-1$.

c = Cada uno de los servicios conexos cuyo cobro ha sido autorizado por Aresep.

El valor de la variable $SC_{ce(t-1)}$, que sirve de base para el ajuste periódico de la tarifa de los servicios conexos, deberá actualizarse al menos una vez cada 5 años, mediante un estudio técnico que será presentado por el operador a Aresep. El primer estudio deberá presentarse dentro del primer año natural de vigencia de esta metodología tarifaria. Dicho estudio debe incorporar la información correspondiente al proceso técnico del servicio, los costos directos asociados, el volumen histórico y el estimado para los próximos 5 años y otros elementos necesarios en las circunstancias.

En todo caso, deberán omitirse en el estudio los costos ya imputados a otros servicios. Las tarifas de los servicios conexos se mantendrán en el nivel actual hasta que se actualicen las cifras de costos a partir del estudio presentado por el operador. Los resultados de este estudio serán revisados por Aresep, pudiendo ser ratificados, ajustados o rechazados mediante resolución razonada, en salvaguarda de los principios y normas regulatorias. Los costos por servicios conexos finalmente aprobados por Aresep, se constituyen en la nueva base a partir de la cual se aplicarán anualmente los ajustes subsiguientes.

10. Servicios prestados entre operadores

Un operador puede prestar servicios a otro operador, en alguna etapa de su cadena de valor, cuando el marco legal, las condiciones técnicas y la voluntad de las partes lo permitan. De presentarse el caso, debe establecerse la tarifa atendiendo al principio del servicio al costo. Para fijarla, es necesario considerar las particularidades del mismo, incluyendo escala, ubicación, tecnología, calidad y otros aspectos particulares. Los servicios vendidos por un operador a otro estarán sujetos a las siguientes condiciones:

1. La tarifa del servicio será establecida por Aresep, a petición de la parte interesada.
2. La tarifa se establecerá con base en las características particulares y costos específicos del servicio que prestaría el operador, por lo que podrá diferir de un caso a otro.
3. El operador que brinde servicios a otro debe llevar registros contables individualizados y emitir reportes periódicos de los costos específicos incurridos.
4. El costo de los servicios brindados a otro operador incluye los mismos componentes y procedimientos, basados en necesidades de efectivo, utilizados para determinar las tarifas de los servicios de acueductos, alcantarillados e hidrantes.
5. El operador que solicite la fijación de tarifa para prestar un servicio a otro, debe aportar a Aresep los estudios completos de volumen, ingeniería, inversiones, costos y otros necesarios en las circunstancias para fundamentar la petición.

6. Aresep verificará la información aportada por el operador y solicitará los complementos que estime necesarios. La solicitud tarifaria planteada por el operador podrá ser ratificada, ajustada o rechazada por Aresep, mediante resolución razonada, en salvaguarda de los principios y normas regulatorias.

La venta de servicios entre operadores en ningún caso podrá perjudicar las condiciones del servicio recibido por los abonados directos del operador. Los ingresos y egresos que genere un operador por la venta de servicios a otro, forman parte del concepto de “*Otras salidas y entradas de efectivo*”, descrito en la sección 6.

11. Calidad

La búsqueda de eficiencia en la prestación de los servicios regulados no debe perjudicar la calidad de los mismos. Esta metodología no incorpora expresamente el detalle de los elementos de calidad que debe cumplir el operador, ya que el instrumento que los establece y define es el “*Proyecto de regulación técnica de los servicios de acueducto y alcantarillado*” vigente, o el documento que lo actualice o sustituya.

El proyecto de regulación técnica establece indicadores que muestran el grado de cumplimiento de las metas de calidad de los servicios, en cada región de AyA y en la ESPH, S.A. Esta herramienta permite, entre otros aspectos: 1) monitorear la evolución de la calidad, continuidad, cobertura y eficiencia y servicio al cliente por región, 2) promover la mejora de los procesos relacionados y 3) informar a la ciudadanía sobre el desempeño obtenido.

Los indicadores utilizados en cada servicio fueron seleccionados considerando el impacto en la calidad del servicio y en el bienestar de los usuarios y forman parte del conjunto de indicadores que recopila, sistematiza y divulga la Asociación de Entes Reguladores de Agua y Saneamiento de Las Américas –Aderasa-. De acuerdo con lo establecido en el proyecto de regulación técnica, para cada región de AyA y para ESPH, S.A. existen metas de calidad que consideran criterios de mejora continua y promueven el avance progresivo en el nivel de servicio brindado al usuario. Estas metas se utilizarán para fiscalizar los resultados obtenidos por los operadores en las regiones en que prestan sus servicios.

12. Eficiencia

12.1. La necesidad de enfocarse en la eficiencia.

Ante el interés superior del abonado, la búsqueda constante de eficiencia constituye un objetivo prioritario, que implica la obligación de incrementar de manera continua la productividad de los recursos consumidos y la calidad de los servicios prestados.

Al implementar medidas dirigidas a mejorar la eficiencia debe considerarse que:

1. Los servicios de acueductos y alcantarillados constituyen industrias de red, que pueden lograr economías de escala por separado y economías de ámbito cuando se prestan conjuntamente por el mismo operador.
2. La operación global de un prestador puede segregarse territorialmente y ello permite comparar la gestión operacional y financiera entre centros de producción que actúan en ámbitos geográficos distintos, y de un centro de producción consigo mismo a través del tiempo.

3. Para mejorar la eficiencia, las regiones con desempeño menor deben aproximarse progresivamente a las de desempeño mayor.
4. Existen diferencias importantes en la intensidad factorial (capital y trabajo, principalmente) de las diferentes regiones servidas por los operadores. Aunque se trata de una industria intensiva en capital, se ha observado que en los últimos años la participación de este factor ha tendido a decrecer en relación con el laboral.
5. Una mayor inversión de capital, permitiría renovar, rehabilitar y ampliar más rápidamente la infraestructura existente, con el propósito de aumentar la productividad y mejorar la calidad del servicio.

12.2. Las pérdidas de agua.

Un elemento central en la mejora del servicio que brindan los operadores a sus abonados, se refiere a la necesidad de reducir las pérdidas de agua, tanto técnicas como comerciales. Este tema es crítico debido a que, entre otras razones, i) el nivel de pérdidas de agua de los prestadores nacionales es comparativamente alto, ii) varias empresas latinoamericanas muestran cifras que indican una oportunidad de mejora en este rubro, iii) los costos de producción del agua consumida por la población servida se ven incrementados por las pérdidas de agua, iv) se presentan elementos exógenos –como el cambio climático, o el fenómeno del niño– que reducen la oferta de agua disponible, v) parte de la capacidad instalada de los sistemas tiene una vida útil cercana al vencimiento o vencida, vi) los racionamientos en la temporada de verano son recurrentes, vii) si se reduce la pérdida comercial, se puede facturar el servicio correspondiente al volumen consumido que deja de ser ilegal y que está siendo capturado por el sistema de acueductos, viii) es de esperar que el paso del consumo clandestino al medido disminuya el volumen total de m³ suministrados y, por lo tanto, la presión sobre los sistemas de acueducto y alcantarillado y ix) es indispensable y urgente mejorar la calidad del servicio prestado a los usuarios, el cual se ve perjudicado por las pérdidas de agua.

Las pérdidas técnicas y comerciales pueden abordarse de manera eficaz mediante programas que incluyan acciones tales como la gestión de la presión de los flujos de agua, el control de fugas, la administración de activos, la calidad y oportunidad de reparaciones, la gestión de submedición, la mejora en el manejo de sistemas de información y la reducción gradual de consumos ilegales.

La reducción de pérdidas de agua constituye un objetivo estratégico, por su impacto en los costos de producción, nivel de eficiencia, aprovechamiento de las fuentes de agua, incremento en las inversiones y financiamiento, calidad del producto y servicio, costos de mantenimiento, uso racional del agua, cultura de pago por los servicios, equidad entre abonados, etc.

Por las consideraciones anteriores, el factor de eficiencia se centra en promover una reducción progresiva y significativa de las pérdidas de agua y, como consecuencia de ello, una mejora considerable en el desempeño general del operador.

12.3. El factor de eficiencia.

Para el primer año de vigencia de esta metodología, deben estar definidas –y lograrse– las metas de reducción de pérdidas de agua por abonado por mes. No obstante, en ese primer año el factor de eficiencia para fines tarifarios asumirá un valor de 1, ya que no se cuenta con el parámetro oficial de eficiencia correspondiente al período anterior. El primer año de vigencia de la metodología dará tiempo a los operadores para fortalecer los procesos y acelerar las medidas

destinadas a mejorar la eficiencia. Del segundo año al sexto de vigencia, el factor de eficiencia se determina como sigue:⁷

$$IPUFR_{e(t-1)} = ISUF_{e(t-1)} - ICUF_{e(t-1)} = \frac{AP_{e(t-1)} - AF_{e(t-1)}}{N_{e(t-1)} * 12} \quad \text{Fórmula (17)}$$

$$FE_{et} = \frac{RIPUFR_{e(t-1)}}{RIPUFm_{e(t-1)}} \quad \text{Fórmula (18)}$$

Donde:

$IPUFR_{e(t-1)}$ = Volumen real de pérdidas de agua por abonado de la empresa e , por mes, en m^3 , para el período $t-1$.

$ISUF_{e(t-1)}$ = Volumen de agua producido por abonado de la empresa e , por mes, en m^3 , para el período $t-1$.

$ICUF_{e(t-1)}$ = Volumen de agua facturado por abonado de la empresa e , por mes, en m^3 , para el período $t-1$.

$AP_{e(t-1)}$ = Volumen de agua producida en el sistema de acueducto (medida en la salida de la planta) de la empresa e , en m^3 , durante el período $t-1$.

$AF_{e(t-1)}$ = Volumen de agua facturada por la empresa e , en m^3 , durante el período $t-1$.

$N_{e(t-1)}$ = Número de abonados del servicio de acueductos de la empresa e , al 30 de junio del período $t-1$, con $N_{e(t-1)} \neq 0$.

FE_{et} = Factor de eficiencia de la empresa e , para el período t . El valor mínimo es 0 y el valor máximo es 1.

$RIPUFR_{e(t-1)}$ = Porcentaje de reducción real de pérdidas de agua por abonado de la empresa e , por mes, en m^3 , para el período $t-1$.

$RIPUFm_{e(t-1)}$ = Porcentaje de reducción meta de pérdidas de agua por abonado de la empresa e , por mes, en m^3 , para el período $t-1$, con $RIPUFm_{e(t-1)} \neq 0$.

Las metas de reducción progresiva del volumen de pérdidas de agua en m^3 por abonado por mes, serán determinadas mediante un estudio presentado por el operador a más tardar el 30 de setiembre de cada año, el cual será revisado, avalado o ajustado por Aresep. Dicho estudio se debe incorporar como parte de la solicitud de revisión de tarifas que presenta el operador. En caso de que el operador no presente el estudio oportunamente, Aresep podrá determinar de oficio el factor de eficiencia a aplicar, con base en estudios internacionales sobre la materia, información local disponible y sus propios análisis.

Para el sexto año de vigencia del modelo, se espera que las pérdidas de agua se hayan reducido a niveles similares a los que presentan operadores comparables y eficientes de América Latina. Por esa razón, para el año séptimo y siguientes, el factor de eficiencia que utilizará el modelo se determinará mediante estudios específicos o fuentes públicas que presenten indicadores de productividad del sector de agua, a nivel nacional o internacional. Con ese fin, durante el quinto

⁷ Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (2013). Nivel de pérdidas aceptable para el cálculo de los costos de prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto y alcantarillado. Colombia.

año de vigencia del modelo Aresep presentará la propuesta correspondiente, la cual se someterá al procedimiento de audiencia pública.

13. Estructura tarifaria

Los subsidios que se otorguen por medio de la estructura tarifaria, se asignarán a abonados de los servicios de acueductos y alcantarillados, de conformidad con la política que sea establecida al efecto por la Junta Directiva de Aresep.

14. Devoluciones a abonados

- a) Devolución por saldos en exceso del límite establecido.

La información económico financiera del operador puede evidenciar, a una fecha dada, un saldo de efectivo e inversiones transitorias excesivo, en términos de las necesidades de caja del operador. Con el fin de evitar posibles saldos excesivos, seguidamente se describe la forma de determinar si existe o no un exceso de disponibilidades, su cuantía y mecanismo de devolución:

1. Determinación de saldos en exceso del límite establecido.

$$\text{Si } MEIT_{miet} > MAX_{iet} \rightarrow MTD_{miet} = MEIT_{miet} - MAX_{iet} \quad \text{Fórmula (19)}$$

Donde:

$MEIT_{miet}$ = Monto total de efectivo más inversiones transitorias correspondiente a fondos del servicio i , de la empresa e , al final del mes m del período t .

MAX_{iet} = Monto máximo aceptable de saldo de efectivo e inversiones transitorias correspondiente a fondos del servicio i , de la empresa e , para el período t .

MTD_{miet} = Monto total a devolver a los abonados del servicio i de la empresa e , por el exceso de efectivo e inversiones transitorias determinado en el mes m del período t .

m = Cada mes del período t .

El operador puede conservar la octava parte de los ingresos totales previstos para el período t , como saldo máximo aceptable de efectivo e inversiones transitorias. Esto equivale a 45,6 días de necesidades de efectivo, lo cual representa una cobertura razonable. La primera vez que se aplique el modelo, se verificará si existe o no un saldo en exceso del límite establecido. De existir, la primera fijación incorporará el ajuste correspondiente a dicho saldo, a fin de restituirlo a los abonados.

El saldo máximo aceptable se calcula como sigue:

$$MAX_{iet} = FSMX_{iet} * \sum_{i=1}^4 T_{iet} * V_{iet} \quad \text{Fórmula (20)}$$

Donde:

MAX_{iet} = Monto máximo aceptable de saldo de efectivo e inversiones transitorias correspondiente a fondos del servicio i , de la empresa e , para el período t .

$FSMX_{iet}$ = Fracción de los ingresos en efectivo del servicio i previstos para el período t , que la empresa e puede conservar como saldo máximo aceptable de efectivo e inversiones

transitorias, en cualquier mes de ese período. Asume un valor de un octavo ($1/8$ o $12,5\%$).

T_{iet} = Costo medio total estimado del m^3 de agua a facturar por el servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

V_{iet} = Volumen de agua en m^3 a facturar por el servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t , con $V_{iet} \neq 0$.

2. Aplicación de la devolución.

La devolución de un eventual saldo de efectivo e inversiones transitorias en exceso del máximo aceptable, se realizará durante los seis meses señalados en la resolución que la autoriza, como se muestra seguidamente.

$$ATDSE_{iet} = \frac{MTD_{miet}}{MD_{ie}} \quad \text{Fórmula (21)}$$

Donde:

$ATDSE_{iet}$ = Ajuste de la tarifa por m^3 a facturar por el servicio i de la empresa e , durante los seis meses en que se aplicará la devolución a los abonados del saldo de efectivo e inversiones transitorias en exceso del máximo aceptable para el período t .

MTD_{miet} = Monto total a devolver a los abonados del servicio i de la empresa e , por el exceso de efectivo e inversiones transitorias determinado en el mes m del período t .

MD_{ie} = m^3 del servicio o actividad i a facturar por la empresa e , durante los seis meses en que se aplicará la devolución a los abonados, con $MD_{ie} \neq 0$.

b) Devoluciones por reducción del canon Aresep

El canon aplicado por Aresep en las fijaciones tarifarias de los servicios regulados, puede sufrir ajustes debido a diferencias entre el monto correspondiente a las cifras presupuestadas por la institución y el canon finalmente aprobado por la CGR. El nivel de ejecución presupuestaria de la institución también puede dar lugar a ajustes del canon. En caso de que una ejecución inferior a la prevista haga innecesario contar con parte de los recursos provenientes del canon originalmente presupuestado, el monto de subejecución estimado se devolverá a los usuarios. En ambos casos, la devolución se realizará vía reducción de tarifas, durante los seis meses señalados en la resolución que la autoriza. La reducción en la tarifa por devolución de parte del canon se determina como sigue:

$$ATRC_{iet} = \frac{RC_{iet}}{MD_{ie}} \quad \text{Fórmula (22)}$$

Donde:

$ATRC_{iet}$ = Ajuste de la tarifa por m^3 a facturar por el servicio i , de la empresa e , durante los seis meses en que se aplicará la devolución a los abonados de la reducción del canon del período t .

RC_{iet} = Monto total a devolver a los abonados del servicio i de la empresa e , por reducción del canon del período t .

MD_{ie} = m³ del servicio o actividad i a facturar por la empresa e , durante los seis meses en que se aplicará la devolución a los abonados, con $MD_{ie} \neq 0$.

Las devoluciones originadas en una eventual reducción del canon, ya sea por decisión de la CGR o por subejecución presupuestaria de Aresep, se tramitarán de oficio como fijación extraordinaria, bajo la modalidad de participación ciudadana denominada consulta pública.⁸

15. Asignación de gastos indirectos

Los gastos indirectos –a veces llamados gastos generales, comunes, administrativos, o de soporte-, forman parte de la estructura de costos del operador y, de conformidad con el principio de servicio al costo, deben incluirse en la tarifa. Los gastos originados por los procesos de soporte, por su naturaleza, no pueden asociarse de manera directa, precisa y económica con los servicios sustantivos a los que brindan apoyo.

Esta característica de los gastos indirectos, hace necesario aplicar criterios y métodos de asignación que sean válidos, razonables y transparentes, de conformidad con las técnicas de contabilidad de costos. Dadas sus implicaciones tarifarias, se requiere que estos criterios de asignación de gastos se aprueben formalmente, se apliquen consistentemente en cada período y se documenten los resultados de su aplicación. Los criterios y métodos aplicados para la asignación de los gastos indirectos deben presentarse a la Autoridad Reguladora como parte de las peticiones tarifarias y pueden ser ajustados por esta para fines regulatorios.

16. Gestión de riesgos

Para desarrollar con eficiencia y eficacia los procesos de operación, inversión, y financiamiento, es indispensable que los prestadores realicen una adecuada gestión de los riesgos institucionales. Con ese fin, la Contraloría General de la República emitió las “*Directrices generales para el establecimiento y funcionamiento del sistema específico de valoración del riesgo institucional (SEVRI)*”.⁹ El proceso de gestión de riesgos debe cubrir todas las dimensiones relevantes de la gestión institucional, incluyendo la estratégica, operacional, económica, financiera, laboral, técnica, jurídica, regulatoria y ambiental. En este sentido, el operador es responsable de gestionar los riesgos, mediante el diseño, ejecución, evaluación y ajuste de los planes y acciones necesarias.

La calidad de la gestión de riesgos tiene efectos regulatorios importantes ya que incide, directa o indirectamente, en la eficiencia operativa, la ejecución de inversiones, la gestión del financiamiento, la calidad del servicio, la protección de las fuentes de recursos hídricos, así como en la solvencia y solidez del operador. El SEVRI establece la necesidad de una gestión integral de riesgos. Este proceso incluye, además de la identificación y valoración de riesgos, la definición y ejecución de las medidas necesarias para evitar, mitigar, compensar, tercerizar o asumir los riesgos identificados.

Es importante puntualizar la importancia regulatoria de un adecuado proceso de gestión de riesgos económicos y financieros. En este sentido, la gestión de los riesgos económicos y financieros del operador debe incluir, entre otros, los riesgos relacionados con solvencia, solidez, tipo de cambio, tasa de interés e inflación. Por su parte, los riesgos sustantivos

⁸ De conformidad con el Artículo 30 de la Ley 7593 y la resolución RRG-7205-2007 “*Lineamientos respecto del procedimiento a seguir en fijaciones extraordinarias de tarifas de servicios públicos*” del 7 de setiembre del 2007.

⁹ Contraloría General de la República, directriz D-3-2005-CO-DFOE, del 12 de julio del 2005.

incluyen, entre otros, los riesgos operativos, los efectos de variaciones climáticas drásticas, la insuficiencia de fuentes de recursos hídricos, el colapso de sistemas con vida útil vencida o alto grado de deterioro, el rezago en la ejecución de programas de inversión y la contaminación de sistemas por elementos perjudiciales para la salud.

Como parte del proceso de fiscalización, Aresep podrá verificar el alcance, cumplimiento y eficacia del proceso de gestión de riesgos ejecutado por el operador.

17. Modelo para cálculo tarifario

La Intendencia de Agua facilitará un modelo resumen de cálculo tarifario, con el objetivo de que se uniforme y facilite el proceso. Este modelo utilizará un solo libro de ExcelTM y estará disponible en la página web de Aresep (<http://www.aresp.go.cr/>).

Las solicitudes tarifarias, y los recursos relacionados con decisiones tarifarias, deben presentarse utilizando este modelo. Lo anterior, sin perjuicio de la información adicional o complementaria (estudios, análisis, informes detallados, auxiliares, bases de datos, etc.) que el operador considere apropiado presentar o que la Aresep considere necesario solicitar.

18. Información requerida

El cuadro siguiente describe la información que los operadores deben remitir a Aresep con fines regulatorios:

Cuadro 1
Información requerida para fines regulatorios

No.	Requerimiento	Fecha de corte	Fecha/plazo de entrega
1	Estados financieros (balance de situación, estado de resultados y estado de flujo de efectivo) mensual, versiones resumida y detallada, por servicio (acueductos, alcantarillados e hidrantes).	Último día natural de cada mes	Dentro del mes siguiente a la fecha de corte
2	Estados financieros dictaminados por Auditoría Externa	31 de diciembre de cada año	30 abril de cada año
3	Auxiliar de activos fijos actualizado, versiones resumida y detallada, por servicio (acueductos, alcantarillados e hidrantes).	30 de junio y 31 de diciembre de cada año	31 de julio y 31 de enero de cada año
4	Estado de resultados, versión resumida y detallada, por región y por servicio (acueductos, alcantarillados e hidrantes).	Último día natural de cada mes	Dentro del mes siguiente a la fecha de corte
5	Estados financieros proyectados (balance de situación, estado de resultados y estado de flujo de efectivo) por servicio (acueductos, alcantarillados e hidrantes) para los próximos cinco años.	Al 31 de diciembre de cada uno de los 5 años proyectados	31 de agosto de cada año
6	Detalle de los gastos de operación totales y por m ³ procesado, indicando monto presupuestado versus real, diferencias absolutas y relativas, por grupo de gastos, por región y por servicio (acueductos, alcantarillados e hidrantes).	30 de junio y 31 de diciembre de cada año	31 de julio y 31 de enero de cada año
7	Matriz de Información Periódica vigente que los operadores entregan semestralmente a Aresep o el documento que la actualice o sustituya.	30 de junio y 31 de diciembre de cada año	31 de julio y 31 de enero de cada año

8	Base de datos de mercado (por servicio, categorías, bloques, regiones, abonados, consumos e ingresos).	Último día natural de cada mes	Dentro de los dos meses siguientes a la fecha de corte
No.	Requerimiento	Fecha de corte	Fecha/plazo de entrega
9	Detalle de criterios, métodos, parámetros, tablas de distribución y montos aplicados en la asignación de los gastos indirectos, por región, por fases de la cadena de valor y por servicio (acueductos, alcantarillados e hidrantes).	31 de diciembre de cada año	30 de abril de cada año
10	Informe de ejecución del Plan de Inversión, indicando monto presupuestado versus real, diferencias absolutas y relativas, por tipo de inversión, región y servicio (acueductos, alcantarillados e hidrantes).	30 de junio y 31 de diciembre de cada año	31 de julio y 31 de enero de cada año
11	Dictamen de auditoría de cumplimiento de los lineamientos regulatorios del fondo de inversión, referido al año inmediato anterior, emitido por un despacho de auditoría externa.	31 de diciembre de cada año	30 de abril de cada año
12	Informe de ejecución del Programa de Protección de Recursos Hídricos.	30 de junio y 31 de diciembre de cada año	31 de julio y 31 de enero de cada año
13	Informe de ejecución del Programa de Hidrantes.	30 de junio y 31 de diciembre de cada año	31 de julio y 31 de enero de cada año
14	Informe de gestión de riesgos (basado en directrices del SEVRI).	30 de junio y 31 de diciembre de cada año	31 de julio y 31 de enero de cada año
15	Estudios de mercado detallados para solicitar revisiones tarifarias (al menos una vez al año)	31 de diciembre del año siguiente	31 de agosto de cada año
16	Estudio técnico sobre metas de reducción progresiva del volumen planeado de pérdidas de agua en m ³ por abonado por mes.	Al 31 de diciembre de cada uno de los 5 años proyectados	30 de setiembre de cada año
17	Base de datos de las entidades de la categoría preferencial que califican para recibir subsidios.	31 de diciembre de cada año	30 abril de cada año

Para cumplir con sus funciones, Aresep podrá solicitar en cualquier momento la información adicional que considere necesaria. La información requerida debe entregarse dentro del plazo otorgado, completa en alcance y detalle, de manera oficial, en forma electrónica, con fórmulas visibles y documentos vinculados o relacionados y sin ningún tipo de bloqueo, claves o restricciones que obstaculicen o limiten su uso.

Como parte integral de esta metodología, se presentan los siguientes anexos:

1. Lineamientos regulatorios del fondo de inversión.
2. Fórmulas del modelo.
3. Variables y subíndices del modelo.

Anexo 1: Lineamientos regulatorios del fondo de inversión

1. Concepto de fondo de inversión.

El fondo de inversión de un operador es el conjunto de los recursos recibidos que se destinan exclusivamente a la ejecución del Plan de Inversión aceptado para fines tarifarios por Aresep, el cual debe registrarse en cuentas contables separadas y restringidas al fin indicado.

2. Justificación.

El fondo de inversión es una herramienta para fortalecer la ejecución, seguimiento y fiscalización de los recursos asignados a un operador para ejecutar su Plan de Inversión. Este mecanismo requiere el manejo separado de los recursos de inversión de cada operador, su uso exclusivo en el fin para el que fueron autorizados y la divulgación periódica de los resultados.

3. Objetivo.

Asegurar que los recursos destinados a la ejecución del Plan de Inversión del operador se utilicen exclusivamente para ese fin y desincentivar la presentación de presupuestos de inversión que excedan la capacidad de ejecución del operador.

4. Alcance.

Los lineamientos regulatorios relacionados con el fondo de inversión se aplican al registro, uso, control y seguimiento de los fondos necesarios para ejecutar el Plan de Inversión de los operadores de servicios de agua. Estos recursos deben destinarse exclusivamente a la rehabilitación, reposición o expansión de los activos fijos que requieren los servicios regulados, al fortalecimiento de la calidad del servicio entregado al abonado, a la protección de las fuentes de recursos hídricos y a la adquisición de activos para brindar los servicios de apoyo indispensables.

5. Entradas de fondos.

El fondo de inversión recibirá recursos de las siguientes fuentes: i) Los ingresos tarifarios en la proporción correspondiente a inversión, ii) los desembolsos de los préstamos contratados para financiar los proyectos de inversión, iii) los rendimientos de las inversiones transitorias y de los saldos en cuentas corrientes del fondo de inversión y iv) las transferencias o donaciones recibidas para fines de inversión.

6. Salidas de fondos.

Los fondos podrán utilizar se únicamente para los siguientes fines: i) la ejecución de los desembolsos debidamente autorizados y documentados destinados a la ejecución de proyectos incorporados en el Plan de Inversión aceptado por Aresep para fines regulatorios, ii) la atención del servicio de la deuda destinada a inversión en activos fijos, incluyendo principal, intereses, comisiones y coberturas, en caso de existir estas últimas y iii) el pago del costo de administración del fondo de inversión, cuando se contraten servicios a terceros para ejecutar esta labor.

7. Registros.

Los registros contables de las transacciones y ajustes relacionados con la gestión de los fondos para ejecutar el Plan de Inversión deberán llevarse en auxiliares y cuentas individualizadas que permitan, documenten y faciliten el seguimiento y verificación de los recursos utilizados.

8. Colocaciones.

Los recursos del fondo de inversión pendientes de ejecución se invertirán en las opciones del mercado que ofrezcan la mejor combinación de condiciones seguridad, rendimiento y riesgo, compatibles con el marco jurídico aplicable, en plazos que permitan contar con esos recursos cuando sean requeridos de acuerdo con la programación de desembolsos.

9. Rendimientos.

Los rendimientos obtenidos de las inversiones transitorias y de los saldos en cuentas corrientes del fondo de inversión constituyen ingresos del mismo y están sujetos a los mismos lineamientos regulatorios, en cuanto a usos autorizados, registro, control y seguimiento.

10. Seguimiento y control.

Al 30 de abril de cada año, el operador entregará a Aresep un dictamen de auditoría de cumplimiento, referido al año anterior, emitido por un despacho de auditoría externa, que incluya la opinión del auditor relativa al cumplimiento de lineamientos regulatorios del fondo de inversión, la ejecución del Plan de Inversión, las variaciones físicas, económicas y financieras entre lo planeado y ejecutado, los hallazgos relevantes y las recomendaciones para mejorar el proceso de inversión.

11. Financiamiento

Los proyectos deben incorporar fuentes de financiamiento externo que permitan fondear una parte significativa de las inversiones, de conformidad con la política de apalancamiento financiero del operador, de manera que la ejecución del Plan de Inversión pueda acelerarse con ese financiamiento y que, al mismo tiempo, se promueva una mayor equidad intergeneracional. Se exceptúan de esta disposición las obras menores, correspondientes a aquellas con costos que no excedan el límite vigente para licitaciones abreviadas, establecido por la Contraloría General de la República.

12. Limitaciones.

No podrán ejecutarse proyectos no contemplados en el Plan de Inversión, salvo en caso de emergencias nacionales, debidamente justificadas y documentadas.

No.	Fórmula	Descripción	Pág.
1	$T_{iet} = \frac{GOMA_{iet} + INV_{iet} + ICTN_{iet} + SD_{iet} + OSE_{iet} + CA_{iet}}{V_{iet}}$	Costo medio total estimado del m ³ de agua a facturar por el servicio o actividad <i>i</i> , de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> .	12
2	$GOMAM_{iet} = \frac{GOMA_{ie(t-1)}}{V_{ie(t-1)}} * [1 + (MIPC_t * FE_{et})]$	Gasto medio de operación, mantenimiento y administración, en efectivo, por m ³ de agua facturada, del servicio o actividad <i>i</i> , de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> .	13
3	$GOMA_{iet} = GOMAM_{iet} * V_{iet}$	Gasto total de operación, mantenimiento y administración, en efectivo, del servicio o actividad <i>i</i> , de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> .	13
4	$INVM_{iet} = \frac{PITAF_{iet} - FC_{iet} - TR_{iet} - DO_{iet}}{V_{iet}}$	Recursos propios medios, por m ³ de agua facturada, requeridos para inversión en activos fijos del servicio o actividad <i>i</i> , de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> .	14
5	$INV_{iet} = INVM_{iet} * V_{iet}$	Recursos propios totales requeridos para inversión en activos fijos del servicio o actividad <i>i</i> , de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> .	14
6	$ICTN_{iet} = CTN_{iet} - CTN_{ie(t-1)}$	Incremento en el capital de trabajo neto del servicio o actividad <i>i</i> , de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> .	15
7	$ICTN_{iet} = (AC_{iet} - PC_{iet}) - (AC_{ie(t-1)} - PC_{ie(t-1)})$	Incremento en el capital de trabajo neto del servicio o actividad <i>i</i> , de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> .	15
8	$SDMe_{iet} = \frac{AP_{iet} + GR_{iet} + COB_{iet}}{V_{iet}}$	Servicio de la deuda medio, por m ³ de agua facturada, requerido para el servicio o actividad <i>i</i> , de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> .	15
9	$SD_{iet} = SDMe_{iet} * V_{iet}$	Servicio de la deuda requerido por el servicio o actividad <i>i</i> , de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> .	15
10	$OSEMe_{iet} = \frac{OS_{iet} - OE_{iet}}{V_{iet}}$	Otras salidas y entradas de efectivo medias, por m ³ de agua facturada, correspondientes al servicio o actividad <i>i</i> , de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> .	16
11	$OSE_{iet} = OSEMe_{iet} * V_{iet}$	Otras salidas de efectivo, no consideradas en los conceptos anteriores, correspondientes al servicio o actividad <i>i</i> , de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> .	16
12	$CAM_{iet} = \frac{CA_{iet}}{V_{iet}}$	Canon medio que se paga a Aresep, por m ³ de agua facturada, correspondiente al servicio o actividad <i>i</i> , de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> .	16
13	$CA_{iet} = CAM_{iet} * V_{iet}$	Canon total que se paga a Aresep correspondiente al servicio o actividad <i>i</i> , de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> .	16
14	$TCMeUMEP_p = \frac{\sum_{d=1}^n TCUMEP_{pd}}{n}$	Tipo de cambio diario promedio correspondiente a los seis meses más recientes, de la unidad monetaria extranjera del país <i>p</i> , respecto al USD.	18
15	$TCMeUSD = \frac{\sum_{d=1}^n TCUSD_d}{n}$	Tipo de cambio de referencia diario promedio de compra correspondiente a los seis meses más recientes, del USD respecto al CRC.	18
16	$SC_{cet} = SC_{ce(t-1)} * (1 + MIPC_t)$	Tarifa del servicio conexo <i>c</i> , de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> .	20
17	$IPUFr_{e(t-1)} = \frac{AP_{e(t-1)} - AF_{e(t-1)}}{N_{e(t-1)} * 12}$	Volumen real de pérdidas de agua por abonado de la empresa <i>e</i> , por mes, en m ³ , para el período <i>t-1</i> .	23
18	$FE_{et} = \frac{RIPUFr_{e(t-1)}}{RIPUFm_{e(t-1)}}$	Factor de eficiencia de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> . Si el valor es menor o igual a cero, asume un valor de cero. Si el valor es mayor que 1, asume un valor de 1.	23

No.	Fórmula	Descripción	Pág.
19	$MTD_{miet} = MEIT_{miet} - MAX_{iet}$	Monto total a devolver a los abonados del servicio <i>i</i> de la empresa <i>e</i> , por el exceso de efectivo e inversiones transitorias determinado en el mes <i>m</i> del período <i>t</i> .	25
20	$MAX_{iet} = FSMX_{iet} * \sum_{i=1}^4 T_{iet} * V_{iet}$	Monto máximo aceptable de saldo de efectivo e inversiones transitorias correspondiente a fondos del servicio <i>i</i> , de la empresa <i>e</i> , para el período <i>t</i> .	25
21	$ATDSE_{iet} = \frac{MTD_{miet}}{MD_{ie}}$	Ajuste de la tarifa por m ³ a facturar por el servicio <i>i</i> de la empresa <i>e</i> , durante los seis meses en que se aplicará la devolución a los abonados del saldo de efectivo e inversiones transitorias en exceso del máximo aceptable para el período <i>t</i> .	26
22	$ATRC_{iet} = \frac{RC_{iet}}{MD_{ie}}$	Ajuste de la tarifa por m ³ a facturar por el servicio <i>i</i> , de la empresa <i>e</i> , durante los seis meses en que se aplicará la devolución a los abonados de la reducción del canon del período <i>t</i> .	26

Anexo 3: Variables y subíndices del modelo

No.	Variables	Descripción
1	$AC_{ie(t-1)} =$	Activo corriente del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período $t-1$.
2	$AC_{iet} =$	Activo corriente del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
3	$AF_{e(t-1)} =$	Volumen de agua facturada por la empresa e , en m^3 , durante el período $t-1$.
4	$AP_{e(t-1)} =$	Volumen de agua producida en el sistema de acueducto (medida en la salida de la planta) de la empresa e , en m^3 , durante el período $t-1$.
5	$AP_{iet} =$	Amortización del principal de las deudas, requerida para cumplir los contratos de financiamiento de inversiones en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
6	$ATDSE_{iet} =$	Ajuste de la tarifa por m^3 a facturar por el servicio i , de la empresa e , durante los seis meses en que se aplicará la devolución a los abonados del saldo de efectivo e inversiones transitorias en exceso del máximo aceptable para el período t .
7	$ATRC_{iet} =$	Ajuste de la tarifa por m^3 a facturar por el servicio i , de la empresa e , durante los seis meses en que se aplicará la devolución a los abonados de la reducción del canon del período t .
8	$CA_{iet} =$	Canon total que se paga a Aresep correspondiente al servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
9	$CAME_{iet} =$	Canon medio que se paga a Aresep, por m^3 de agua facturada, correspondiente al servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
10	$COB_{iet} =$	Coberturas pactadas para gestionar los riesgos derivados de los contratos de financiamiento de inversiones en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t , en caso de que sean adquiridas.
11	$CTN_{ie(t-1)} =$	Capital de trabajo neto del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período $t-1$.
12	$CTN_{iet} =$	Capital de trabajo neto del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
13	$DO_{iet} =$	Donaciones destinadas a inversiones en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
14	$FE_{et} =$	Factor de eficiencia de la empresa e , para el período t . El valor mínimo es 0 y el valor máximo es 1.
15	$FC_{iet} =$	Financiamiento vía crédito destinado a inversiones en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
16	$FSMX_{iet} =$	Fración de los ingresos en efectivo del servicio i previstos para el período t , que la empresa e puede conservar como saldo máximo aceptable de efectivo e inversiones transitorias, en cualquier mes de ese período. Asume un valor de un octavo ($1/8$ o $12,5\%$).
17	$GF_{iet} =$	Gastos financieros requeridos para cumplir con los contratos de financiamiento de inversiones en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t . Incluye intereses y comisiones bancarias.
18	$GOMA_{ie(t-1)} =$	Gasto total de operación, mantenimiento y administración, en efectivo, del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período $t-1$.
19	$GOMA_{iet} =$	Gasto total de operación, mantenimiento y administración, en efectivo, del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
20	$GOMAME_{iet} =$	Gasto medio de operación, mantenimiento y administración, en efectivo, por m^3 de agua facturada, del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
21	$ICTN_{iet} =$	Incremento en el capital de trabajo neto del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .

No.	Variables	Descripción
22	$ICUF_{e(t-1)} =$	Volumen de agua facturado por abonado de la empresa e , por mes, en m^3 , para el período $t-1$.
23	$INV_{iet} =$	Recursos propios totales requeridos para inversión en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
24	$INVMe_{iet} =$	Recursos propios medios, por m^3 de agua facturada, requeridos para inversión en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
25	$IPUFR_{e(t-1)} =$	Volumen real de pérdidas de agua por abonado de la empresa e , por mes, en m^3 , para el período $t-1$.
26	$ISUF_{e(t-1)} =$	Volumen de agua producido por abonado de la empresa e , por mes, en m^3 , para el período $t-1$.
27	$MAX_{iet} =$	Monto máximo aceptable de saldo de efectivo e inversiones transitorias correspondiente a fondos del servicio i , de la empresa e , para el período t .
28	$MD_{ie} =$	m^3 del servicio o actividad i a facturar por la empresa e , durante los seis meses en que se aplicará la devolución a los abonados, con $MD_{ie} \neq 0$.
29	$MEIT_{miet} =$	Monto total de efectivo más inversiones transitorias correspondiente a fondos del servicio i , de la empresa e , al final del mes m del período t .
30	$MIPC_t =$	Meta interanual de variación del Índice Precios al Consumidor, para el período t establecida en el Programa Macroeconómico que publica el Banco Central de Costa Rica. En caso de que este dato se deje de publicar, o no esté disponible oportunamente, se utilizará la variación interanual del IPC del período $t-1$.
31	$MTD_{miet} =$	Monto total a devolver a los abonados del servicio i de la empresa e , por el exceso de efectivo e inversiones transitorias determinado en el mes m del período t .
32	$N_{e(t-1)} =$	Número de abonados del servicio de acueductos de la empresa e , al 30 de junio del período $t-1$, con $N_{e(t-1)} \neq 0$.
33	$OE_{iet} =$	Otras entradas de efectivo, no consideradas en los conceptos anteriores, correspondientes al servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
34	$OSE_{iet} =$	Otras salidas y entradas de efectivo totales, correspondientes al servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
35	$OSEMe_{iet} =$	Otras salidas y entradas de efectivo medias, por m^3 de agua facturada, correspondientes al servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
36	$OS_{iet} =$	Otras salidas de efectivo, no consideradas en los conceptos anteriores, correspondientes al servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
37	$PC_{ie(t-1)} =$	Pasivo corriente del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período $t-1$.
38	$PC_{iet} =$	Pasivo corriente del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
39	$PITAF_{iet} =$	Presupuesto de inversión total en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
40	$RC_{iet} =$	Monto total a devolver a los abonados del servicio i de la empresa e , por reducción del canon del período t .
41	$RIPUFm_{e(t-1)} =$	Porcentaje de reducción meta de pérdidas de agua por abonado de la empresa e , por mes, en m^3 , para el período $t-1$, con $RIPUF_{me(t-1)} \neq 0$.
42	$RIPUFR_{e(t-1)} =$	Porcentaje de reducción real de pérdidas de agua por abonado de la empresa e , por mes, en m^3 , para el período $t-1$.

No.	Variables	Descripción
43	$SC_{cet(t-1)} =$	Tarifa del servicio conexo c , de la empresa e , para el período $t-1$.
44	$SC_{cet} =$	Tarifa del servicio conexo c , de la empresa e , para el período t .
45	$SD_{iet} =$	Servicio de la deuda requerido por el servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
46	$SDMe_{iet} =$	Servicio de la deuda medio, por m^3 de agua facturada, requerido para el servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
47	$TCMeUME_p =$	Tipo de cambio diario promedio correspondiente a los seis naturales previos e inmediatos a la fecha de solicitud de la petición tarifaria, o del inicio del trámite de oficio del estudio tarifario, de la unidad monetaria extranjera del país p , respecto al USD .
48	$TCMeUSD =$	Tipo de cambio de referencia diario promedio de compra correspondiente a los seis meses naturales previos e inmediatos a la fecha de solicitud de la petición tarifaria, o del inicio del trámite de oficio del estudio tarifario, del USD respecto al CRC .
49	$TCUME_{pd} =$	Tipo de cambio de la unidad monetaria extranjera del país p , respecto al USD , en el día d .
50	$TCUSD_d =$	Tipo de cambio de compra del USD respecto al CRC , en el día d .
51	$T_{iet} =$	Costo medio total estimado del m^3 de agua a facturar por el servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
52	$TR_{iet} =$	Transferencias destinadas a inversiones en activos fijos del servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t .
53	$V_{iet(t-1)} =$	Volumen de agua en m^3 facturada por el servicio o actividad i , de la empresa e , durante el período $t-1$, con $V_{iet(t-1)} \neq 0$.
54	$V_{iet} =$	Volumen de agua en m^3 a facturar por el servicio o actividad i , de la empresa e , para el período t , con $V_{iet} \neq 0$.

No.	Subíndices	Descripción
1	$c =$	Cada uno de los servicios conexos cuyo cobro ha sido autorizado por Aresep.
2	$d =$	Cada día de los seis meses más recientes al que corresponde una observación de tipo de cambio.
3	$e =$	Empresa prestadora de servicios de agua regulados por Aresep.
4	$i =$	Servicio o actividad regulada.
5	$m =$	Cada mes del período t .
6	$n =$	Número de observaciones diarias del tipo de cambio correspondientes a los seis meses naturales previos e inmediatos a la fecha de solicitud de la petición tarifaria, o del inicio del trámite de oficio del estudio tarifario, con $n \neq 0$.
7	$p =$	País con unidad monetaria distinta del USD y el CRC .
8	$t =$	Período anual en que registró la nueva fijación tarifaria.
9	$t-1 =$	Período anual inmediato anterior a aquel en que registró la nueva fijación tarifaria.

II. Solicitar al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.

III. Solicitar a la Dirección General de Atención del Usuario y a la Comisión Autónoma Ad Hoc conformada para este fin, que lleven a cabo las acciones necesarias para que esta propuesta se someta a audiencia pública y se remita a esta Junta Directiva el informe final que corresponda.

ACUERDO FIRME.

A las catorce horas con cincuenta y cinco minutos se retiran del salón de sesiones, los señores (as) Marlon Yong Chacón, Luis Valverde Ramírez, Alejandro Brenes Valverde, Ruth Córdoba Hernández, Gladys González Rodríguez, Alejandra Castro Cascante, Luis Cubillo Herrera y Luis Fernando Chavarría.

ARTÍCULO 4. Propuesta de “Metodología para determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada solares fotovoltaicas nuevas”. Expediente OT-296-2014.

A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, las señoras Laura Núñez Sibaja, Adriana Martínez Palma y el señor Eric Chaves Gómez, funcionarias (o) de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, así como la señora Samantha Wegmann Quesada del Centro de Desarrollo de la Regulación, a participar en la presentación del tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce el oficio 176-DGAJR-2015 del 3 de marzo de 2015 y 222-RG-2015/015-CDR-2015 del 24 de febrero de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el Regulador General y la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación emiten criterio sobre la propuesta de “Metodología para determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada solares fotovoltaicas nuevas”.

Las señoras **Adriana Martínez Palma** y **Laura Núñez Sibaja** se refieren a los antecedentes de la propuesta, competencia de la Junta Directiva, procedimiento para la aprobación de metodologías, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el tema, con base a lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, con base en su oficio 176-DGAJR-2015 y el oficio 222-RG-2015/015-CDR-2015, del Regulador General y la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes y con carácter de firme:

ACUERDO 02-11-2015

1. Aprobar la “Metodología para determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada solares fotovoltaicas nuevas”.
2. Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 10 de febrero del 2015, lo señalado en el Considerando I de la presente resolución y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.
3. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de este Modelo en el Diario Oficial La Gaceta.
4. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO

- I. Que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos se encuentra en la actualidad en un proceso de formalización y diseño de metodologías en todos los sectores regulados. En el sector eléctrico y específicamente en generación privada, en los últimos años se han aprobado una serie de modelos tarifarios aplicables a la compra y venta de energía eléctrica producida por generadores privados, mediante distintas fuentes como son la hidroeléctrica, la eólica y la biomasa. Esas transacciones de energía han estado enmarcadas dentro de lo que establece el Capítulo I de la Ley 7200.

- II. Que con el objetivo de iniciar la formulación metodológica y de contar con la información para la aplicación de la misma, así como conocer mejor el mercado, se realizó dentro del marco de un proyecto de cooperación técnica entre la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ) y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos un informe técnico titulado “Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”, el cual fue elaborado por ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014), realizado bajo contrato con la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa 4E en Centroamérica.
- III. Que es importante señalar que desde el año 2011, se ha presentado una notable reducción de los precios de la energía fotovoltaica en el mercado internacional. En consecuencia, la industria de generación fotovoltaica se ha vuelto más competitiva en relación con la industria de generación de electricidad mediante otras fuentes renovables. Entre otras, esta es una de las razones por las cuales, en los últimos años ha crecido el interés de incorporar este tipo de energía en el Sistema Eléctrico Nacional por parte del ICE y de otras empresas distribuidoras de electricidad del país.
- IV. Que el 12 de setiembre de 2014, mediante oficio 116-CDR-2014, el Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), envía una propuesta de *“Metodología para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Solares Fotovoltaicas Nuevas”*.
- V. Que el 22 de setiembre de 2014, mediante acuerdo 03-55-2014 de la sesión extraordinaria 55-2014 y ratificada el 22 de octubre de 2014 se indica: *“Continuar en una próxima sesión, con el análisis de la propuesta metodológica para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privadas solares fotovoltaicas nuevas, con el propósito de que el Centro de Desarrollo de la Regulación someta una versión ajustada conforme las observaciones y sugerencias formuladas en esta oportunidad”*
- VI. Que el 18 de noviembre de 2014, mediante oficio 820-RG-2014/152-CDR-2014 el Despacho del Regulador y el Centro de Desarrollo de la Regulación en cumplimiento del acuerdo 03-55-2014, envían al Secretario de Junta Directiva la *“Metodología para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Solares Fotovoltaicas Nuevas”*.
- VII. Que el 24 de noviembre de 2014, mediante acuerdo 05-68-2014 de la sesión ordinaria 68-2014, la Junta Directiva de Aresep acordó *“Someter al trámite de audiencia pública la Propuesta “Metodología para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Solares Fotovoltaicas Nuevas” (...).”* (folios 01 al 208).
- VIII. Que el 13 de enero de 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública de Ley, en La Gaceta N° 8 y el 16 de enero de 2015 en los diarios La Nación y La Extra (folios 212 y 213).
- IX. Que el 10 de febrero de 2015, se llevó a cabo la audiencia pública en el Auditorio de la Aresep interconectados por el sistema de videoconferencia con los Tribunales de Justicia de los centros de: Cartago, Ciudad Quesada, Heredia, Liberia, Limón, Pérez Zeledón y Puntarenas, además dicha audiencia se desarrolló en forma presencial en el salón

parroquial de Bribri, Limón, Talamanca; en la cual se recibieron y se admitieron 3 posiciones por parte de: Instituto Costarricense de Electricidad, PV Huacas Sociedad Anónima y Enel Green Power Costa Rica Sociedad Anónima y Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE).

- X. Que el 24 febrero de 2015, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación y el Despacho del Regulador General, mediante oficio 015-CDR-2015/222-RG-2015, remitió a la Secretaría de Junta Directiva el informe final de la “Metodología para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Solares Fotovoltaicas Nuevas” (No consta en los autos del Exp. OT-296-2014).
- XI. Que el 03 de marzo de 2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria mediante el criterio 176-DGAJR-2015, le recomendó a la Junta Directiva: “Someter al conocimiento y discusión de la Junta Directiva la propuesta de *“Metodología para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Solares Fotovoltaicas Nuevas”*, remitida por el Despacho del Regulador General y la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación mediante el oficio 222-RG-2015/015-CDR-2015”. (No consta en los autos del Exp. OT-296-2014).

CONSIDERANDO

- I. Que en ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell, por encontrarse de vacaciones el 16 de marzo de 2015, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.
- II. Que en cuanto a las oposiciones y coadyuvancias presentadas en la audiencia pública, del oficio 015-CDR-2015/222-RG-2015 del 24 de febrero de 2015, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

“(…)

- 1. **Instituto Costarricense de Electricidad**, cédula jurídica número 4-000-042139, representada por la señora María Gabriela Sánchez Rodríguez, cédula número 107960417, en su condición de apoderada especial administrativa (folios 222 al 263).
- 1.1 Dicha metodología debe precisar que el sistema de bandas tarifarias que se aprueba será utilizado por el ICE para la compra de energía de acuerdo a lo establecido en la Ley 7200, el Reglamento al Capítulo I y el Procedimiento de Selección de Proyectos que al efecto se mantenga vigente.

En el alcance de la metodología se establece en el folio 14 lo siguiente: “El modelo que se presenta es aplicable a las fijaciones tarifarias de las ventas de energía al ICE por parte de generadores privados que produzcan con plantas solares fotovoltaicas nuevas, en el marco de lo que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, y para aquellas compraventas de energía eléctrica proveniente de plantas solares fotovoltaicas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP”. Es decir, ya se encuentra contemplado que las ventas de energía al ICE son mediante el marco de la Ley 7200.

En cuanto a los procedimientos de selección de proyectos que utilice el ICE, éstos quedan fuera del alcance de esta metodología debido a que es competencia de la empresa y no de Aresep.

1.2 En atención al principio de legalidad y seguridad jurídica insta al Ente Regulador para que al momento de resolver y aprobar la fijación de la banda tarifaria derivada de la aplicación de esta metodología, no modifique los datos de las variables sometidos a discusión en la presente audiencia pública actualizándolos al día de la audiencia o de la resolución, sin brindar el debido proceso a las Partes interesadas para que se puedan referir a los nuevos datos.

Este es un tema de aplicación de las metodologías. Vale la pena indicar que en relación con la actualización de las variables al momento de la audiencia, desde el año 2004 existe un acuerdo de la Junta Directiva de esta Autoridad Reguladora (Acuerdo 004-015-2004) en el cual se instruye a las direcciones técnicas de ese momento, ahora Intendencias, a “Actualizar a la fecha de celebración de la audiencia pública las siguientes variables: Salarios mínimos, Tipo de cambio de venta del dólar de los Estados Unidos de América con respecto al colón y precio de los combustibles.”

Con el fin de garantizar el cumplimiento del principio del servicio al costo, dicha disposición se ha generalizado, y se ha convertido en una práctica administrativa que se aplica para actualizar variables de los estudios tarifarios ordinarios o extraordinarios que se tramitan en esta Autoridad.

No se omite indicar que el mecanismo de participación ciudadana definido por Ley, es para que los interesados manifiesten sus posiciones con respecto a alguna propuesta de ajuste tarifario, metodología, normas y solicitudes de concesión de generación de energía eléctrica. Mediante este mecanismo la Autoridad Reguladora reúne criterios de los ciudadanos y empresas sobre el aspecto sometido a conocimiento público. Sobre éste punto el artículo 36 de la Ley 7593, dispone en lo conducente:

“(…) La audiencia se convocará una vez admitida la petición y si se han cumplido los requisitos formales que establece el ordenamiento jurídico. Para este efecto, se publicará un extracto en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional, con veinte (20) días naturales de anticipación a la celebración de la audiencia. (...)”

Cabe aclarar que una propuesta, se refiere a un informe técnico dirigido a todas las partes interesadas donde se justifica la necesidad de la aprobación de una metodología tarifaria a fin de ser sometida a audiencia pública. Así pues, no se debe confundir la propuesta -requisito mínimo indispensable que la Aresep necesita a fin de enviar la propuesta a audiencia pública- con la información que se requiere para sustentar la solicitud tarifaria.

Esta última información –necesaria para sustentar la aprobación de metodología- deberá ser analizada una vez que haya concluido el procedimiento de audiencia pública, ya que es hasta este momento que el Ente Regulador cuenta con toda la información para poder resolver la fijación tarifaria. De ahí la importancia que al momento de realizarse los cálculos y de redactar el informe tarifario sobre la fijación de oficio, se utilice la última información disponible.

- 1.3 El Ente Regulador no justifica la exclusión del rango bajo del costo de inversión, eliminándolo en forma arbitraria, lo que afecta el promedio del costo de inversión y por lo tanto la desviación estándar lo cual incide en un aumento tanto del piso de la banda como del techo en favor del generador privado. Sobre la tendencia de precios de la energía solar fotovoltaica. Modificar el texto para incluir el rango bajo, ya que estos cambios son necesarios para que los generadores privados puedan ofertar dentro del proceso de concurso a tarifas menores a las de referencia y que ese beneficio se vea trasladado al consumidor final a través de la tarifa.

En la página 35, del documento “Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”, el cual fue elaborado por ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014), realizado bajo contrato con la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa 4E en Centroamérica se pueden encontrar los elementos relevantes del costo de inversión de una instalación fotovoltaica (Anexo 1, folio 59). Dicho estudio propone que los módulos fotovoltaicos y los inversores se distinguen debido a sus calidades y precios. El segmento inferior de costos de inversión, involucra módulos fotovoltaicos e inversores de baja calidad. Para los efectos de la generación de energía eléctrica mediante fuente solar fotovoltaica, se excluye este rango.

- 1.4 Si bien la metodología propuesta por la ARESEP es consistente con las otras metodologías para plantas nuevas, es necesario que la ARESEP incluya para el cálculo del costo de inversión el rango bajo contenido en el estudio ECLAREON/BSW (2014) y que valore una modificación del techo de la banda de acuerdo con los últimos acontecimientos a nivel internacional respecto de esta tecnología.

En la página 35, del documento “Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”, el cual fue elaborado por ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014), realizado bajo contrato con la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa 4E en Centroamérica se pueden encontrar los elementos relevantes del costo de inversión de una instalación fotovoltaica (Anexo 1, folio 59). Dicho estudio propone que los módulos fotovoltaicos y los inversores se distinguen debido a sus calidades y precios. El segmento inferior de costos de inversión, involucra módulos fotovoltaicos e inversores de baja calidad. Para los efectos de la generación de energía eléctrica mediante fuente solar fotovoltaica, se excluye este rango.

Por otra parte, la aplicación del promedio más una desviación estándar como límite superior es consistente con las Metodologías de plantas de generación privada hidroeléctricas y eólicas nuevas aprobadas por Aresep. Sobre este tema la metodología indica en el folio 05 lo siguiente: “...el límite superior de la banda tarifaria no debe separarse significativamente de los costos esperados y reflejar la tendencia mostrada en éstos. En ese sentido y por consistencia con las otras metodologías de plantas nuevas aprobadas por Aresep, se propone que dicha banda superior sea calculada como los costos de inversión promedio más una desviación estándar. De

esta manera, se espera establecer un precio que cumpla con el principio de servicio al costo para los inversionistas, sin tener que ampliar la banda en exceso ni incurrir en inversiones muy caras y que puedan resultar ineficientes”.

Se ha observado una disminución en los costos de la tecnología a lo largo de los últimos años, tal y como se indicó en la propuesta en el folio 05 “...a lo largo de los últimos años se ha podido observar las rápidas mejoras tecnológicas que ha sufrido esta fuente de energía y el abaratamiento en los equipos utilizados para su instalación. Esta tendencia ha sido mencionada en diferente literatura como lo es el “Annual Energy Outlook 2014 with projections to 2040” U.S. Energy Information Administration (2014) donde se proyecta una disminución de costos, así como en el estudio de ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014)”. La manera en la que se capturan estas mejoras e innovaciones que tienen efecto en la disminución de los precios, es en la forma en que se estableció el límite inferior de la banda.

- 2. PV Huacas Sociedad Anónima**, cédula de persona jurídica 3-101-665647 y **Enel Green Power Costa Rica Sociedad Anónima** cédula de persona jurídica 3-101-120506, representadas por el señor José Antonio Benavides Sancho, cédula de identidad número 104780037, en su condición de Presidente suplente con facultades de apoderado generalísimo y en su condición de Presidente de apoderado generalísimo respectivamente.

2.1 Se solicita que Aresep incluya el factor ambiental en la propuesta de metodología.

El objetivo principal de la metodología consiste en establecer una banda tarifaria para las plantas de generación solar fotovoltaica, la cual incluye todos los elementos necesarios para establecer la tarifa y cumple con lo establecido en la Ley 7593 en cuanto a los criterios y elementos a reconocer.

Dentro de los costos contemplados actualmente se incluye el criterio de sostenibilidad ambiental definido en la Ley 7593, artículo 31 como elemento para fijar las tarifas. En efecto de la legislación analizada se observa que:

- **Ley 7200: Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela**

“Artículo 8 - Además de la declaratoria de elegibilidad a que se refiere el artículo 6º, para centrales de limitada capacidad mayores o iguales a dos mil kilovatios (2.000 KW), el interesado deberá aportar al Servicio Nacional de Electricidad una certificación sobre la aprobación de un estudio de impacto ambiental, elaborada por un profesional del ramo. Este estudio deberá ser presentado previamente al Ministro de Recursos Naturales, Energía y Minas, para su aprobación o rechazo, dentro de un plazo de sesenta días naturales, a partir de su presentación.

(...)

Artículo 10 - En el estudio de impacto ambiental a que se refiere el artículo 8º de esta ley se incluirán, como mínimo los siguientes aspectos:

- a) Indicación del posible impacto de la actividad sobre el ambiente natural y el humano.*
- b) Los efectos adversos inevitables, si se llevará a cabo la actividad.*

- c) Los efectos sostenidos sobre la flora y la fauna, con señalamiento del impacto sobre la vegetación, los suelos, las especies animales y la calidad del agua y del aire.
- ch) Señalamiento de áreas específicas por deforestar, si fuere del caso.
- d) Cantidad posible de desechos.
- e) Efectos sobre las poblaciones y asentamientos humanos.
- f) Programas de reforestación, control de erosión de suelos y control de contaminación del agua y del aire; y los planes de manejo de los desechos.
- g) Planes de contingencia para prevenir, detectar y controlar los efectos nocivos sobre el ecosistema.

(...)

Artículo 11 - Para amparar el cumplimiento de los programas de control y de recuperación ambiental, el concesionario, al firmar el contrato de suministro, deberá acompañar una garantía incondicional de cumplimiento a favor del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, equivalente al cuatro por ciento (4%) del valor del proyecto, durante el período de construcción de la obra, que se mantendrá vigente por un año contado a partir de la entrada en operación del proyecto.

La garantía se reducirá a un monto equivalente a un uno por ciento (1%) del valor del proyecto y se mantendrá vigente durante todo el período de la concesión.

Estos porcentajes podrán ser ajustados por el Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, de acuerdo con la cuantificación de daños potenciales que se determinen en el estudio de impacto ambiental.

La garantía a que se refiere este artículo podrá ser emitida por cualquiera de los bancos del Sistema Bancario Nacional, o por el Instituto Nacional de Seguros, a satisfacción del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, y podrá ser ejecutada, parcial o totalmente, por el citado ministerio, tan pronto se demuestre que se ha producido un daño y que este no ha sido mitigado por el producto autónomo.

El Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas podrá efectuar correcciones, en forma directa y de oficio, o mediante contrato, en cualquier deterioro o daño ambiental que se origine con motivo de la concesión eléctrica otorgada.

Si al término de la concesión la garantía no ha sido ejecutada, será devuelta parcial o totalmente, según corresponda.

Artículo 12 - Corresponde al Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, fijar las pautas y las condiciones de cualquier naturaleza, tendientes a amparar el cumplimiento de los programas de control y recuperación ambiental de las centrales de limitada capacidad. En caso de que los concesionarios incumplan las condiciones fijadas por el Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, el Servicio Nacional de Electricidad, a solicitud de este Ministerio, declarará la caducidad de la concesión.”

En los estudios de impacto ambiental, la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA) estipula que por reglamento lo que procede para otorgar la viabilidad ambiental, es solicitarle al desarrollador la presentación de los instrumentos de Control y Seguimiento, los cuales pueden ser varios como el pago de la garantía, cumplimiento de compromisos ambientales, nombramiento de responsable ambiental, entre otros.

Por estas razones, se considera que la incorporación del factor ambiental como un parámetro adicional de suma o resta a los costos no es necesario debido a que se estaría dando una duplicación de costos ambientales.

- 2.2 *El valor del factor de planta a utilizarse en la presente metodología debe ser el resultado de una muestra representativa de proyectos solares en diversas zonas de Costa Rica. Se sugiere utilizar los datos del informe técnico titulado “Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”*

La metodología busca que los proyectos solares se instalen en las zonas con mejores factores de planta, por lo que utilizar este factor de planta logra este objetivo. Además como lo establece la metodología en el folio 05, se quiere: “...se utilizan los factores de planta definidos en el documento “Energía solar fotovoltaica. Aspectos técnicos y simulación de una tarifa de referencia” elaborado por el Centro Nacional de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (2013, adjunto en el Anexo 2). La información proveniente de este estudio que es utilizada para definir los valores de factor de planta se seleccionó por contemplar mediciones reales realizadas en el sitio en sectores de alta radicación solar. Debe considerarse que a mayor factor de planta, mayor producción de electricidad.”

- 2.3 *Se solicita incluir mayor detalle de las fuentes de información que se referencian en el documento ECLAREON.*

En la página 35 (Anexo 1, folio 59) del estudio “Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”, el cual fue elaborado por ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014), realizado bajo contrato con la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa 4E en Centroamérica se pueden encontrar los elementos incluidos a la hora de analizar los costos de inversión (módulos FV, inversor, estructura, instalación y obra civil, equipamiento eléctrico y margen del instalador) y los costos de operación (mantenimiento del inversor, inspección trimestral y limpieza anual, mantenimiento correctivo, cortar el césped y vegetación, seguridad, monitorización, seguro y otros costos) de una instalación fotovoltaica.

Además, en la página 33 (folio 57) del mismo documento, se menciona que se realizaron entrevistas a 10 empresas activas en el sector FV de países latinoamericanos y en la página 55 (folio 79) se encuentra la entrevista realizada a cada una de estas empresas, es decir, la información contenida en el documentos que se adjuntó como anexo a la presente metodología incorpora toda la información obtenida por parte de los consultores a las preguntas realizadas a las empresas.

- 2.4 *Se considera que la muestra de costos de inversión y de explotación no es lo suficientemente amplia. Se requiere utilizar una muestra representativa de costos de instalación y explotación de proyectos fotovoltaicos a nivel local, regional o global. Se sugiere tomar en cuenta los datos consolidados por Bloomberg New Energy Finance para robustecer el análisis. Igualmente se puede complementar la información con los costos de instalación y operación de la planta fotovoltaica del ICE en Miravalles, a la fecha la más grande del país.*

En la página 35 (Anexo 1, folio 59) del estudio “Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”, el cual fue elaborado por ECLAREON/ Bundesverband

Solarwirtschaft e.V (2014), realizado bajo contrato con la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa 4E en Centroamérica se pueden encontrar los elementos incluidos a la hora de analizar los costos de inversión (módulos FV, inversor, estructura, instalación y obra civil, equipamiento eléctrico y margen del instalador) y los costos de operación (mantenimiento del inversor, inspección trimestral y limpieza anual, mantenimiento correctivo, cortar el césped y vegetación, seguridad, monitorización, seguro y otros costos) de una instalación fotovoltaica.

Por otra parte, actualmente la Aresep no tiene acceso a Bloomberg New Energy Finance, razón por la cual tal información no puede ser utilizada ni puesta a disposición del público por parte del Ente Regulador.

Con respecto a incorporar la Planta Solar Miravalles, los costos incurridos al momento de su construcción no son representativos de la actualidad debido a la tendencia en la baja de los precios de la tecnología, además siendo este proyecto una donación los costos no necesariamente son los eficientes.

2.5 Se solicita utilizar el beta desapalancada correspondiente al sector “Power” ya que este corresponde únicamente a las actividades de generación de electricidad. Asimismo, se le da congruencia con la Metodología de Plantas Existentes en donde se utiliza también este rubro.

Contrario a lo que argumento el opositor, el sector “Power” está compuesto por una serie de actividades muy diferentes a las de generación de electricidad como lo son gas natural, carbón, nuclear, refinación, construcción, exploración, servicios financieros, entre otras, mientras que la muestra de “Utility General” están referidas mayormente a electricidad. Adicionalmente, Aresep ha propuesto en las Metodologías Tarifarias Ordinarias de Electricidad (Generación, Transmisión y distribución), el uso del beta “Utility General” y es lo que ha venido utilizando en los estudios tarifarios una vez que la información dejó de ser presentada de la forma anterior, en la que era un promedio de los betas del sector eléctrico de Estados Unidos.

Por lo anterior y debido a que uno de los elementos importantes para Aresep en la actualidad es la homogenización de criterios y variables, es que se considera que el beta a utilizar debe ser el “Utility General”.

Por otra parte, el beta que se utilice deberá ser analizado para contemplar que existen valores atípicos o extremo, tal y como lo indica la metodología en el folio 19: “Para ello, primero se obtiene el CAPM para cada empresa individual para los últimos 12 meses anteriores disponibles al día de la audiencia pública; luego se calcula la media aritmética simple de la información de todas las empresas. Posteriormente, de los datos obtenidos anteriormente se excluyen los valores extremos, este procedimiento deberá estar a cargo de un profesional en estadística y finalmente, se calcula una media aritmética simple de los valores resultantes”.

2.6 El plazo de deuda utilizado en la metodología es excesivamente largo, especialmente para proyectos de energía solar. Se solicita a la Aresep solicitar información de bancos comerciales locales y multilaterales para corregir este plazo a uno de duración entre ocho y doce años.

Respecto a las condiciones financieras incluidas en el modelo propuesto, en los expedientes de generación privada para plantas hidroeléctricas y eólicas nuevas (OT-029-2011 y OT-028-

2011, respectivamente) se solicitó información a los entes financieros, así como, actualmente se tiene información de diferentes fuentes bancarias de plazos de financiamiento de proyectos solares. De esta manera, las condiciones del financiamiento se definieron de la siguiente manera: i) el plazo de amortización se fijó en 20 años para equiparlo con el plazo máximo del contrato que permite la ley; ii) la tasa de interés se tomará de las publicaciones periódicas del Banco Central de Costa Rica; y iii) el apalancamiento financiero se estimará con base en los datos disponibles sobre proyectos privados de generación de electricidad que posea la ARESEP.

- 2.7 Se solicita no referirse a los doce valores disponibles de información de costo de inversión, porque no se podría utilizar la metodología en el caso en que el número de valores aumente o disminuya.

La información que se va a utilizar es la indicada en la metodología, la cual hace referencia al estudio de Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”, el cual fue elaborado por ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014), realizado bajo contrato con la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa 4E en Centroamérica. Para evitar una desactualización de la anterior información, se indicó lo siguiente en el folio 23 de la metodología: “Las variables determinadas en esta metodología mediante informes técnicos deberán ser revisadas al menos con una periodicidad de 5 años mediante uno o varios estudios específicos”. Nótese que se ha indicado al menos con una periodicidad de 5 años, lo cual indica que el periodo de actualización puede ser menor a los 5 años.

- 2.8 No hay justificaciones técnicas y estadísticas para establecer un número diferente de desviaciones estándar arriba del promedio para el límite superior y abajo del promedio para el límite inferior. Se solicita establecer una banda tarifaria simétrica con dos desviaciones estándar hacia arriba para el límite superior y dos desviaciones estándar hacia abajo para el límite inferior.

La justificación técnica de la utilización de tres desviaciones estándar para calcular el límite inferior y de utilizar una desviación estándar para definir el límite superior se encuentra el folio 05 de la propuesta metodológica, tal y como sigue: “Por otra parte, el límite superior de la banda tarifaria no debe separarse significativamente de los costos esperados y reflejar la tendencia mostrada en éstos. En ese sentido y por consistencia con las otras metodologías de plantas nuevas aprobadas por Aresep, se propone que dicha banda superior sea calculada como los costos de inversión promedio más una desviación estándar. De esta manera, se espera establecer un precio que cumpla con el principio de servicio al costo para los inversionistas, sin tener que ampliar la banda en exceso ni incurrir en inversiones muy caras y que puedan resultar ineficientes.

El objetivo de crear una banda de precios para la generación privada de electricidad mediante plantas nuevas solares fotovoltaicas permite capturar en el tiempo los efectos de las mejores innovaciones tecnológicas, la competencia, la contestabilidad del mercado, procurando con ello un beneficio al consumidor, dentro del equilibrio entre los intereses de productores y consumidores y asegurando la continuidad y calidad del servicio público. Al considerar, una desviación estándar por encima del promedio y tres por debajo del promedio, se abarca el 84% de las posibilidades de que los costos de inversión se ubiquen en ese rango. El fin de abarcar la mayor cantidad de datos posibles respecto al “lado izquierdo de la cola”, dada la información

disponible, es deseable para que los generadores privados puedan ofertar tarifas menores a las de referencia, de forma que en última instancia se puedan reducir los precios finales al consumidor. Es decir, que se aproveche la mejora de la tecnología y la innovación. Los precios de referencia aplicados para plantas nuevas toman en cuenta la eficiencia técnica relativa del conjunto de plantas que se utilizan para el cálculo, por lo que dichos precios cumplen con el principio de servicio al costo.”

2.9 Establecer una estructura tarifaria con diferencia estacional.

Como lo establece la metodología en el folio 22 y 23: “El propósito de la estructura es lograr que el generador tenga como objetivo maximizar su generación en los periodos en que el valor de la energía es mayor para el Sistema Eléctrico Nacional.”. Lo anterior no es posible tal y como lo indica la metodología: “...no permite regular su producción como para trasladar energía entre periodos y la indisponibilidad por mantenimiento es poco significativa. En este caso, la fijación de una estructura tarifaria tiene poco impacto, ya que el diseño y operación de la planta es poco sensible a la estructura y es incierto que los beneficios de aplicar la estructura superen las ventajas de tener una tarifa más sencilla y con un solo valor.”

Por lo anterior, el objetivo de que el productor maximice su generación en los periodos en que la energía es más valiosa para el SEN no se puede lograr de manera controlada.

2.10 Se solicita incluir los valores finales que serán considerados para la aplicación de la metodología.

La metodología consta de la enunciación detallada de las fórmulas del modelo, la descripción técnica de la estructura general de ingresos y costos, sus componentes, ecuaciones y detalle de cada elemento, así como criterios y procedimientos para su aplicación. Lo anterior, expuesto en forma matemática, técnica y razonada por lo que la enunciación del modelo es completa, sin obviar componentes, es descriptiva, suficiente y reproducible a partir de la información concreta que luego pueda emplearse al fijar una tarifa.

Lo que se somete a audiencia resulta ser el modelo en toda su integridad, y los elementos de propuesta metodológica en cuestión aluden no a la aplicación de la misma para una fijación tarifaria en particular, sino a la formulación propiamente del modelo tarifario. En este sentido, se presenta la formulación teórica de la metodología, pues su aplicación práctica se dará hasta una vez aprobada y cuando se esté en proceso de fijar una tarifa particular.

3. Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE), cédula de persona jurídica número 3-002-115819, representada por Mario Alvarado Mora, portador de la cédula de identidad número 401290640, en su condición de apoderado generalísimo.

3.1 La actual propuesta no incluye la definición del factor ambiental como parte de ella, a pesar de que su ley así lo demanda. Que se resuelva incluir el factor ambiental.

El objetivo principal de la metodología consiste en establecer una banda tarifaria para las plantas de generación solar fotovoltaica, la cual incluye todos los elementos necesarios para establecer la tarifa y cumple con lo establecido en la Ley 7593 en cuanto a los criterios y elementos a reconocer.

Dentro de los costos contemplados actualmente se incluye el criterio de sostenibilidad ambiental definido en la Ley 7593, artículo 31 como elemento para fijar las tarifas. En efecto de la legislación analizada se observa que:

- *Ley 7200: Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela*

“Artículo 8 - Además de la declaratoria de elegibilidad a que se refiere el artículo 6º, para centrales de limitada capacidad mayores o iguales a dos mil kilovatios (2.000 KW), el interesado deberá aportar al Servicio Nacional de Electricidad una certificación sobre la aprobación de un estudio de impacto ambiental, elaborada por un profesional del ramo. Este estudio deberá ser presentado previamente al Ministro de Recursos Naturales, Energía y Minas, para su aprobación o rechazo, dentro de un plazo de sesenta días naturales, a partir de su presentación.

(...)

Artículo 10 - En el estudio de impacto ambiental a que se refiere el artículo 8º de esta ley se incluirán, como mínimo los siguientes aspectos:

- a) Indicación del posible impacto de la actividad sobre el ambiente natural y el humano.*
- b) Los efectos adversos inevitables, si se llevará a cabo la actividad.*
- c) Los efectos sostenidos sobre la flora y la fauna, con señalamiento del impacto sobre la vegetación, los suelos, las especies animales y la calidad del agua y del aire.*
- ch) Señalamiento de áreas específicas por deforestar, si fuere del caso.*
- d) Cantidad posible de desechos.*
- e) Efectos sobre las poblaciones y asentamientos humanos.*
- f) Programas de reforestación, control de erosión de suelos y control de contaminación del agua y del aire; y los planes de manejo de los desechos.*
- g) Planes de contingencia para prevenir, detectar y controlar los efectos nocivos sobre el ecosistema.*

(...)

Artículo 11 - Para amparar el cumplimiento de los programas de control y de recuperación ambiental, el concesionario, al firmar el contrato de suministro, deberá acompañar una garantía incondicional de cumplimiento a favor del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, equivalente al cuatro por ciento (4%) del valor del proyecto, durante el período de construcción de la obra, que se mantendrá vigente por un año contado a partir de la entrada en operación del proyecto.

La garantía se reducirá a un monto equivalente a un uno por ciento (1%) del valor del proyecto y se mantendrá vigente durante todo el período de la concesión.

Estos porcentajes podrán ser ajustados por el Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, de acuerdo con la cuantificación de daños potenciales que se determinen en el estudio de impacto ambiental.

La garantía a que se refiere este artículo podrá ser emitida por cualquiera de los bancos del Sistema Bancario Nacional, o por el Instituto Nacional de Seguros, a satisfacción del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, y podrá ser ejecutada, parcial o totalmente, por el citado ministerio, tan pronto se demuestre que se ha producido un daño y que este no ha sido mitigado por el producto autónomo.

El Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas podrá efectuar correcciones, en forma directa y de oficio, o mediante contrato, en cualquier deterioro o daño ambiental que se origine con motivo de la concesión eléctrica otorgada.

Si al término de la concesión la garantía no ha sido ejecutada, será devuelta parcial o totalmente, según corresponda.

Artículo 12 - Corresponde al Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, fijar las pautas y las condiciones de cualquier naturaleza, tendientes a amparar el cumplimiento de los programas de control y recuperación ambiental de las centrales de limitada capacidad. En caso de que los concesionarios incumplan las condiciones fijadas por el Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, el Servicio Nacional de Electricidad, a solicitud de este Ministerio, declarará la caducidad de la concesión.”

En los estudios de impacto ambiental, la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA) estipula que por reglamento lo que procede para otorgar la viabilidad ambiental, es solicitarle al desarrollador la presentación de los instrumentos de Control y Seguimiento, los cuales pueden ser varios como el pago de la garantía, cumplimiento de compromisos ambientales, nombramiento de responsable ambiental, entre otros.

Por estas razones, se considera que la incorporación del factor ambiental como un parámetro adicional de suma o resta a los costos no es necesario debido a que se estaría dando una duplicación de costos ambientales.

3.2 El valor del factor de planta a utilizarse en la presente metodología debe ser el resultado de una muestra representativa de proyectos solares en diversas zonas de Costa Rica. Se sugiere utilizar los datos del informe técnico titulado “Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”

La metodología busca que los proyectos solares se instalen en las zonas con mejores factores de planta, por lo que utilizar este factor de planta logra este objetivo. Además como lo establece la metodología en el folio 05, se quiere: “...se utilizan los factores de planta definidos en el documento “Energía solar fotovoltaica. Aspectos técnicos y simulación de una tarifa de referencia” elaborado por el Centro Nacional de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (2013, adjunto en el Anexo 2). La información proveniente de este estudio que es utilizada para definir los valores de factor de planta se seleccionó por contemplar mediciones reales realizadas en el sitio en sectores de alta radicación solar. Debe considerarse que a mayor factor de planta, mayor producción de electricidad.”

3.3 Se solicita incluir mayor detalle de las fuentes de información que se referencian en el documento ECLAREON.

En la página 35 (Anexo 1, folio 59) del estudio “Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”, el cual fue elaborado por ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014), realizado bajo contrato con la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa 4E en Centroamérica se pueden encontrar los elementos incluidos a la hora de analizar los costos de inversión (módulos FV, inversor, estructura, instalación y obra civil, equipamiento eléctrico y margen del instalador) y los costos de operación (mantenimiento del inversor, inspección trimestral y limpieza anual, mantenimiento

correctivo, cortar el césped y vegetación, seguridad, monitorización, seguro y otros costos) de una instalación fotovoltaica.

Además, en la página 33 (folio 57) del mismo documento, se menciona que se realizaron entrevistas a 10 empresas activas en el sector FV de países latinoamericanos y en la página 55 (folio 79) se encuentra la entrevista realizada a cada una de estas empresas, es decir, la información contenida en el documentos que se adjuntó como anexo a la presente metodología incorpora toda la información obtenida por parte de los consultores a las preguntas realizadas a las empresas.

- 3.4 Se considera que la muestra de costos de inversión y de explotación no es lo suficientemente amplia. Se requiere utilizar una muestra representativa de costos de instalación y explotación de proyectos fotovoltaicos a nivel local, regional o global. Se sugiere tomar en cuenta los datos consolidados por Bloomberg New Energy Finance para robustecer el análisis. Igualmente se puede complementar la información con los costos de instalación y operación de la planta fotovoltaica del ICE en Miravalles, a la fecha la más grande del país.

En la página 35 (Anexo I, folio 59) del estudio “Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”, el cual fue elaborado por ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014), realizado bajo contrato con la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa 4E en Centroamérica se pueden encontrar los elementos incluidos a la hora de analizar los costos de inversión (módulos FV, inversor, estructura, instalación y obra civil, equipamiento eléctrico y margen del instalador) y los costos de operación (mantenimiento del inversor, inspección trimestral y limpieza anual, mantenimiento correctivo, cortar el césped y vegetación, seguridad, monitorización, seguro y otros costos) de una instalación fotovoltaica.

Por otra parte, actualmente la Aresep no tiene acceso a Bloomberg New Energy Finance, razón por la cual tal información no puede ser utilizada ni puesta a disposición del público por parte del Ente Regulador.

Con respecto a incorporar la Planta Solar Miravalles, los costos incurridos al momento de su construcción no son representativos de la actualidad debido a la tendencia en la baja de los precios de la tecnología, además siendo este proyecto una donación los costos no necesariamente son los eficientes.

- 3.5 Se solicita utilizar el beta desapalancada correspondiente al sector “Power” ya que este corresponde únicamente a las actividades de generación de electricidad. Asimismo, se le da congruencia con la Metodología de Plantas Existentes en donde se utiliza también este rubro.

Contrario a lo que argumento el opositor, el sector “Power” está compuesto por una serie de actividades muy diferentes a las de generación de electricidad como lo son gas natural, carbón, nuclear, refinación, construcción, exploración, servicios financieros, entre otras, mientras que la muestra de “Utility General” están referidas mayormente a electricidad. Adicionalmente, Aresep ha propuesto en las Metodologías Tarifarias Ordinarias de Electricidad (Generación, Transmisión y distribución), el uso del beta “Utility General” y es lo que ha venido utilizando

en los estudios tarifarios una vez que la información dejó de ser presentada de la forma anterior, en la que era un promedio de los betas del sector eléctrico de Estados Unidos.

Por lo anterior y debido a que uno de los elementos importantes para Aresep en la actualidad es la homogenización de criterios y variables, es que se considera que el beta a utilizar debe ser el “Utility General”.

Por otra parte, el beta que se utilice deberá ser analizado para contemplar que existen valores atípicos o extremo, tal y como lo indica la metodología en el folio 19: “Para ello, primero se obtiene el CAPM para cada empresa individual para los últimos 12 meses anteriores disponibles al día de la audiencia pública; luego se calcula la media aritmética simple de la información de todas las empresas. Posteriormente, de los datos obtenidos anteriormente se excluyen los valores extremos, este procedimiento deberá estar a cargo de un profesional en estadística y finalmente, se calcula una media aritmética simple de los valores resultantes”.

3.6 El plazo de deuda utilizado en la metodología es excesivamente largo, especialmente para proyectos de energía solar. La Aresep puede corroborar la información de los plazos directamente con los bancos.

Respecto a las condiciones financieras incluidas en el modelo propuesto, en los expedientes de generación privada para plantas hidroeléctricas y eólicas nuevas (OT-029-2011 y OT-028-2011, respectivamente) se solicitó información a los entes financieros, así como, actualmente se tiene información de diferentes fuentes bancarias de plazos de financiamiento de proyectos solares. De esta manera, las condiciones del financiamiento se definieron de la siguiente manera: i) el plazo de amortización se fijó en 20 años para equiparlo con el plazo máximo del contrato que permite la ley; ii) la tasa de interés se tomará de las publicaciones periódicas del Banco Central de Costa Rica; y iii) el apalancamiento financiero se estimará con base en los datos disponibles sobre proyectos privados de generación de electricidad que posee la ARESEP.

3.7 Se solicita no referirse a los doce valores disponibles de información de costo de inversión, porque no se podría utilizar la metodología en el caso en que el número de valores aumente o disminuya.

La información que se va a utilizar es la indicada en la metodología, la cual hace referencia al estudio de Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”, el cual fue elaborado por ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014), realizado bajo contrato con la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa 4E en Centroamérica. Para evitar una desactualización de la anterior información, se indicó lo siguiente en el folio 23 de la metodología: “Las variables determinadas en esta metodología mediante informes técnicos deberán ser revisadas al menos con una periodicidad de 5 años mediante uno o varios estudios específicos”. Nótese que se ha indicado al menos con una periodicidad de 5 años, lo cual indica que el periodo de actualización puede ser menor a los 5 años.

3.8 No hay justificaciones técnicas y estadísticas para establecer un número diferente de desviaciones estándar arriba del promedio para el límite superior y abajo del promedio para el límite inferior. Se solicita establecer una banda tarifaria simétrica con dos

desviaciones estándar hacia arriba para el límite superior y dos desviaciones estándar hacia abajo para el límite inferior.

La justificación técnica de la utilización de tres desviaciones estándar para calcular el límite inferior y de utilizar una desviación estándar para definir el límite superior se encuentra el folio 05 de la propuesta metodológica, tal y como sigue: “Por otra parte, el límite superior de la banda tarifaria no debe separarse significativamente de los costos esperados y reflejar la tendencia mostrada en éstos. En ese sentido y por consistencia con las otras metodologías de plantas nuevas aprobadas por Aresep, se propone que dicha banda superior sea calculada como los costos de inversión promedio más una desviación estándar. De esta manera, se espera establecer un precio que cumpla con el principio de servicio al costo para los inversionistas, sin tener que ampliar la banda en exceso ni incurrir en inversiones muy caras y que puedan resultar ineficientes.

El objetivo de crear una banda de precios para la generación privada de electricidad mediante plantas nuevas solares fotovoltaicas permite capturar en el tiempo los efectos de las mejores innovaciones tecnológicas, la competencia, la contestabilidad del mercado, procurando con ello un beneficio al consumidor, dentro del equilibrio entre los intereses de productores y consumidores y asegurando la continuidad y calidad del servicio público. Al considerar, una desviación estándar por encima del promedio y tres por debajo del promedio, se abarca el 84% de las posibilidades de que los costos de inversión se ubiquen en ese rango. El fin de abarcar la mayor cantidad de datos posibles respecto al “lado izquierdo de la cola”, dada la información disponible, es deseable para que los generadores privados puedan ofertar tarifas menores a las de referencia, de forma que en última instancia se puedan reducir los precios finales al consumidor. Es decir, que se aproveche la mejora de la tecnología y la innovación. Los precios de referencia aplicados para plantas nuevas toman en cuenta la eficiencia técnica relativa del conjunto de plantas que se utilizan para el cálculo, por lo que dichos precios cumplen con el principio de servicio al costo.”

3.9 Establecer una estructura tarifaria con diferencial estacional.

Como lo establece la metodología en el folio 22 y 23: “El propósito de la estructura es lograr que el generador tenga como objetivo maximizar su generación en los períodos en que el valor de la energía es mayor para el Sistema Eléctrico Nacional.”. Lo anterior no es posible tal y como lo indica la metodología: “...no permite regular su producción como para trasladar energía entre periodos y la indisponibilidad por mantenimiento es poco significativa. En este caso, la fijación de una estructura tarifaria tiene poco impacto, ya que el diseño y operación de la planta es poco sensible a la estructura y es incierto que los beneficios de aplicar la estructura superen las ventajas de tener una tarifa más sencilla y con un solo valor.”

Por lo anterior, el objetivo de que el productor maximice su generación en los periodos en que la energía es más valiosa para el SEN no se puede lograr de manera controlada.

(...)”

- III.** Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1-** Aprobar la “Metodología para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Solares Fotovoltaicas Nuevas”, **2-** Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada

el 10 de febrero de 2015, lo señalado en el Considerando I de la presente resolución y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.

IV. Que en sesión extraordinaria 11-2015 del 16 de marzo de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base de la propuesta de la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación y el Despacho del Regulador General, del 24 de febrero de 2015 mediante oficio 015-CDR-2015/222-RG-2015, así como del oficio 176-DGAJR-2015 del 03 de marzo de 2015, acordó entre otras cosas y con carácter de firme:

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:**

Aprobar la “Metodología para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Solares Fotovoltaicas Nuevas”, presentada según el oficio dictado por el Despacho del Regulador General y la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, el 24 de febrero de 2015 mediante oficio 015-CDR-2015/222-RG-2015, tal y como se detalla a continuación:

“(…)”

III. JUSTIFICACIÓN

El Sector Eléctrico Nacional (SEN) se encuentra en una etapa en la que se requiere de la incorporación de la mayor cantidad posible de energía proveniente de plantas de generación de electricidad, que utilicen fuentes de energía no convencionales y tengan costos inferiores a los de las plantas térmicas.

Entre los esfuerzos estatales para la generación con fuentes no tradicionales, se encuentra la determinación de esquemas tarifarios con plantas de generación de electricidad con tales fuentes. Esos esquemas tarifarios deben cumplir con el principio de servicio al costo que establece la Ley 7593 y los otros principios y criterios establecidos por la ARESEP.

La Ley 7200 del 13 de setiembre de 1990, brinda la oportunidad de promover el aporte de los inversionistas privados y aumentar la oferta de generación de electricidad basada en fuentes no tradicionales de energía. Mediante esta Ley se autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela y se permite al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) comprar electricidad a las cooperativas de electrificación rural y a aquellas empresas privadas que establezcan centrales eléctricas cuya capacidad instalada no sobrepase los veinte mil kilovatios (20 000 KW) y que utilicen fuentes no convencionales de energía. En la misma Ley se establece que las

compras de energía antes mencionadas no podrán superar el 15% de la potencia del conjunto de centrales eléctricas que conforman el Sistema Eléctrico Nacional.

Adicionalmente, la Ley 8345 sobre Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el desarrollo nacional, en su artículo 9 señala que “Las asociaciones cooperativas y las empresas de servicios públicos municipales amparadas a la presente Ley, podrán disponer la venta del excedente de energía eléctrica al ICE o entre sí mismas.”

Para lograr el propósito mencionado, es necesario que la Aresep establezca tarifas de referencia para las transacciones a efectuar en el marco de la Ley 7200, y para aquellas compraventas de energía eléctrica proveniente de plantas fotovoltaicas privadas con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por Aresep.

Las tarifas resultantes de la aplicación de esta metodología serían las que se utilicen para la compra de energía eléctrica por parte del ICE a todos aquellos generadores privados nuevos que al amparo de la Ley 7200 que firmen un contrato con el ICE y cuya fuente energética sea solar fotovoltaica. La tarifa resultante también servirá para la venta de electricidad solar fotovoltaica por parte de los generadores privados a otros agentes en el Mercado Eléctrico Nacional, siempre que el marco legal vigente lo permita y que esas transacciones deban ser reguladas por Aresep.

Para iniciar la formulación de la metodología y poder asegurar la aplicación de ésta se realizó un proyecto dentro del marco de cooperación técnica entre la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ) y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos con el cual se obtuvo el informe técnico mencionado anteriormente. Para la Aresep, fue necesario gestionar la contratación de este estudio, debido a la existencia de información incompleta sobre costos de inversión y operación de generación fotovoltaica en fuentes de información públicas.

La metodología utilizada para solar fotovoltaica es compatible con la formulación de las últimas metodologías aprobadas por la Aresep para la generación privada de plantas nuevas. La información obtenida será utilizada para la aplicación de la metodología para determinar las tarifas de referencia, en cuanto a monto de inversión, costos de explotación y factor de planta.

Es deseable que el límite inferior de la banda tarifaria permita la entrada de las empresas más eficiente y poder trasladar estas eficiencias a los usuarios finales del servicio en forma de menores precios. Diversas subastas realizadas en Latinoamérica han mostrado una tendencia a la baja en cuanto a los precios ofertados para la fuente solar fotovoltaica, por ejemplo, este año en El Salvador los precios ofertados por las empresas adjudicadas para este tipo de fuente son de 10,19 centavos de US\$/KWh para un proyecto de 60 MW y 12,34 centavos de US\$/KWh para tres proyectos de diferentes capacidades (20 MW, 8 MW y 6 MW); en Uruguay, en el año 2013 se ofertaron precios de entre 16,01 y 9,35 centavos de US\$/KWh (7 ofertas) para capacidades iguales o menores de 1 MW y entre 12,65 y 9,8 centavos de US\$/KWh (4 ofertas) para capacidades de 5 MW; en Guatemala en el 2012 se adjudicó una planta de 5 MW con un precio de 13,8 centavos de US\$/KWh; y en Perú se puede observar la caída que han sufrido los precios de esta tecnología ya que en la subasta del 2010 los precios adjudicados rondaron los 22,0 centavos de US\$/KWh para plantas con capacidad de 20 MW y en el 2011, tan solo un año

después se adjudicó una planta de 16 MW con un precio de 11,99 centavos de US\$/KWh. En el mes de octubre del presente año, Brasil adjudicó 890 MW en precios que oscilan entre 8,13 y 8,94 centavos de US\$/KWh, siendo el precio techo de 10,7 centavos de US\$/KWh. Recientemente, Guatemala realizó una licitación de bloques de energía en el cual se adjudicó un proyecto solar y a finales del presente año, se realizará una subasta en Panamá para proyectos solares¹⁰.

Adicionalmente, a lo largo de los últimos años se ha podido observar las rápidas mejoras tecnológicas que ha sufrido esta fuente de energía y el abaratamiento en los equipos utilizados para su instalación. Esta tendencia ha sido mencionada en diferente literatura como lo es el “Annual Energy Outlook 2014 with projections to 2040” U.S. Energy Information Administration (2014) donde se proyecta una disminución de costos, así como en el estudio de ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014).

Por otra parte, el límite superior de la banda tarifaria no debe separarse significativamente de los costos esperados y reflejar la tendencia mostrada en éstos. En ese sentido y por consistencia con las otras metodologías de plantas nuevas aprobadas por Aresep, se propone que dicha banda superior sea calculada como los costos de inversión promedio más una desviación estándar. De esta manera, se espera establecer un precio que cumpla con el principio de servicio al costo para los inversionistas, sin tener que ampliar la banda en exceso ni incurrir en inversiones muy caras y que puedan resultar ineficientes.

El objetivo de crear una banda de precios para la generación privada de electricidad mediante plantas nuevas solares fotovoltaicas permite capturar en el tiempo los efectos de las mejores innovaciones tecnológicas, la competencia, la contestabilidad del mercado, procurando con ello un beneficio al consumidor, dentro del equilibrio entre los intereses de productores y consumidores y asegurando la continuidad y calidad del servicio público. Al considerar, una desviación estándar por encima del promedio y tres por debajo del promedio, se abarca el 84% de las posibilidades de que los costos de inversión se ubiquen en ese rango. El fin de abarcar la mayor cantidad de datos posibles respecto al “lado izquierdo de la cola”, dada la información disponible, es deseable para que los generadores privados puedan ofertar tarifas menores a las de referencia, de forma que en última instancia se puedan reducir los precios finales al consumidor. Es decir, que se aproveche la mejora de la tecnología y la innovación. Los precios de referencia aplicados para plantas nuevas toman en cuenta la eficiencia técnica relativa del conjunto de plantas que se utilizan para el cálculo, por lo que dichos precios cumplen con el principio de servicio al costo.

Finalmente se utilizan los factores de planta definidos en el documento “Energía solar fotovoltaica. Aspectos técnicos y simulación de una tarifa de referencia” elaborado por el Centro Nacional de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad (2013, adjunto en el Anexo 2). La información proveniente de este estudio que es utilizada para definir los valores de factor de planta se seleccionó por contemplar mediciones reales realizadas en el sitio en sectores de alta radicación solar. Debe considerarse que a mayor factor de planta, mayor producción de electricidad.

IV. MARCO LEGAL

¹⁰ Tomado del sitio web: <http://www.pv-magazine-latam.com> el día 07 de noviembre de 2014.

El establecimiento de un modelo que permita la fijación de tarifas de generación privada para plantas nuevas de generación solar fotovoltaica, encuentra sustento legal en las leyes, resoluciones y documentos de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos que se citan a continuación.

1. Competencias de la Autoridad Reguladora para establecer metodologías tarifarias

La Ley N° 7593 transformó al Servicio Nacional de Electricidad (SNE) en una institución autónoma denominada Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), con personalidad jurídica y patrimonio propio, así como, autonomía técnica y administrativa, cuyo objetivo primordial es ejercer la regulación de los servicios públicos establecidos en el artículo 5 de dicha Ley.

Respecto a dicha función regulatoria de la Aresep, la Procuraduría General de la República se ha pronunciado estableciendo lo siguiente:

“ (...)

1.-La fijación de las tarifas y la posición de la Procuraduría General de la República

La función reguladora es una técnica de intervención de los poderes públicos en el mercado, que entraña un control continuo sobre una actividad, a fin de hacer prevalecer el interés público sobre el interés privado (dictamen N. C-250-99 de 21 de diciembre de 1999).

La fijación tarifaria se inscribe dentro de la técnica reguladora. En efecto, la regulación se traduce en control de tarifas y de servicios, lo cual se justifica por el interés público presente en los servicios públicos. La tarifa debe cubrir los costos del servicio y permitir un normal beneficio o utilidad para el prestatario del servicio. Permítasenos la siguiente cita:

"Una de esas leyes, unánimemente aceptada hoy, puede formularse así: las tarifas de los servicios públicos deben corresponder a los costes reales del mismo, lo que significa que el conjunto de los ingresos procedentes del mismo debe cubrir el conjunto de los costes razonables que sean necesarios para producirlo. Con ello se afirma, de una parte, que los precios no deben alejarse de los costes medios por unidad de producto, incluyendo en estos, como es lógico, un normal beneficio para los inversores; de otra parte, se quiere decir que los costes deben ser sufragados por los usuarios, no por los accionistas, ni por los contribuyentes, ni por la economía en su conjunto recurriendo a préstamos inflacionistas de la banca central; en tercer lugar, se quiere decir también que la tarifa debe cubrir los costes y nada más que los costes: es un error económico y un dislate jurídico que la tarifa se convierta en un cajón de sastre donde cabe cualquier cosa: una exacción fiscal encubierta, una subvención a terceros, una protección arancelaria o cualquier otra finalidad ajena al servicio...

Así pues, el principio esencial que debe presidir toda política de tarifas es el principio del coste real y total del servicio...". G, ARIÑO: Economía y sociedad, Marcial Pons, Madrid, 1993, p.334. La cursiva es del original.

La función de regulación es confiada a la ARESEP por el artículo 5 de la Ley N° 7593 de 9 de agosto de 1996. La Autoridad Reguladora ostenta, entonces, el poder de imponer a los concesionarios del servicio público las reglas que deben seguirse para la fijación de la tarifa o del ajuste tarifario. En concreto, las tarifas que podrán cobrar a los usuarios por la prestación del servicio.

(...)” Dictamen C-329 del 4 de diciembre de 2002.

Asimismo, la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, que en lo que interesa, ha manifestado:

“[...] V.-Fijaciones tarifarias. Principios regulatorios. En los contratos de concesión de servicio público (dentro de estos el de transporte remunerado de personas), de conformidad con lo estatuido por los artículos 5, 30 y 31 de la Ley no. 7593, corresponde a la ARESEP fijar las tarifas que deben cancelar los usuarios por su prestación. Ese cálculo, ha de realizarse conforme al principio del servicio al costo, en virtud del cual, según lo señalado por el numeral 3 inciso b) de la Ley no. 7593, deben contemplarse únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad. Para tales efectos, el ordinal 32 ibidem establece una lista enunciativa de costos que no son considerados en la cuantificación económica. A su vez, el numeral 31 de ese mismo cuerpo legal establece pautas que también precisan la fijación, como es el fomento de la pequeña y mediana empresa, ponderación y favorecimiento del usuario, criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, eficiencia económica, entre otros. El párrafo final de esa norma expresa que no se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestatarias, postulado que cumple un doble cometido. Por un lado, se insiste, dotar al operador de un medio de retribución por el servicio prestado que permita la amortización de la inversión realizada para prestar el servicio y obtener la rentabilidad que por contrato le ha sido prefijada. Por otro, asegurar al usuario que la tarifa que paga por el transporte obtenido sea el producto de un cálculo matemático en el cual se consideren los costos necesarios y autorizados, de manera tal que se pague el precio justo por las condiciones en que se brinda el servicio público. Este aspecto lleva a que el proceso tarifario constituya una armonía entre ambas posiciones, al punto que se satisfagan los derechos de los usuarios, pero además el derecho que se deriva del contrato de concesión, de la recuperación del capital y una ganancia justa. Por ende, si bien un principio que impregna la fijación tarifaria es el de mayor beneficio al usuario, ello no constituye una regla que permita validar la negación del aumento cuando técnicamente proceda, siendo que en esta dinámica debe imperar un equilibrio justo de intereses, lo que logra con un precio objetivo, razonable y debido. En su correcta dimensión implica un servicio de calidad a un precio justo. Con todo, el incremento tarifario dista de ser un fenómeno automático. Está sujeto a un procedimiento y su viabilidad pende de que luego del análisis técnico, se deduzca una insuficiencia económica. En este sentido, la

*ARESEP se constituye en la autoridad pública que, mediante sus actuaciones, permite la concreción de esos postulados que impregnan la relación de transporte público. **Sus potestades excluyentes y exclusivas le permiten establecer los parámetros económicos que regularan (sic) el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios.***” (Véase sentencia No. 577 de las 10 horas 20 minutos del 10 de agosto de 2007). (Lo resaltado es nuestro). Ver en igual sentido, la sentencia 005-2008 de las 9:15 horas del 15 de abril de 2008, dictada por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Sexta.

De esa forma, la Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de conformidad con las metodologías que ella misma determine y velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos que enumera el artículo 5 de la Ley N° 7593.

El procedimiento para tal efecto, es el de la audiencia pública, establecido en el artículo 36 de la Ley N° 7593, que dispone:

Artículo 36. Asuntos que se someterán a audiencia pública.

Para los asuntos indicados en este artículo, la Autoridad Reguladora convocará a audiencia, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Con ese fin, la Autoridad Reguladora ordenará publicar en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional, los asuntos que se enumeran a continuación:

a) Las solicitudes de autorización de generación de fuerza eléctrica de acuerdo con la Ley N.º 7200, de 28 de setiembre de 1990, reformada por la Ley N.º 7508, de 9 de mayo de 1995.

(...)

d) La formulación o revisión de los modelos de fijación de precios y tarifas, de conformidad con el artículo 31 de la presente Ley.

Para estos casos, todo aquel que tenga interés legítimo podrá presentar su oposición o coadyuvancia, por escrito o en forma oral, el día de la audiencia, momento en el cual deberá consignar el lugar exacto o el número de fax, para efectos de notificación por parte de la ARESEP. En dicha audiencia, el interesado deberá exponer las razones de hecho y de derecho que considere pertinentes.

La audiencia se convocará una vez admitida la petición y si se han cumplido los requisitos formales que establece el ordenamiento jurídico. Para este efecto, se publicará un extracto en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional, con veinte (20) días naturales de anticipación a la celebración de la audiencia.

Tratándose de una actuación de oficio de la Autoridad Reguladora, se observará el mismo procedimiento.

(...) .”

En el ejercicio de esas competencias regulatorias, se debe considerar lo dispuesto en la Ley N° 7593 y su reglamento, de dicha Ley es preciso observar específicamente los artículos 1, 3, 4, 5,

9, 24, 31 y 32, así como el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública, que a continuación se transcriben:

- La Ley N.º 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece:

“Artículo 1. Transformación.

(...) 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”.

“Artículo 3. Definiciones.

Para efectos de esta ley, se definen los siguientes conceptos:

- a) Servicio Público. El que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley.
- b) Servicio al costo: 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, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.

(...)”

“Artículo 4. Objetivos.

(...)

- 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.

(...)”

“Artículo 5. “Funciones.

En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas (...). Los servicios públicos antes mencionados son:

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

(...)”

“Artículo 9. Concesión o permiso.

(...) La Autoridad Reguladora continuará ejerciendo la competencia que la Ley No. 7200 y sus reformas, del 28 de setiembre de 1990, le otorgan al Servicio Nacional de Electricidad.

(...)"

“Artículo 24. Suministro de información.

A solicitud de la Autoridad Reguladora, las entidades reguladas suministrarán informes, reportes, datos, copias de archivo y cualquier otro medio electrónico o escrito donde se almacene información financiera, contable, económica, estadística y técnica relacionada con la prestación del servicio público que brindan. Para el cumplimiento exclusivo de sus funciones, la Autoridad Reguladora tendrá la potestad de inspeccionar y registrar los libros legales y contables, comprobantes, informes, equipos y las instalaciones de los prestadores.”

“Artículo 31. Fijación de tarifas y precios.

Para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, la Autoridad Reguladora tomará en cuenta 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.

(...)

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.

La Autoridad Reguladora deberá aplicar modelos de ajuste anual de tarifas, en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, tales como inflación, tipos de cambio, tasas de interés, precios de hidrocarburos, fijaciones salariales realizadas por el Poder Ejecutivo y cualquier otra variable que la Autoridad Reguladora considere pertinente.

De igual manera, al fijar las tarifas de los servicios públicos, se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables:

- a) Garantizar el equilibrio financiero.*
- b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B: (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados.*
- c) La protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales.”*

“Artículo 32. Costos sin considerar.

No se aceptarán costos de las empresas reguladas:

- a) Las multas que les sean impuestas por incumplimiento de las obligaciones que establece esta ley.*
 - b) Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.*
 - c) Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.*
 - 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.*
 - f) El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora.”*
- *Ley General de la Administración Pública establece:*

“Artículo 16.-

- 1. En ningún caso podrán dictarse actos contrarios a reglas unívocas de la ciencia o de la técnica, o a principios elementales de justicia, lógica o conveniencia.*
- 2. El Juez podrá controlar la conformidad con estas reglas no jurídicas de los elementos discrecionales del acto, como si ejerciera contralor de legalidad.”*

2. Competencia de la Junta Directiva para emitir las metodologías

La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al tenor de lo establecido en el artículo 6, inciso 2), sub inciso c) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus órganos desconcentrados se encuentra facultada para dictar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos mercados. Dicho reglamento vigente, fue publicado en La Gaceta No. 105, del 3 de junio de 2013 y establece lo siguiente:

“Artículo 6. Junta Directiva.

Le corresponde definir la orientación estratégica y las políticas internas que permitan a la Aresep ejercer las potestades y competencias establecidas en el ordenamiento jurídico. Es el superior jerárquico del Consejo de la Sutel y del Auditor Interno y Subauditor.

Cuando así lo requiera, la Junta Directiva contará con asesores especializados y con el apoyo de las demás dependencias de la Institución, de conformidad con las funciones que les asigna este reglamento.

Tiene las siguientes funciones:

(...)

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

(...)”

En la Ley N° 7593:

“Artículo 45. Órganos de la Autoridad Reguladora.

La Autoridad Reguladora tendrá los siguientes órganos:

- a) Junta Directiva.
- b) Un regulador general y un regulador general adjunto.
- c) Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL).
- d) La Auditoría Interna.

*La Junta Directiva, el regulador general, el regulador general adjunto y los miembros de la SUTEL, ejercerán sus funciones y cumplirán sus deberes en forma tal, que sean concordantes con lo establecido en el Plan nacional de desarrollo, en los planes de desarrollo de cada sector, así como con las políticas sectoriales correspondientes.
(...)”*

De conformidad con lo anteriormente expuesto, resulta claro que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, es la competente para emitir las metodologías tarifarias de los servicios públicos regulados incluyendo el de suministro de energía eléctrica en sus etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización; para lo cual deberá seguir el procedimiento de audiencia pública en el garantice la participación ciudadana y para la emisión de las mismas deberá observar el principio de servicio al costo, las reglas de la ciencia y la técnica y las disposiciones generales emitidas en el Plan Nacional de Desarrollo, relativas al sector eléctrico.

Una vez que se ha determinado el marco jurídico que respalda el ejercicio de la función regulatoria por parte de la Aresep y de su facultad para emitir metodologías que le permitan la fijación de tarifas, es preciso observar el servicio público cuya metodología nos ocupa.

3. Regulación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica

Tratándose del sector eléctrico en Costa Rica, la definición de políticas y planes nacionales referentes a este sector, que orientan las acciones de los agentes, corresponde a la Dirección Sectorial de Energía (DSE), perteneciente al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), que elabora el Plan Nacional de Energía -PNE- (actualmente, rige el VI Plan Nacional de Energía 2012-2030), y el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, con el Plan Nacional de Desarrollo (PND). Asimismo, la labor de regulación (incluida la fijación de tarifas) del servicio de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas, está a cargo de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), según el artículo 5 inciso a) la Ley N° 7593.

La prestación de este servicio público, como cualquier otro, amerita por parte de la Aresep, la fijación de tarifas, ello de conformidad con la normativa aplicable y las metodologías que se establezcan al efecto.

En cuanto al servicio de suministro de energía eléctrica, la Aresep debe realizar su labor también con vista en el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos (Decreto N° 29847-MP-MINAE-MEIC del 19 de noviembre de 2001), que dispone lo siguiente:

“Artículo 1º. Campo de aplicación. Este Reglamento define y describe las condiciones principales en que debe suministrarse el servicio eléctrico, en condiciones normales de explotación.

Su aplicación es obligatoria para las empresas eléctricas que se encuentren establecidas en el país o que llegaren a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

Las condiciones aquí estipuladas pueden ser ampliadas y detalladas parcial o totalmente por los términos del contrato de prestación del servicio, suscrito entre el abonado y la empresa o entre empresas, previa autorización de la Autoridad Reguladora, siempre y cuando no se afecten las condiciones del servicio a terceros.”

“Artículo 2º. Objeto. *El presente Reglamento define y dispone las condiciones generales bajo las cuales se ejercerá la regulación del servicio eléctrico que brindan las empresas a los abonados y usuarios, en las áreas técnicas y económicas.”*

El sistema de suministro eléctrico, comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, la transmisión (transporte), la distribución y la comercialización de la energía eléctrica.

La etapa de generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía primaria (química, cinética, térmica o lumínica, entre otras), en energía eléctrica, mediante instalaciones denominadas centrales eléctricas.

Son diversas las fuentes que se pueden emplear para generar energía eléctrica, entre las que encontramos:

- *A partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente la combustión de combustibles fósiles, como petróleo, gas natural o carbón se produce energía termoeléctrica.*
- *Mediante la radiación solar, se genera energía solar fotovoltaica.*
- *A través de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire o vibraciones que el viento, se produce la energía eólica.*
- *Mediante el aprovechamiento del calor del interior de la tierra, se genera energía geotérmica.*
- *Con el aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas, se produce energía hidroeléctrica.*
- *A partir de energía nuclear, se produce energía eléctrica.*

Dependiendo de la etapa en la que se encuentre el servicio de suministro de energía eléctrica, así será la intervención de los diversos participantes del sector, y conforme a ello, la Aresep fijará las tarifas.

4. Participantes y sustento legal que los habilita como prestadores del servicio

Analizando la etapa de generación eléctrica, es posible observar que son diversos los agentes participantes en el servicio de suministro de energía eléctrica. La participación de cada uno de ellos, en alguna de las etapas dichas (o incluso en todas), se encuentra debidamente sustentada en una ley específica o en su efecto la concesión que les habilita para prestar el servicio público, regulado por la Aresep y sujeto a las tarifas establecidas por ésta.

En la etapa de generación, se tiene que los participantes son tanto del sector público, como del sector privado, a saber:

- El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) que es el mayor generador del país (de conformidad con las Leyes 449 y 8660).
- Las empresas privadas (de conformidad con la Ley N° 7200 y 7508).
- Las empresas de servicios públicos municipales (según la Ley N° 8345). Hasta el momento tienen dicha condición, solamente la Empresa de Servicios Públicos de Heredia –ESPH- (de conformidad con las Leyes N° 5889 y 7789) y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago- JASEC- (según las leyes N° 7799 y 8345).
- La Compañía Nacional de Fuerza y Luz –CNFL, S.A.- (de conformidad con el Contrato Eléctrico del 8 de abril de 1941 –Contrato- ley 2, modificado por la Ley 4197 y 4977).
- Las cooperativas de electrificación rural, bajo la figura de asociaciones o consorcios formados por dichas cooperativas (según las leyes N° 7200 y 8345), a saber: Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de los Santos, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R. L., Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica, R. L. (CONELÉCTRICAS, R. L.), constituido por las asociaciones cooperativas listadas anteriormente.

De forma específica, la norma que sustenta la generación privada es:

- Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, Ley N° 7200:

“Artículo 1.- Definición.

Para los efectos de esta Ley, se define la generación autónoma o paralela como la energía producida por centrales eléctricas de capacidad limitada, pertenecientes a empresas privadas o cooperativas que puedan ser integradas al sistema eléctrico nacional.

La energía eléctrica generada a partir del procesamiento de desechos sólidos municipales estará exenta de las disposiciones de la presente Ley y podrá ser adquirida por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) o la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), conforme a las tarifas aprobadas por el Servicio Nacional de Electricidad (SNE) (*).”

(...)”

Artículo 2. “Son centrales de limitada capacidad, las centrales hidroeléctricas y aquellas no convencionales que no sobrepasen los veinte mil kilovatios (20 000 kW)”.

Artículo 3. “Interés público. Se declara de interés público la compra de electricidad, por parte del ICE, a las cooperativas y a las empresas privadas en las cuales, por lo menos el treinta y cinco por ciento (35%) del capital social pertenezca a costarricenses, que establezcan centrales eléctricas de capacidad limitada para explotar el potencial hidráulico en pequeña escala y de fuentes de energía que no sean convencionales. (Así reformado por el artículo 2º de la ley No.7508 del 9 de mayo de 1995 y modificado por Resolución de la Sala Constitucional N° 6556-95 de las 17:24 horas del 28 de noviembre de 1995, que anuló su última frase).

Artículo 14. “Las tarifas para la compra de energía eléctrica, por parte del Instituto Costarricense de Electricidad, requieren la expresa y previa fijación del Servicio Nacional de Electricidad, el que, antes de emitir la resolución final, solicitará el criterio de los concesionarios afectados.

El Instituto Costarricense de Electricidad presentará solicitudes de cambio de tarifas en cada ocasión, que deberán ser las más favorables para el público consumidor, dentro del principio de costo evitado de inversión y operación del sistema nacional interconectado, con un criterio económico nacional.

En los ajustes periódicos de las tarifas que se incluyan en el contrato de compraventa, se tomarán en cuenta los factores usuales de variación de costos, tales como la devaluación monetaria, la inflación local y otros no previstos, que se harán efectivos por medio de una fórmula automática establecida por el Servicio Nacional de Electricidad. Estos ajustes, lo mismo que los precios, no requerirán la venia del Poder Ejecutivo. En la estructura de precios se considerarán las características de suministro de energía de las centrales eléctricas de limitada capacidad.”

- Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, Ley N° 8345:

Artículo 9. (...) “Las asociaciones cooperativas y las empresas de servicios públicos municipales amparadas a la presente Ley, podrán disponer la venta del excedente de energía eléctrica al ICE o entre sí mismas” (...)

De acuerdo con la normativa citada, la Ley N° 7593 y su reglamento, con el Reglamento Sectorial de Servicios, con las normas técnicas dictadas por la Aresep, y con las metodologías que se emitan al respecto, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, regula la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica, por parte de los sujetos autorizados para ello. Por lo anterior, se encuentra sustento para elaborar una metodología que refleje la estructura de costos, de financiamiento, los rendimientos requeridos de acuerdo con el principio de servicio al costo y aspectos técnicos, de tal forma que se obtengan tarifas de referencia que permitan el desarrollo competitivo de la generación solar fotovoltaica privada.

V. DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA

1. Objetivo

El objetivo de la metodología consiste en establecer una banda tarifaria para las plantas de generación solar fotovoltaica.

Con este propósito, se ha definido un modelo tarifario para plantas de generación solar fotovoltaica con potencias iguales o menores que 20 MW, capaces de operar dentro de un rango aceptable regulatoriamente de costos y de eficiencia operativa. Para ello, se ofrece una banda tarifaria que permite al comprador ofrecer una gama de precios de compra de electricidad con los cuales el oferente pueda obtener los ingresos suficientes para cubrir sus costos de operación, recuperar la inversión realizada, y obtener una rentabilidad razonable para el nivel de riesgo asociado con la actividad de generación de electricidad.

2. Alcance

El modelo que se presenta es aplicable a las fijaciones tarifarias de las ventas de energía al ICE por parte de generadores privados que produzcan con plantas solares fotovoltaicas nuevas, en el marco de lo que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, y para aquellas compraventas de energía eléctrica proveniente de plantas solares fotovoltaicas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP.

Se entiende por planta nueva, aquella cuya inversión en capital físico no ha sido utilizada aún en ningún proceso de producción de electricidad. En consecuencia, las plantas nuevas por definición no podrían haber generado energía que fuera vendida en el marco de algún contrato de compraventa de electricidad o para fines de autoconsumo.

Queda fuera del alcance de esta metodología la determinación de tarifas de generación a pequeña escala para autoconsumo con fuente solar fotovoltaica, tarifas que se estarían determinando en el marco de la normativa técnica “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN”, mediante una metodología particular.

3. Modelo General

En general, se puede expresar la ecuación económica del suministro de energía eléctrica desde la perspectiva del generador privado, de la siguiente manera:

$$CE + CFC = p * E \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde:

<i>CE</i>	=	<i>Costos de explotación</i>
<i>CFC</i>	=	<i>Costo fijo por capital</i>
<i>p</i>	=	<i>Tarifa de venta</i>
<i>E</i>	=	<i>Expectativas de venta (cantidad de energía)</i>

Se puede observar que en la ecuación 1, los costos se igualan a los ingresos.

Despejando la tarifa de venta (p), se obtiene:

$$p = \frac{CE+CFC}{E} \quad \text{con } E \text{ diferente de } 0, (\text{Ecuación 2})$$

De lo anterior se desprende que para efectos de este modelo, la tarifa depende tanto de las expectativas de venta de electricidad como de los costos de explotación y el costo del capital. En consecuencia, el modelo para la determinación de la tarifa de venta de energía eléctrica por parte de generadores privados nuevos, requiere de la definición de las expectativas de venta y los costos tanto de explotación como los de inversión y su rentabilidad.

3.1 Expectativas de venta (E)

La producción de la planta depende de la disponibilidad de la capacidad instalada para generación, lo que a su vez depende de las características físicas del aprovechamiento, de la tecnología utilizada, de la edad de las instalaciones así como las prácticas de mantenimiento de

la empresa. Por su parte, la distancia entre la planta y el punto de entrega influye en la eficiencia del proceso de transmisión.

En todo caso, es posible expresar todos estos factores en términos de un factor de aprovechamiento de la capacidad instalada (Factor de Planta). Este es un factor de uso común, que es posible asociar con cada tipo de fuente primaria, se puede establecer un valor para este parámetro aplicable a cada tipo de fuente, haciendo posible diferenciar la tarifa de venta según la fuente primaria.

En síntesis, para estimar la cantidad de energía que se tomará para determinar la tarifa aplicable se considera la siguiente ecuación:

$$E = C * 8760 * fp \text{ (Ecuación 3)}$$

Donde:

E	=	Ventas anuales (cantidad de energía)
C	=	Capacidad instalada de la planta
8 760	=	Cantidad de horas de un año (24 horas * 365 días)
fp	=	Factor de planta aplicable según la fuente

Si bien existe un efecto de escala en las plantas de generación de electricidad, especialmente en cuanto a los costos de instalación y los costos de explotación, es posible simplificar el modelo y realizar el análisis para una planta de tamaño unitario (capacidad instalada unitaria), con lo que la fórmula anterior se reduce a:

$$E = 8\,760 * fp \text{ (Ecuación 4)}$$

Donde:

E	=	Ventas anuales (cantidad de energía)
8 760	=	Cantidad de horas de un año (24 horas * 365 días)
fp	=	Factor de planta aplicable según la fuente

Para la determinación del factor de planta (fp) se aplicarán los siguientes criterios:

- Se utiliza el factor de planta obtenido del informe “Energía solar fotovoltaica. Aspectos técnicos y simulación de una tarifa de referencia”, Centro Nacional de Planificación Eléctrica, Instituto Costarricense de Electricidad (2013). El valor utilizado es el correspondiente a Liberia Policristalino de la tabla 7, referido en la página 26 del estudio antes mencionado.
- Se calcula el valor promedio del factor de planta durante los veinte años de contrato, tomando en cuenta una degradación de los paneles solares de 0,5% anual (esto afecta la producción fotovoltaica negativamente), según se estableció en la página 28 del estudio ECLAREON/BSW (2014).
- El resultado obtenido en el punto b. es el que se utiliza como factor de planta.

Los criterios mencionados anteriormente para determinar los valores de factor de planta se mantendrán vigentes mientras no sean sustituidas las fuentes de información asociadas con esos criterios, por otras más actualizadas que cumplan con requisitos adecuados de

confiabilidad, calidad y posibilidad de divulgación de sus datos. La adopción de nuevas fuentes de información con ese propósito se deberá justificar mediante un informe técnico.

3.2 Costos de Explotación (CE)

Entre los costos de explotación se contemplan tanto los costos variables de operación (aquellos gastos que se presentan exclusivamente cuando se lleva a cabo el proceso productivo tales como impuestos asociados a la producción, repuestos y otros materiales consumibles durante el proceso productivo), como los costos fijos (aquellos gastos inevitables e independientes de si la planta opera o no tales como pólizas de seguro, permisos, personal permanente, asesorías técnicas, administrativos, etcétera). Estos gastos efectivos no deben incluirse la depreciación, ni los gastos financieros ni los impuestos asociados a utilidades o ganancias.

El valor unitario de costo de explotación a emplear en la metodología, se obtiene de la siguiente manera:

- a. Se utilizan los datos de costos operativos de instalaciones estándar denominados en dólares de los Estados Unidos de América por kilovatio por año (US\$/kW/año) obtenidos del estudio: “Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”, realizado por ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014) bajo contrato con la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa 4E en Centroamérica PN2009.2262.5-001.00, en la página 54, anexo 7, ilustración 26. En adelante, se referirá a este estudio como ECLAREON/BSW (2014). Estos valores son el resultado del análisis de los datos de costo de explotación obtenidos de las entrevistas a empresas instaladoras de plantas fotovoltaicas, como parte del estudio expuesto en ECLAREON/BSW (2014).
- b. De la información anterior, se calcula el promedio simple de los datos de las entrevistas contestadas sobre este rubro.

Los criterios mencionados anteriormente para determinar los valores de costo de explotación se mantendrán vigentes mientras no sea sustituida la fuente de información asociada con esos criterios, por otras más actualizadas que cumplan con requisitos adecuados de confiabilidad, calidad y posibilidad de divulgación de sus datos. La adopción de nuevas fuentes de información con ese propósito se deberá justificar mediante un informe técnico, el cual se propone que sea elaborado en un plazo no mayor a los cinco años, contados a partir de la eficacia de la presente metodología.

3.3 Costo fijo por capital (CFC)

Mediante el componente denominado “Costo Fijo por Capital” (CFC) se pretende garantizar a los inversionistas retornos comparables con los que podrían obtener en otras inversiones con el nivel de riesgo similar a efectos de hacer atractiva la alternativa de participar en el desarrollo de la planta.

El CFC depende del monto de la inversión, del nivel de apalancamiento utilizado (relación deuda / aportes de capital), de las condiciones de financiamiento (tasa de interés, modalidad de pago y plazo), de la tasa de retorno esperada por los inversionistas sobre sus aportes, del período de recuperación de la inversión (vida económica), de la edad de la planta y de la tasa de impuesto de renta aplicable.

Este rubro de Costo Fijo por Capital se determinará mediante la siguiente ecuación:

$$CFC = M * FC \text{ (Ecuación 5)}$$

Donde:

CFC	=	Costo Fijo por capital
M	=	Monto total de la inversión unitaria
FC	=	Factor que refleja las condiciones de la inversión

El factor FC depende de las condiciones en que se establezca el financiamiento y de la edad de la planta. Se determina mediante la siguiente ecuación, la cual permite determinar la cuantía de la cuota uniforme, aplicable durante toda la vida económica, que requiere el dueño de la planta para recuperar su inversión y obtener la rentabilidad esperada:

$$FC = \left[\frac{(v-e)}{v*(1-t)} \right] * \left\{ \left(\frac{\rho*(1+\rho)^{(v-e)}}{(1+\rho)^{(v-e)}-1} \right) * \left[1 - \Psi * \left[1 - \frac{(1-t)*i}{\rho} - \left(\frac{1-(1+\rho)^{-d}}{\rho*d} \right) * \left(1 - i * (1-t) * \left(\frac{1}{\rho} + \frac{1}{4} \right) \right) \right] \right] - \frac{t}{(v-e)} \right\} \text{ (Ecuación 6)}$$

Donde:

Ψ	=	Apalancamiento (relación de deuda) (%)
ρ	=	Rentabilidad sobre aportes de capital (%)
t	=	Tasa de impuesto sobre la renta (%)
i	=	Tasa de interés (%)
e	=	Edad de la planta (años)
d	=	Plazo de la deuda (años)
v	=	Vida económica de la planta (años)

El factor que resulta de esta fórmula refleja un valor medio aplicable durante toda la vida económica. Dentro de este contexto, durante los primeros años la utilidad neta que recibe el inversionista es baja (y menor a la pérdida de valor de la planta), puesto que está destinando una porción de la utilidad que le corresponde a “comprar” la participación de los entes financieros en la propiedad de la misma. De este modo, una vez amortizada la deuda, el inversionista se convierte en el único propietario.

Con respecto al cálculo de la rentabilidad sobre los aportes “ ρ ” el mismo se realizará de acuerdo con la metodología Capital Assets Pricing Model, o CAPM (trad. lit. Modelo de valoración de activos de capital) establecida por la ARESEP y se emplearán las fuentes y base de datos que el Ente Regulador establezca.

A continuación se definen los componentes de la fórmula del factor FC .

3.3.1 Apalancamiento (Ψ)

El valor de apalancamiento financiero se utiliza para estimar la relación entre deuda y capital propio.

El cálculo de este valor se hará mediante la determinación de una muestra de apalancamiento (financiamiento) de plantas eléctricas en la medida de lo posible similares a las plantas que se pretende tarifar.

Para realizar el cálculo se utilizará el promedio simple de la información de financiamiento de proyectos eléctricos disponible en la Autoridad Reguladora.

Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria.

3.3.2 Rentabilidad sobre aportes al capital (ρ)

El cálculo de la rentabilidad sobre los aportes al capital se determina mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente como CAPM (en inglés, "Capital Asset Pricing Model").

El método CAPM estima el costo del capital propio. Se basa en considerar que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado a éste y puede ser separado en dos grandes componentes: el riesgo relacionado con el mercado en su conjunto (riesgo sistémico) y el derivado de las inversiones específicas (riesgo específico).

Aresep empleará para la obtención del CAPM fuentes de información adquiridas por la institución para fines regulatorios, basadas en información para el análisis financiero, siempre y cuando sean fuentes confiables y rigurosas del mercado respecto al cálculo del costo de capital.

Si se contara con varias fuentes de información financiera especializada en el cálculo del CAPM, se dará prioridad a aquellas que mediante el software con que se administran sus datos, sea posible estimar directamente los valores del CAPM para sectores y empresas vinculadas al segmento eléctrico que se considera en el alcance de la presente metodología, procediendo de la siguiente forma:

a) Fuentes de información financiera especializadas

Los criterios para la selección de la fuente de información financiera a utilizar para la obtención del Costo de Capital (CAPM) son los siguientes:

- *Debe estar basada en un software o plataforma virtual para el análisis financiero, que proporcione preferentemente información referente a valores directos del costo de capital del sector que se regula, en este caso para el segmento de generación eléctrica con fuentes renovables.*
- *La información disponible debe estar fundamentada en información pública de las diferentes compañías listadas en las bolsas de valores a nivel mundial.*
- *Debe permitir búsquedas en dos o más de las siguientes clasificaciones industriales:
Código Standard Industrial Classification (SIC),
Código North American Industry Classification System (NAICS)
Código Global Industry Classification Standard (GICS)
Código Industry Classification Benchmark (ICB)*
- *Debe proveer y permitir identificar información para empresas ubicadas en el segmento de generación eléctrica con fuentes renovables.*

- Debe ofrecer valores para el CAPM en distintos periodos de tiempo (diaria, mensual, trimestral, anual).

b) Obtención del costo de capital propio (CAPM)

Paso 1: Definición de la clasificación industrial a utilizar. Para ello, se escogerá aquella clasificación que permita obtener la agrupación de empresas cuya conformación sea lo más cercana posible al conjunto de empresas que forman parte de la industria considerada en el alcance de la metodología tarifaria, en este caso, el sector de generación eléctrica solar. Así mismo, que permita ubicar el mayor número de empresas que cumplan con el criterio anterior.

Paso 2: Selección del grupo de empresas de referencia. Dentro de la clasificación industrial seleccionada, se escogerá el grupo de empresas cuya conformación y descripción se ajuste al sector de generación eléctrica solar. Se seleccionarán las empresas de generación eléctrica que ha este nivel de desagregación sean específicas de la generación solar.

Paso 3: Selección de la muestra de empresas de generación eléctrica solar. Se seleccionará la muestra de empresas para la estimación del CAPM, considerando aquellas empresas para las cuales toda o parte de su actividad sea la generación de energía eléctrica solar.

Paso 4: Cálculo del valor del CAPM. Para ello, primero se obtiene el CAPM para cada empresa individual para los últimos 12 meses anteriores disponibles al día de la audiencia pública; luego se calcula la media aritmética simple de la información de todas las empresas. Posteriormente, de los datos obtenidos anteriormente se excluyen los valores extremos, este procedimiento deberá estar a cargo de un profesional en estadística y finalmente, se calcula una media aritmética simple de los valores resultantes.

Para su aprobación, se deberá incluir el informe técnico que justifique la clasificación industrial y las empresas seleccionadas para el cálculo del CAPM, además de incluir los valores obtenidos para cada empresa y los cálculos respectivos para obtener el valor final del costo de capital propio. Para efectos de la presente metodología la fuente primaria de información es Bloomberg L.P., de la cual se obtienen los valores de CAPM de las empresas de generación eléctrica con fuente solar de manera directa. Si esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea privada y confiable y que cumpla con el inciso a de la sección 3.3.2.

En el caso que la Aresep no cuente con acceso a fuentes de información financiera (privadas) especializadas y adquiridas por la institución con fines regulatorios que tengan el desglose requerido en el punto a) anterior, se empleará para el cálculo del CAPM la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, de la Universidad de New York. El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria, según la siguiente fórmula:

$$\rho = k_l + \beta_a * PR + RP \text{ (Ecuación 7)}$$

Donde:

P = Rentabilidad sobre los aportes de capital propio (Costo de capital propio).

k_l	=	Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.
β_a	=	Beta apalancada de la inversión. Es la co-varianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” ya que se ha ajustado para considerar que parte de la inversión se financia con deuda.
PR	=	Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.
RP	=	Riesgo país. Es el riesgo de una inversión económica debido sólo a factores específicos y comunes de un cierto país.

El beta apalancado se denomina “apalancado” cuando parte de la inversión se financia con deuda y se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\beta_a = \beta_d * (1 + (1 - t) * \frac{D}{Kp}) \text{ (Ecuación 8)}$$

Donde:

β_a	=	Beta apalancada
β_d	=	Beta desapalancada
t	=	Tasa de impuesto sobre la renta
D/Kp	=	Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero)

Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:

- Tasa libre de riesgo (k_l): Es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utilizará la tasa con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo, la cual está disponible en la página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos, en la dirección de internet: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.
- Beta desapalancada (β_d): se utilizan los valores del beta desapalancado del sector denominado “Utility (General)”. Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión.
- Prima por riesgo (PR): Se empleará la variable denominada “Implied Premium (FCFE)”.
- Riesgo país (RP): Se considera el valor publicado para Costa Rica, de los datos denominados Risk Premiums for the other markets, donde el riesgo país se denomina Country Risk premium.

Los valores para las variables indicadas para las cuales no se indica fuente en esta alternativa se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>.

Estas variables serán utilizadas de manera consistente, en cuanto a extensión de la serie histórica (5 años), la frecuencia de las observaciones (una observación por año, correspondiente al promedio anual publicado) y el cálculo del promedio (promedio aritmético simple de las 5 observaciones correspondientes a los 5 años más recientes para los que se disponga de información). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.

- *Relación entre deuda y capital propio (D/Kp):* Se estima con la fórmula $D/Kp = Y/(1-Y)$, donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará los datos incluidos en la sección 3.3.1. El dato de apalancamiento podrá ser actualizado por la Autoridad Reguladora.
- *Tasa de impuesto sobre la renta:* Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor- establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda.

Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria.

3.3.3 Tasa de interés (i)

Se utilizará el promedio mensual de los valores de los últimos sesenta meses de la tasa publicada por el Banco Central de Costa Rica (En su sitio web: <http://www.bccr.fi.cr/index.html>) para préstamos al sector industrial en dólares, de los bancos privados.

Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria.

3.3.4 Vida económica del proyecto (v)

Para los efectos de este modelo, la vida económica del proyecto es de 20 años, lapso igual al del contrato considerado en el modelo para definir la tarifa. Se está suponiendo que esa vida económica es menor a la vida útil del proyecto, estimada en 25 años.

3.3.5 Plazo de la deuda (d) y plazo del contrato

El plazo de la deuda es de 20 años. Se le ha asignado esa duración, para que sea igual al plazo máximo del contrato de compra-venta de energía.

La duración del contrato de compra-venta de energía utilizada en el modelo para el cálculo de las tarifas es de 20 años, que es el máximo permitido por la Ley 7200. Sin embargo, el plazo del contrato será definido entre las partes.

3.3.6 Edad de la planta (e)

Dado que se trata de plantas nuevas, a esa variable se le asigna el valor de cero.

3.4 Monto de la inversión unitaria (M)

El costo de inversión representa los costos totales necesarios para construir una planta de generación en condiciones normales para nuestro país. En este caso se trata de información que se ajuste, en la medida de lo posible, a la realidad de las plantas que se trata de tarifar.

Los costos de inversión se estimarán de la siguiente manera:

- a. Se utilizan los datos sobre costos de inversión llave en mano obtenidos del estudio ECLAREON/BSW (2014), en la página 54, anexo 7, ilustración 26. La información a utilizar es para el rango máximo y rango medio.*
- b. De los datos obtenidos para el rango máximo y rango medio por capacidad, se mantienen todas las fuentes de información.*
- c. Para realizar el cálculo del costo de inversión, se utilizan los valores del rango máximo y medio, y se obtiene un promedio del costo de inversión por fuente (entrevista) para capacidades menores o iguales a 20 MW, es decir, un promedio del rango de capacidades disponibles en la tabla.*
- d. Una vez calculado el promedio simple de cada una de las fuentes, se obtiene el promedio de los doce valores disponibles.*
- e. El costo de inversión obtenido será el utilizado como precio promedio para calcular la banda tarifaria.*
- f. Se calcula la desviación estándar del conjunto de valores promedio de costo de inversión unitario de los valores utilizados de la muestra.*

Los criterios mencionados anteriormente para determinar los valores de costo de inversión se mantendrán vigentes mientras no sea sustituida la fuente de información asociada con esos criterios, por otras más actualizadas que cumplan con requisitos adecuados de confiabilidad, calidad y posibilidad de divulgación de sus datos. La adopción de nuevas fuentes de información con ese propósito se deberá justificar mediante un informe técnico, el cual se propone que sea elaborado en un plazo no mayor a los cinco años, contados a partir de la eficacia de la presente metodología.

3.5 Definición de la banda tarifaria

Se propone regular el precio de venta de energía por parte de generadores privados al ICE, en el marco de la ley 7200, mediante una banda tarifaria. Ese precio de venta también servirá para regular aquellas compraventas de energía eléctrica proveniente de plantas solares fotovoltaicas privadas con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP.

Las bandas tarifarias se estiman de la siguiente manera:

- Límite superior: se obtiene como el costo unitario promedio de inversión más una desviación estándar.*
- Límite inferior: se calcula como el valor del costo unitario promedio de la inversión menos el valor de tres desviaciones estándar.*

3.6 Estructura tarifaria

En general, la estructura tarifaria es la valoración relativa del precio de la energía en los distintos rangos horarios y períodos estacionales. Se expresa como un conjunto de coeficientes para cada combinación de rangos horarios y períodos estacionales. Estos coeficientes se

multiplican por el precio medio de la energía que esté vigente, para obtener la tarifa correspondiente a cada una de esas combinaciones.

El propósito de la estructura es lograr que el generador tenga como objetivo maximizar su generación en los períodos en que el valor de la energía es mayor para el Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo, en la generación solar, el patrón solar es similar en todo el país (las diferentes zonas producen diferentes cantidades de energía, pero siguiendo el mismo patrón), además no permite regular su producción como para trasladar energía entre periodos y la indisponibilidad por mantenimiento es poco significativa. En este caso, la fijación de una estructura tarifaria tiene poco impacto, ya que el diseño y operación de la planta es poco sensible a la estructura y es incierto que los beneficios de aplicar la estructura superen las ventajas de tener una tarifa más sencilla y con un solo valor.

Por las razones anteriores, para la generación solar fotovoltaica no se incluye una estructura tarifaria.

3.7 Moneda en que se expresará la tarifa

Las tarifas resultantes de la metodología detallada serán expresadas y facturadas en la moneda dólares de los Estados Unidos de América (US\$ ó \$). Las condiciones en que se realicen los pagos se definirán de conformidad con lo que las partes establezcan vía contractual, y con base en la normativa aplicable.

3.8 Ajuste de precio

Los valores de la banda tarifaria se revisarán al menos una vez al año, mediante procedimiento de fijación ordinaria, de conformidad con lo que establece la Ley 7593. Con ese fin, se revisarán —y cuando corresponda, se actualizarán— todos los parámetros definidos en el cálculo de la banda tarifaria, con los procedimientos descritos en este informe. El procedimiento dará inicio el primer día hábil del mes de febrero de cada año, es decir, este día debe ser abierto el expediente tarifario.

Las variables determinadas en esta metodología mediante informes técnicos deberán ser revisadas al menos con una periodicidad de 5 años mediante uno o varios estudios específicos.

En ningún momento los precios pagados por la compra de energía eléctrica a generadores privados para la fuente solar fotovoltaica pueden ser mayores que el límite superior de la banda tarifaria vigente, ni menores que el límite inferior de esa banda.

3.9 Otras consideraciones

Para mejorar esta metodología en el futuro, se establece que los generadores privados nuevos con fuente solar fotovoltaica a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria, están en la obligación de presentar anualmente a la ARESEP la información financiera auditada (incluyendo gastos operativos y de mantenimiento, administrativos y gastos de inversión individual) así como su debida justificación. De esta forma, la ARESEP podrá disponer de mejor información para el ajuste del modelo a las condiciones operativas reales. Para estos efectos se deberá presentar, al menos anualmente, los estados financieros auditados de la empresa.

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

Las empresas que no cumplan con la entrega de información según se detalló en el párrafo anterior, estarán sujetas a las sanciones que establece los artículos 24, 38 inciso g y 41 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593.

(...)

VII. ANEXOS

Anexo 1. *Informe técnico: “Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica”, realizado por ECLAREON/ Bundesverband Solarwirtschaft e.V (2014) bajo contrato con la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa 4E en Centroamérica PN2009.2262.5-001.00. (Adjunto en formato electrónico).*

Anexo 2. *Informe “Energía solar fotovoltaica. Aspectos técnicos y simulación de una tarifa de referencia”. Centro Nacional de Planificación Eléctrica, Instituto Costarricense de Electricidad (2013). (Adjunto en formato electrónico).*

Anexo 3. *Desarrollo matemático del CFC para contratos iguales a la vida útil de la planta. Tomado del Informe “Resultados de la investigación sobre costos, estructura de financiamiento típicos y otros datos de plantas hidroeléctricas y eólicas”. Instituto Costarricense de Electricidad (2011). (Adjunto en formato electrónico).*

(...)”

En cuanto a los anexos supra citados, los mismos están a disposición del público en la página de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos: www.aresp.go.cr, o bien, en sus instalaciones en la Dirección General de Atención al Usuario en el expediente OT-296-2014. Para más información, puede llamar a la línea gratuita: 8000-ARESEP.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 de la Ley General de la Administración Pública, contra la presente resolución cabe el recurso ordinario de reposición o reconsideración, el cual deberá interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día siguiente a la notificación, y el recurso extraordinario de revisión, el cual deberá interponerse dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada ley. Ambos recursos deberán interponerse ante la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, a quien corresponde resolverlos.

Rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.

ACUERDO FIRME.

A las quince horas con cinco minutos se retiran del salón de sesiones, los señores (as) Eric Chaves Gómez, Laura Núñez Sibaja, Adriana Martínez Palma y Samantha Wegmann.

ARTÍCULO 5. Recursos de apelación y gestión de nulidad concomitante interpuestos por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), contra la resolución RIE-108-2013. Expediente ET-136-2013.

A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, los señores(as) Henry Payne Castro, José Carlos Rojas Vargas, Daniel Fernández Sánchez, Roxana Herrera Rodríguez, José Andrés Meza Villalobos, Oscar Roig Bustamante, Stephanie Castro Benavides, funcionarios (as) de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, a participar en este y los siguientes cinco artículos.

La Junta Directiva conoce el oficio 118-DGAJR-2015 del 16 de febrero de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio en torno a los recursos de apelación y gestión de nulidad concomitante interpuestos por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-108-2013 del 17 de diciembre de 2013. Expediente ET-136-2013.

La señora **Roxana Herrera Rodríguez** y el señor **Daniel Fernández Sánchez** explican los antecedentes, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con el oficio 118-DGAJR-2015, la señora **Gretel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

ACUERDO 03-11-2015

1. Declarar sin lugar, el recurso de apelación y la gestión de nulidad concomitante interpuestos por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-108-2013.
2. Agotar la vía administrativa.
3. Notificar a las partes la presente resolución.
4. Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.
5. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 19 de marzo de 2012, mediante la resolución RJD-017-2012, la Junta Directiva aprobó la «Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para el consumo nacional», publicada en La Gaceta N° 74 del 17 de abril del 2012, la cual fue modificada mediante la resolución RJD-128-2012 del 1 de noviembre de 2012, publicada en el Alcance Digital N° 197 a La Gaceta N° 235 del 5 de diciembre de 2012.
- II. Que el 2 de diciembre de 2013, mediante el oficio 2209-IE-2013, la Intendencia de Energía (en adelante IE), remitió el informe de la «Aplicación anual para el 2014 de la

“Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para el consumo nacional” para el servicio de generación del ICE y el servicio de distribución de todas las empresas distribuidoras». (Folios 3 al 29).

- III. Que el 2 de diciembre de 2013, mediante el oficio 2210-IE-2013, la IE solicitó la apertura del expediente y la convocatoria a consulta pública sobre la propuesta tarifaria, según el informe técnico citado en el punto anterior. (Folios 1 al 2).
- IV. Que el 6 y 9 de diciembre de 2013, se publicó la convocatoria a consulta pública en La Gaceta N° 236 y en los diarios de circulación nacional La Prensa Libre, La Extra y La Nación, respectivamente. (Folios 30 al 33).
- V. Que el 17 de diciembre de 2013, mediante la resolución RIE-108-2013, publicada en La Gaceta N° 246 de 20 de diciembre de 2013 (*folios 744 al 754*), la IE resolvió, entre otras cosas, fijar las tarifas para el servicio de generación que presta el ICE y las tarifas para los sistemas de distribución de las empresas distribuidoras de electricidad. (Folios 772 al 814).
- VI. Que el 8 de enero de 2014, la CNFL inconforme con lo resuelto, presentó recurso de revocatoria con apelación en subsidio y gestión de nulidad concomitante contra la resolución RIE-108-2013. (Folios 761 al 771).
- VII. Que el 16 de octubre de 2014, mediante la resolución RIE-074-2014, la IE rechazó por el fondo el recurso de revocatoria planteado por la CNFL y elevó a conocimiento de la Junta Directiva el recurso de apelación en subsidio y la gestión de nulidad concomitante. (Folios 949 al 959).
- VIII. Que el 23 de octubre de 2014, la CNFL respondió de forma extemporánea el emplazamiento conferido. (Folios 824 al 948).
- IX. Que el 5 de noviembre de 2014, mediante el oficio 1519-IE-2014, la IE rindió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP, sobre el recurso de apelación en subsidio y la gestión de nulidad concomitante, presentado por la CNFL contra la resolución RIE-108-2013. (Folios 961 al 962).
- X. Que el 7 de noviembre de 2014, mediante el memorando 788-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva, remitió para el análisis de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el recurso de apelación en subsidio y la gestión de nulidad concomitante interpuesto por la CNFL contra la resolución RIE-108-2013. (Folio 960).
- XI. Que el 16 de febrero de 2015, mediante el oficio 118-DGAJR-2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rindió el criterio sobre el recurso de apelación y la gestión de nulidad concomitante interpuestos por la CNFL, contra la resolución RIE-108-2013.
- XII. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. En ausencia del Regulador General Dennis Meléndez Howell, por encontrarse de vacaciones el 16 de marzo del 2015, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales
- II. Que del oficio 118-DGAJR-2015 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

“(…)

II. ANÁLISIS POR LA FORMA**a) NATURALEZA DEL RECURSO Y LA GESTIÓN DE NULIDAD**

El recurso interpuesto contra la resolución RIE-108-2013, es el ordinario de apelación, al cual le resulta aplicable lo dispuesto en los artículos 342 al 352 de la LGAP.

Además, la empresa recurrente interpuso gestión de nulidad, a la cual le resulta aplicable lo establecido en los artículos 158 al 179 de la LGAP.

b) TEMPORALIDAD DEL RECURSO Y LA GESTIÓN DE NULIDAD

La resolución recurrida fue notificada a la recurrente el 20 de diciembre de 2013 (folios 804 y 806) y la impugnación fue planteada el 8 de enero de 2014 (folio 761).

Conforme el artículo 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 8 de enero del 2014 (en razón del período de vacaciones de fin y principio de año, que comprendió del lunes 23 de diciembre de 2013 al viernes 3 de enero de 2014, dispuestos por el Regulador General mediante el oficio 938-RG-2013). Del análisis comparativo entre la fecha de notificación del acto y 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.

En lo que refiere a la gestión de nulidad interpuesta, es preciso indicar que ésta fue presentada de manera conjunta con el recurso en análisis, el 8 de enero de 2014 y considerando que la resolución RIE-108-2013 le fue notificada a la recurrente el 20 de diciembre de 2013, de conformidad con lo que dispone el artículo 175 de la LGAP en cuanto a que el plazo para solicitar la nulidad de un acto administrativo es de un año,

debe concluirse que la gestión de nulidad se presentó en tiempo, puesto que el plazo vencía el 21 de diciembre de 2014.

c) LEGITIMACIÓN

Respecto a la legitimación activa, cabe indicar que la CNFL está legitimada para actuar -en la forma en que lo ha hecho- ya que es parte en el procedimiento en que recayó la resolución recurrida; de acuerdo con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 7593 en concordancia con los artículos 275 y 276 de la LGAP.

d) REPRESENTACIÓN

El señor Pablo Cob Saborío, quién al momento de la presentación del recurso y la gestión de nulidad en análisis, fungía como Gerente General con facultades de apoderado generalísimo sin limitación de suma, representando a la CNFL en este procedimiento, -según consta en la certificación notarial institucional visible a folios 769 al 771- por lo cual estaba facultado para actuar en representación de la citada compañía.

(...)

IV. ANÁLISIS POR EL FONDO

Indicó la recurrente que con la información de las tarifas y las estimaciones de compras de energía para el 2014, se proyectan compras por \$175.816 millones (sin combustible), mientras que al aplicar las tarifas aprobadas el 20 de diciembre de 2013 mediante resolución RIE-108-2013, las compras se estiman en \$212.816 millones (con combustible), obteniendo una diferencia aproximada de \$37.071 millones. Sin embargo, en la resolución recurrida -RIE-108-2013- se indicó que el monto cargado a las tarifas de la CNFL por el uso de combustibles fósiles asciende a los \$35.508,74 lo que provoca una diferencia de \$1.562 millones, monto que aumentaría a \$1.918 millones si se supone un crecimiento de la demanda de 1,71%.

Sobre este punto, la IE en la resolución RIE-074-2014, que resolvió el recurso de revocatoria indicó:

[...]

«El argumento de CNFL implica un ajuste sobre costos proyectados y no reales, y fundamentan su solicitud en diferencias encontradas en las estimaciones de compras de energía al ICE Generación, no se indica que se presente por errores de cálculo en la estimación de ARESEP.

La metodología tiene por objetivo enviar señales de precios oportunas a los usuarios de tal forma que el precio de la electricidad se ajusta de conformidad con los costos marginales de la misma en cada trimestre, por lo que con esa misma periodicidad se procede a realizar una comparación entre el gasto real incurrido por CVC y el ingreso facturado por este concepto y a ajustar las diferencias.

Así las cosas, no se encuentra sustento técnico para modificar las estimaciones consideradas en la resolución recurrida y se recomienda rechazar el argumento.».

[...]

La CNFL presentó en su recurso ingresos calculados a partir de estimaciones de compras de energía para el 2014 que difieren de las realizadas por la IE en la resolución recurrida, sin una justificación técnica que las valide. Aunado a lo anterior debe considerarse que la recurrente en su argumentación no cuestionó las estimaciones realizadas por la IE para el cálculo de las tarifas, sino que se limitó a presentar información de las compras de energía (en miles de colones) y solicitar un incremento del 0,65% en los cargos trimestrales.

Así las cosas, luego de analizar el argumento de la CNFL, esta Dirección General no encuentra razones para modificar el acto recurrido.

En virtud de lo anterior, no lleva razón la recurrente en su argumento.

V. SOBRE LA NULIDAD ALEGADA POR LA RECURRENTE

En cuanto a la nulidad parcial alegada, conviene recordar, que las razones para anular los actos administrativos, residen en los artículos 158 al 179 y 223 de la LGAP, y que son: la falta o defecto de algún requisito o, que el acto impugnado sea sustancialmente disconforme con el ordenamiento jurídico, entendiendo como sustancial, la formalidad cuya realización correcta hubiera impedido o cambiado la decisión final en aspectos importantes o bien, cuya omisión causare indefensión.

En cuanto a la validez de la resolución impugnada, se le debe comunicar a la gestionante, que de conformidad con el artículo 158 de la LGAP, la resolución cumple con todos los elementos para su validez. Lo anterior se verifica con el cumplimiento y presencia de los elementos que lo constituyen, tanto formales como sustanciales. Estos elementos a los que hacemos referencia, tanto la doctrina nacional como la misma LGAP, los distingue entre formales y sustanciales. Entre los elementos formales, se encuentran el sujeto, el procedimiento y la forma; y entre los sustanciales o materiales resaltan el motivo, contenido y fin.

De tal suerte que el contenido del acto constituye el efecto jurídico, el cambio que introduce en el mundo jurídico, es por así decirlo; la parte dispositiva del acto.

El motivo como elemento sustancial del acto administrativo es el presupuesto jurídico, el hecho condicionante que da génesis al acto administrativo.

Así las cosas y con fundamento en lo anterior, al no presentarse vicio alguno en los elementos del acto administrativo, que implique su nulidad y en lo que se refiere a los aspectos meramente procedimentales, no se observan vicios o defectos (errores u omisiones) que puedan generar nulidad de lo actuado y resuelto en este caso, de conformidad con el artículo 223 de la LGAP, según el cual «1. Sólo causará nulidad de lo actuado la omisión de formalidades sustanciales del procedimiento. 2. Se entenderá

como sustancial la formalidad cuya realización correcta hubiera impedido o cambiado la decisión final en aspectos importantes, o cuya omisión causare indefensión».

En cuanto a la gestión de nulidad parcial interpuesta, indicó la CNFL que «existe una diferencia no compensada de \$1.918 millones, por la utilización de insumos incorrectos en la formulación de los montos de la resolución recurrido (sic), y ese monto errado impacta de forma directa el equilibrio financiero de la CNFL» por lo que la resolución RIE-108-2013, deviene en nula parcialmente.

Sobre este punto, se remite a la recurrente al apartado IV de este dictamen, donde se analizó su argumento. Adicionalmente, se le indica a la CNFL, que la resolución que impugna no es un acto administrativo nulo, porque contiene todos los elementos (sujeto, forma, procedimiento, motivo, contenido y fin), exigidos por la LGAP, ya que:

- 1. Fue dictado por el órgano competente, es decir, por la Intendencia de Energía (artículos 129 y 180, sujeto).*
- 2. Fue emitido por escrito como corresponde (artículos 134 y 136, forma).*
- 3. De previo a su dictado, se realizaron los trámites sustanciales y se cumplieron los requisitos establecidos en la ley (artículo 129, procedimiento).*
- 4. Contiene un motivo legítimo y existente (artículo 133, motivo).*
- 5. Estableció en su parte considerativa las razones que sustentaron la decisión del órgano competente (artículos 131, fin y 132, contenido).*

Así las cosas, no deviene en nula la resolución RIE-108-2013, pues los elementos constitutivos del acto están presentes y en consecuencia, no hay base jurídica para concluir que sea nula.

VI. CONCLUSIONES

- 1. Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por la CNFL contra la resolución RIE-108-2013, resultan admisibles, puesto que fueron presentados en tiempo y forma.*
- 2. La CNFL presentó en su recurso ingresos calculados a partir de estimaciones de compras de energía para el 2014 que difieren de las realizadas por la IE en la resolución recurrida, sin una justificación técnica que las valide.*
- 3. La CNFL no cuestionó las estimaciones realizadas por la IE para el cálculo de las tarifas.*
- 4. La resolución RIE-108-2013 no es un acto administrativo nulo, porque contiene todos los elementos (sujeto, forma, procedimiento, motivo, contenido y fin), exigidos por la LGAP.*

(...)”

- II-** 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 y la gestión de nulidad concomitante interpuestos por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-108-2013; **2.-** Agotar la vía administrativa, **3.-** Notificar a las partes la presente resolución, **4.-** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda, tal y como se dispone.
- III-** Que en la sesión extraordinaria 11-2015, celebrada el 16 de marzo de 2015, cuya acta fue ratificada el 26 de marzo de 2015 la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 118-DGAJR-2015, de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

- I.** Declarar sin lugar, el recurso de apelación y la gestión de nulidad concomitante interpuestos por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-108-2013.
- II.** Agotar la vía administrativa.
- III.** Notificar a las partes la presente resolución.
- IV.** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

Se retira del salón de sesiones, el señor Daniel Fernández Sánchez.

ARTÍCULO 6. Recurso de apelación interpuesto por la Asociación de Pescadores Pangueros Artesanales de Puntarenas (ASOPPAPU), contra la resolución RIE-005-2014. Expediente ET-001-2014.

La Junta Directiva conoce el oficio 113-DGAJR-2015 del 12 de febrero de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio en torno al recurso de apelación interpuesto por la Asociación de Pescadores Pangueros Artesanales de Puntarenas (ASOPPAPU), contra la resolución RIE-005-2014.

El señor **José Andrés Meza Villalobos** explica los antecedentes, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el tema con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con el oficio 113-DGAJR-2015, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

ACUERDO 04-11-2015

1. Rechazar de plano por inadmisibile, el recurso de apelación interpuesto por la Asociación de Pescadores Pangueros Artesanales de Puntarenas contra la resolución RIE-005-2014 del 27 de enero de 2014.
2. Agotar la vía administrativa.
3. Notificar a las partes la presente resolución.
4. Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.
5. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 11 de noviembre de 2008, mediante la resolución RRG-9233-2008, publicada en La Gaceta N° 227 del 24 de noviembre de 2008; se estableció el modelo ordinario y extraordinario para la fijación de precios para los combustibles en plantel y al consumidor final.
- II. Que el 10 de enero de 2014, mediante el oficio GAF-0046-2014, la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., presentó solicitud de extraordinaria de precios de los combustibles correspondientes al mes de noviembre de 2013. (Folios 1 al 55).
- III. Que el 20 de enero de 2014, se publicó en los diarios de circulación nacional: La Nación, Prensa Libre y Diario Extra, la convocatoria a consulta pública respecto de la solicitud extraordinaria de precios de los combustibles correspondientes al mes de noviembre de 2013 planteada por Recope. (folios 87 al 90). El 21 de enero de 2014, se publicó de nuevo en el periódico La Nación. (Folio 90).
- IV. Que el 21 de enero de 2014, se publicó en La Gaceta N° 14, la convocatoria a consulta pública respecto de la solicitud extraordinaria de precios de los combustibles correspondientes al mes de noviembre de 2013 planteada por Recope. (Folio 91).
- V. Que el 27 de enero de 2014, mediante el oficio 0222-DGAU-2014, la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU), rindió el respectivo informe de oposiciones y coadyuvancias. (Folios 121 al 122).
- VI. Que el 27 de enero de 2014, mediante la resolución RIE-005-2014, la Intendencia de Energía (IE), resolvió la solicitud de fijación extraordinaria de los precios presentada por Recope, y entre otras cosas, fijó los precios de los combustibles derivados de los hidrocarburos. (Folios 151 al 168).
- VII. Que el 11 de febrero de 2014, Asoppapu interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la RIE-005-2014. (Folios 177 al 201).

- VIII.** Que el 15 de octubre de 2014, mediante la resolución RIE-073-2014, la IE resolvió el recurso de revocatoria interpuesto por Asoppapu, emplazándola ante el superior. (Folios 260 al 264).
- IX.** Que el 5 de noviembre de 2014, mediante el oficio 1520-IE-2014, la IE rindió el informe que ordena el artículo 349 LGAP. (Folios 266 al 267).
- X.** Que el 7 de noviembre de 2014, mediante el memorando 789-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva, remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), el recurso de apelación interpuesto por Asoppapu, contra la RIE-005-2014, para su análisis. (Folio 265).
- XI.** Que el 12 de febrero de 2015, mediante el oficio 113-DGAJR-2015, la DGAJR rindió su criterio respecto al recurso de apelación interpuesto por Asoppapu contra la resolución RIE-005-2014.
- XII.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I.** En ausencia del Regulador General Dennis Meléndez Howell, por encontrarse de vacaciones el 16 de marzo del 2015, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.
- II.** Que del oficio 113-DGAJR-2015 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

“[...]

II. ANÁLISIS DE FORMA

a) Naturaleza

El recurso interpuesto es el ordinario de apelación, al cual se le aplican, las disposiciones contenidas en los artículos 342 al 352 de la LGAP.

b) Temporalidad

La resolución recurrida fue publicada en La Gaceta N° 26 del 6 de febrero de 2014 (folios 170 al 176), no obstante, al no haberse constituido Asoppapu como parte en el procedimiento, la resolución objeto de recurso no le fue notificada.

Conforme con el artículo 346.1 de la LGAP, el recurso de apelación debe interponerse en el plazo de tres días contados a partir de la comunicación del acto administrativo en cuestión. No obstante, al no haberse constituido Asoppapu como parte en el presente procedimiento, no es factible realizar un análisis de temporalidad.

c) Legitimación

La recurrente no se encuentra legitimada para actuar dentro del expediente, ya que no es parte en el presente procedimiento, según lo establecido en los numerales 275 y 276 de la LGAP. Así las cosas, siendo que no se constituyó como opositor ni coadyuvante en el procedimiento de fijación tarifaria, carece de legitimación para actuar en la forma en que lo ha hecho.

d) Representación

El señor Álvaro Reina Romero, actúa en su condición de presidente con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma de Asoppapu, según consta en el expediente (folio 200), por lo que se encuentra facultado para actuar en representación de dicha entidad.

Del análisis precedente, se tiene que el recurso de apelación resulta inadmisibile por la forma.

[...]

IV. ANÁLISIS POR EL FONDO

La recurrente no se encuentra legitimada para actuar en la forma en que lo ha hecho, en virtud de lo establecido en los numerales 275 y 276 de la LGAP, por lo que el recurso resulta inadmisibile.

No obstante lo anterior, del análisis de los argumentos planteados por el recurrente, este órgano asesor no encuentra razones para modificar el acto recurrido.

V. CONCLUSIÓN

Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación interpuesto por Asoppapu contra la resolución RIE-005-2014, resulta de plano inadmisibile por carecer de legitimación el recurrente para actuar dentro del procedimiento.

[...]”.

- III.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1-** Rechazar de plano por inadmisibile, el recurso de apelación interpuesto por la Asociación de Pescadores Pangueros Artesanales de Puntarenas contra la resolución RIE-005-2014; **2-** Agotar la vía administrativa; **3-** Notificar a las partes la presente resolución; **4-** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda, tal y como se dispone.

- IV. Que en la sesión extraordinaria 11-2015, celebrada el 16 de marzo de 2015, cuya acta fue ratificada el 26 de marzo de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 113-DGAJR-2015 de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

- I. Rechazar de plano por inadmisibile, el recurso de apelación interpuesto por la Asociación de Pescadores Pangueros Artesanales de Puntarenas contra la resolución RIE-005-2014 del 27 de enero de 2014.
- II. Agotar la vía administrativa.
- III. Notificar a las partes la presente resolución.
- IV. Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.

NOTIFÍQUESE.

ARTÍCULO 7. Recurso de apelación interpuesto por la Asociación de Pescadores Pangueros Artesanales de Puntarenas (ASOPPAPU), contra la resolución RIE-010-2014. Expediente ET-012-2014.

La Junta Directiva conoce el oficio 112-DGAJR-2015 del 12 de febrero de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio en torno al recurso de apelación interpuesto por la Asociación de Pescadores Pangueros Artesanales de Puntarenas (ASOPPAPU), contra la resolución RIE-010-2014.

El señor **José Andrés Meza Villalobos** explica los antecedentes, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con el oficio 112-DGAJR-2015, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

ACUERDO 05-11-2015

1. Rechazar de plano por inadmisibile, el recurso de apelación interpuesto por la Asociación de Pescadores Pangueros Artesanales de Puntarenas contra la resolución RIE-010-2014.
2. Agotar la vía administrativa.

3. Notificar a las partes la presente resolución.
4. Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.
5. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 11 de noviembre del 2008, mediante la resolución RRG-9233-2008, publicada en La Gaceta N° 227 del 24 de noviembre de 2008, se estableció el modelo ordinario y extraordinario para la fijación de precios para los combustibles en plantel y al consumidor final, vigente a la fecha.
- II. Que el 14 de febrero de 2014, mediante el oficio P-0138-2014, la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A. (Recope), solicitó la fijación extraordinaria de precios de los combustibles correspondiente al mes de febrero de 2014. (Folios 1 al 58).
- III. Que el 21 de febrero de 2014, se publicó en los diarios de circulación nacional: La Nación, Prensa Libre y Diario Extra, la convocatoria a consulta pública para conocer la solicitud de fijación extraordinaria de precios de los combustibles correspondientes al mes de febrero de 2014 planteada por Recope. (Folios 91 a 93).
- IV. Que el 24 de febrero de 2014, se publicó en La Gaceta N° 38, la convocatoria a consulta pública para conocer la solicitud de fijación extraordinaria de precios de los combustibles, correspondiente al mes de febrero de 2014 planteada por Recope. (Folio 101).
- V. Que el 28 de febrero de 2014, mediante el oficio 0594-DGAU-2014, la Dirección General de Atención al Usuario, rindió el respectivo informe de oposiciones y coadyuvancias (Folios 128 a 129).
- VI. Que el 4 de marzo de 2014, mediante la resolución RIE-010-2014, la Intendencia de Energía (IE), resolvió la solicitud de fijación extraordinaria presentada por Recope, y entre otras cosas, fijó los precios de los combustibles derivados de hidrocarburos. (Folios 157 al 176).
- VII. Que el 12 de marzo de 2014, Asoppapu, interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RIE-010-2014. (Folios 138 a 146).
- VIII. Que el 13 de octubre de 2014, mediante la resolución RIE-071-2014, la IE resolvió el recurso de revocatoria interpuesto por Asoppapu contra la resolución RIE-10-2014, rechazando la revocatoria y elevando la apelación ante la Junta Directiva. (Folios 177 al 183).
- IX. Que el 5 de noviembre de 2014, mediante el oficio 1521-IE-2014, la IE rindió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP. (Folios 194 y 195).

- X. Que el 7 de noviembre de 2014, mediante el memorando 790-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva, remitió el recurso de apelación a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), para su análisis. (Folio 193).
- XI. Que el 12 de febrero de 2015, mediante el oficio 112-DGAJR-2015, la DGAJR rindió su criterio respecto al recurso de apelación interpuesto por Asoppapu, contra la resolución RIE-010-2014.
- XII. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. En ausencia del Regulador General Dennis Meléndez Howell, por encontrarse de vacaciones el 16 de marzo del 2015, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.
- II. Que del oficio 112-DGAJR-2015 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

“[...]

II. ANÁLISIS DE FORMA

a. Naturaleza

El recurso interpuesto es el ordinario de apelación, al cual se le aplican, las disposiciones contenidas en los artículos 342 al 352 de la LGAP.

b. Temporalidad

La resolución recurrida fue publicada en La Gaceta N° 47 del 7 de marzo de 2014 (folios 130 al 137), no obstante, al no haberse constituido Asoppapu como parte en el procedimiento, la resolución objeto de recurso no le fue notificada.

Conforme con el artículo 346.1 de la LGAP, el recurso de apelación debe interponerse en el plazo de tres días contados a partir de la comunicación del acto administrativo en cuestión. No obstante, al no haberse constituido Asoppapu como parte en el presente procedimiento, no es factible realizar un análisis de temporalidad.

c. Legitimación

La recurrente no se encuentra legitimada para actuar dentro del expediente, ya que no es parte en el presente procedimiento, según lo establecido en los numerales 275 y 276 de la LGAP. Así las cosas, siendo que no se constituyó como opositor ni coadyuvante en el procedimiento de fijación tarifaria, carece de legitimación para actuar en la forma en que lo ha hecho.

d. Representación

El señor Álvaro Reina Romero, no acreditó en el expediente ET-012-2014 su representación para actuar en nombre de Asoppapu, por lo que no se encuentra facultado para actuar en representación de dicha entidad en este procedimiento.

Del análisis precedente se tiene que el recurso de apelación resulta inadmisibles por la forma.

[...]

IV. ANÁLISIS POR EL FONDO

La recurrente no se encuentra legitimada para actuar en la forma en que lo ha hecho, en virtud de lo establecido en los numerales 275 y 276 de la LGAP, ni se acreditó en este expediente la representación del señor Álvaro Reina Romero para actuar en nombre de Asoppapu, por lo que el recurso resulta inadmisibles.

No obstante lo anterior, del análisis de los argumentos planteados por el recurrente, este órgano asesor no encuentra razones para modificar el acto recurrido.

V. CONCLUSIÓN

Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación interpuesto por Asoppapu contra la resolución RIE-010-2014, resulta inadmisibles por carecer de legitimación y representación el recurrente.

[...]”.

- II.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1-** Rechazar de plano por inadmisibles, el recurso de apelación interpuesto por la Asociación de Pescadores Pangueros Artesanales de Puntarenas contra la resolución RIE-010-2014; **2-** Agotar la vía administrativa; **3-** Notificar a las partes la presente resolución; **4-** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda, tal y como se dispone.
- III.** Que en la sesión extraordinaria 11-2015, celebrada el 16 de marzo de 2015, cuya acta fue ratificada el 26 de marzo de 2015; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 112-DGAJR-2015 de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

- I.** Rechazar de plano por inadmisible, el recurso de apelación interpuesto por la Asociación de Pescadores Pangueros Artesanales de Puntarenas, contra la resolución RIE-010-2014.
- II.** Agotar la vía administrativa.
- III.** Notificar a las partes la presente resolución.
- IV.** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.

NOTIFÍQUESE.

Se retira del salón de sesiones, el señor Oscar Roig Bustamante.

ARTÍCULO 8. Recurso de apelación interpuesto por MUSOC S.A., contra la resolución RRG-425-2014. Expediente OT-182-2012.

La Junta Directiva conoce el oficio 207-DGAJR-2015 del 9 de marzo de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio en torno al recurso de apelación interpuesto por MUSOC S.A., contra la resolución RRG-425-2014. Expediente OT-182-2012.

El señor **Eric Chaves Gómez** explica los antecedentes, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con el oficio 207-DGAJR-2015, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes y con carácter de firme:

ACUERDO 06-11-2015

- 1.** Declarar sin lugar, por el fondo, el recurso de apelación interpuesto por la empresa Musoc S.A., contra la resolución RRG-425-2014.
- 2.** Dar por agotada la vía administrativa.
- 3.** Notificar la presente resolución.
- 4.** Remitir el expediente a la Dirección de Finanzas para lo que corresponda.

5. Díctese la presente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 19 de diciembre de 2012, se recibió denuncia del señor Mario Valverde Borbón, contra la empresa Musoc S.A., por el cobro de una tarifa distinta de la autorizada por la Autoridad Reguladora. (Folios 5 al 8)
- II. Que el 19 de diciembre de 2012, funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), realizaron inspección en la terminal de buses de la empresa Musoc S.A. (Folios 9 al 23)
- III. Que el 3 de abril de 2013, mediante la resolución RRG-061-2013, el Regulador General resolvió, entre otras cosas, dar inicio al procedimiento administrativo contra la empresa Musoc S.A., cédula jurídica 3-101-008428, en su condición de concesionaria de la ruta 100, con el fin de averiguar la verdad real de los hechos. Además nombró órgano director a fin de instruir el procedimiento. (Folios 39 al 42)
- IV. Que el 14 de mayo de 2013, por resolución ROD-29-2013, el órgano director del procedimiento formuló cargos y citó a comparecencia a la investigada. (Folios 49 al 69)
- V. Que el 13 de junio de 2013, se llevó a cabo la comparecencia oral y privada. (Folios 100 al 111)
- VI. Que el 1º de julio de 2013, mediante el oficio ROD-37-2013, el órgano director del procedimiento, rindió informe de instrucción. (Folios 112 al 114)
- VII. Que el 6 de octubre de 2014, mediante el oficio 3027-DGAU-2014, la Dirección General de Atención al Usuario realizó la valoración de fondo de este asunto. (Folio 162)
- VIII. Que el 6 de octubre de 2014, mediante la resolución RRG-425-2014, el Regulador General, entre otras cosas, resolvió: “I. Declarar que MUSOC S.A. incurrió en el cobro de tarifas distintas a las autorizadas (...), II. Imponer a MUSOC S.A., el pago de una multa de ¢5 409 000,00 (...)”. (Folios 163 al 189)
- IX. Que el 10 de octubre de 2014, la empresa Musoc S.A. interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RRG-425-2014. (Folios 190 al 195)
- X. Que el 18 de diciembre de 2014, mediante la resolución RRG-510-2014 el Regulador General, declaró sin lugar, por el fondo, el recurso de revocatoria interpuesto por la empresa Musoc S.A. contra la resolución RRG-425-2014 y elevó a la Junta Directiva el recurso de apelación presentado en subsidio. (Folios 224 al 234)
- XI. Que el 7 de enero de 2015, la empresa Musoc S.A. se pronunció sobre el emplazamiento concedido mediante la resolución RRG-510-2014. (Folios 219 al 223)

- XII.** Que el 26 de febrero de 2015, mediante el oficio 166-DGAJR-2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emitió informe del artículo 349 de la Ley 6227, respecto del recurso de apelación interpuesto por la empresa Musoc S.A., contra la resolución RRG-425-2014. (Correrá agregado a los autos)
- XIII.** Que el 2 de marzo de 2015, mediante el oficio 131-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva remitió para su análisis a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el recurso de apelación interpuesto por la empresa Musoc S.A., contra la resolución RRG-425-2014. (Correrá agregado a los autos)
- XIV.** Que el 9 de marzo de 2015, mediante oficio 207-DGAJR-2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rindió criterio sobre el recurso de apelación interpuesto por la empresa Musoc S.A.

CONSIDERANDO:

- I.** Que en ausencia del Regulador General Dennis Meléndez Howell, por encontrarse de vacaciones el 16 de marzo del 2015, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.
- II.** Que la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, procedió a rendir su informe mediante oficio 207-DGAJR-2015, del 9 de marzo de 2015, el cual en lo que interesa señaló:

[...]

II. ANÁLISIS POR LA FORMA

a) Naturaleza

El recurso interpuesto contra la resolución RRG-425-2014 es el ordinario de apelación, al que le resulta aplicable lo establecido en los artículos 342 a 352 de la Ley 6227.

b) Temporalidad

El acto administrativo RRG-425-2014, que impugna el recurrente, le fue notificado el 7 de octubre de 2014 (folios 186 y 188). El 10 de octubre de 2014, se interpuso el recurso de revocatoria contra dicha resolución (folios 190 al 195). Conforme los artículos 343 y 346

de la Ley 6227, el citado recurso se debe de interponer dentro del plazo de 3 días a partir de la notificación del mismo, plazo que vencía el 10 de octubre de 2014.

Del análisis comparativo que precede, se puede concluir que el recurso de apelación fue interpuesto dentro del plazo legal establecido por la normativa de cita.

c) Legitimación

Respecto de la legitimación, se tiene que Musoc S.A. es parte del procedimiento en el cual se dictó la resolución recurrida, es por ello que está legitimada para actuar –en la forma en que lo ha hecho- de acuerdo con lo establecido en los artículos 275 y 276 de la Ley 6227.

d) Representación

Se aprecia a folio 38 del expediente administrativo, certificación registral en la cual consta que el señor Gilbert Fernández Solís, ostenta la condición de presidente con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma del recurrente. Así entonces, la misma fue presentada por medio del representante legal debidamente acreditado.

III. ARGUMENTOS EXPUESTOS EN EL RECURSO EN ANÁLISIS

Los argumentos expresados dentro del recurso de apelación, se pueden sintetizar de la siguiente forma:

1. Que la conducta de la empresa debe ser tenida como legítima y sin mala fe.
2. Que la sanción impuesta no es proporcional, ni razonable al daño causado. No existe dentro del expediente ninguna justificación o prueba que respalde la multa de 15 salarios mínimos.
3. Que le corresponde a la administración la obligación de demostrar el daño causado y dar un respaldo objetivo del monto.

Debe indicarse que dentro del recurso de apelación se ofreció, como prueba para mejor resolver, una certificación de una contadora pública autorizada con el objetivo que se revise la cuantificación del daño causado.

IV. ANÁLISIS POR EL FONDO

Como primer punto, el recurrente argumenta que la conducta de la empresa debe ser tenida como legítima y sin mala fe.

La resolución recurrida, declaró responsable a la investigada de la falta imputada. Dicha responsabilidad se sustentó en una acción de la empresa Musoc S.A. consistente en cobrar una tarifa distinta a la autorizada por la Autoridad Reguladora. La falta es imputable a dicha empresa, según la resolución RRG-425-2014, en razón de la “falta de diligencia mínima esperada” (folio 179). Al respecto, debe indicarse que lo resuelto tiene pleno sustento en la exigencia derivada del artículo 39 de la Constitución Política (CP), “a nadie

se hará sufrir pena sino por delito, cuasidelito o falta (...) mediante la necesaria demostración de culpabilidad.” (Énfasis propios)

Sobre el argumento de la recurrente, se tiene que no es válido para la investigada refugiarse en su ignorancia sobre la disposición de la Aresep de que las tarifas rigiesen al día siguiente de publicadas. Debe recordarse que “nadie puede alegar ignorancia de la ley” (artículo 129 CP) y que el artículo 34 de la Ley 7593, expresamente establece la facultad que tiene la Autoridad Reguladora de disponer que la misma sea eficaz en un momento posterior a su publicación.

En consecuencia, la recurrente fue responsable de sus actos, en este caso, atribuible a una falta de diligencia debida, que no le es excusable en atención a que se trata de una obligación sustantiva del prestador de un servicio público, consistente en el cobro de tarifas autorizadas por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos -artículo 14 inciso k) en relación con el artículo 38 inciso a)-.

Es decir, la conducta que se sancionó está directamente relacionada a la actividad habitual de la prestadora, por ello en este asunto, se demostró, mediante el procedimiento administrativo llevado al efecto, que la recurrente incurrió en la causal establecida en el artículo 38 inciso a) de la Ley 7593, razón por la cual se le impuso la sanción de multa correspondiente. Dicho numeral no requiere que la conducta se realice intencionalmente (dolo).

En este asunto, conforme la resolución recurrida, la falta consistió en la ausencia de controles por parte de la empresa Musoc S.A. los cuales permitieron, que ante una lectura parcial de uno de sus empleados del pliego tarifario, se dispusiere y cobrase una tarifa (mayor a la vigente) y sobre la cual, expresamente, estaba dispuesto en ese documento que su vigencia “regiría a partir del día natural siguiente a su publicación en La Gaceta”. Dicho sustento, es compartido por esta Dirección General por lo cual se estima que no lleva razón la recurrente.

Como segundo y tercer puntos, indica la recurrente que la sanción impuesta no es proporcional ni razonable al daño causado. Señala que no existe dentro del expediente ninguna justificación o prueba que respalde la multa de 15 salarios mínimos. Indica la empresa recurrente, que le corresponde a la administración la obligación de demostrar el daño causado y dar un respaldo objetivo del monto de la multa impuesta.

Al respecto, la resolución RRG-425-2014 consideró para la imposición de la multa, lo siguiente:

“(…) En consecuencia con lo anterior, lo procedente es la aplicación de una sanción de entre 5 y 20 salarios base mínimos fijados de acuerdo con la ley 7337, que para este caso se establece en 15, equivalentes a 5 409 000,00 (cinco millones cuatrocientos nueve mil colones con 00/100 colones), teniendo en consideración lo siguiente:

- a. La relevancia de la tarifa en el proceso regulatorio como mecanismo de equidad entre prestador de servicio y el usuario de él, y el hecho de que*

- obedezca a los principios constitucionales de eficiencia, igualdad, continuidad y calidad en el disfrute de los servicios.
- b. La culpa grave en razón de la negligencia en la actuación de los representantes y responsables de la empresa concesionaria al no tomarse el cuidado mínimo de verificar la vigencia de la resolución tarifaria.
 - c. Como atenuantes para no aplicar la sanción máxima de 20 salarios, se ha considerado el lapso de tiempo en el que se dio el cobro indebido así como la devolución de sumas cobradas de más que hicieron a algunos usuarios.” (Folio 182 del expediente)

Por su parte, en la resolución RRG-510-2014, cuando se resolvió el recurso de revocatoria, en lo que interesa se indicó:

“(…) Así, de un análisis de lo anteriormente expuesto, se evidencia que lo proporcional y razonable dependen del caso concreto, por lo que en la resolución RRG-425-2014 se brinda un análisis para la imposición de la multa, al punto que fueron considerados atenuantes, de forma tal que no se le impuso a la empresa la sanción más gravosa. (…)

Es por ello, que no se evidencia razón para apartarse de lo ya resuelto, por lo que no lleva razón el recurrente, en cuanto a este argumento.” (Folios 228 y 229)

Conviene recordar que la resolución recurrida, fundamentó las razones por las cuales no procedía la cuantificación de la multa sobre el daño causado tal y como lo pidió la investigada (folios 181 y 182). Sobre el particular en lo que interesa indicó:

*“...la referencia al daño causado no se refiere a un daño individualizable en un usuario en particular, sino **al daño que se le causa a la colectividad**, representada por un conjunto de usuarios que se ven perjudicados por el cobro de un precio distinto al fijado por ARESEP, y cuando el daño no puede ser estimando, debido a que técnicamente ello no es posible o porque no existe prueba idónea para tal propósito, la ARESEP debe aplicar el último párrafo del numeral 38 de la Ley n.º 7593”*

Más adelante, dicha resolución indicó que la petición de Musoc S.A. sobre la cuantificación del daño no era posible acogerla, por cuanto, el daño no se refiere al causado a los usuarios puntualmente determinados sino a la colectividad y que tampoco se aportó prueba idónea, “ni los datos se ajustan a la forma en que la propia empresa vende los tiquetes” (folio 182).

Sin perjuicio de lo anterior, considera esta Asesoría, que la multa está ajustada a derecho, por cuanto la misma empresa reconoció (folio 106) que el día de los hechos (19 de diciembre de 2012) se movilizaron 1376 pasajeros en las primeras 7 horas del día. En el supuesto que cada uno de esos pasajeros hubiese pagado la tarifa fijada en \$2 810,00, se tiene que los ingresos brutos de la empresa para las primeras 7 horas de ese día fueron aproximadamente de \$ 3 866 560,00. Es por ello que la multa cumple con su propósito coercitivo sin que por ello, se evidencie que sea excesiva o irrazonable. Tampoco

se observa que sea desproporcionada a los ingresos que le significa al prestador la actividad.

De lo anterior, se concluye que la sanción impuesta está ajustada a la situación particular de la investigada, de tal forma que cumple su propósito, sin ser confiscatoria. La multa se encuentra dentro de la banda que la misma ley permite (entre 5 y 20 salarios base). Además existe dentro del expediente justificación que respalda la multa impuesta de 15 salarios mínimos.

El ofrecimiento de prueba para mejor resolver, debe ser rechazado. Es importante acotar, que por el principio de legalidad -consagrado en los artículos 11 de la Constitución Política y 11 de la LGAP- en concordancia con el principio de preclusión procesal; el cual “está representado por el hecho de que las diversas etapas del proceso se desarrollan en forma sucesiva, mediante la clausura definitiva de cada una de ellas, impidiendo el regreso a etapas y momentos procesales ya extinguidos y consumados. La preclusión es la pérdida, extinción o consumación de una facultad procesal” (PACHECO, Máximo, Introducción al Derecho, Editorial Jurídica de Chile, Santiago, 1976, p.263); no es viable jurídicamente como lo pretende la recurrente, que una vez transcurrido el procedimiento, se reabran etapas procesales fenecidas para incorporar pruebas, vía recurso administrativo.

De todo lo anterior, se concluye que no lleva razón el recurrente, en sus argumentos.

V. CONCLUSIONES

Sobre la base de lo expuesto anteriormente, tenemos que:

- 1. Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación interpuesto por la empresa Musoc S.A. contra la resolución RRG-425-2014, resulta admisible, por haberse interpuesto en tiempo y forma.*
 - 2. La conducta que se sancionó está directamente relacionada a la actividad habitual de la prestadora, por ello en este asunto, se demostró, mediante el procedimiento administrativo llevado al efecto, que la recurrente incurrió en la causal establecida en el artículo 38 inciso a) de la Ley 7593, razón por la cual se le impuso la sanción de multa correspondiente. Dicho numeral no requiere que la conducta se realice intencionalmente (dolo).*
 - 3. La sanción impuesta está ajustada a la situación particular de la investigada, de tal forma que cumple su propósito, sin ser confiscatoria. La multa se encuentra dentro de la banda que la misma ley permite (entre 5 y 20 salarios base). Además existe dentro del expediente justificación que respalda la multa impuesta de 15 salarios mínimos.*
 - 4. El ofrecimiento de prueba para mejor resolver, debe ser rechazado, no es viable reabrir etapas procesales fenecidas, para incorporar pruebas, vía recurso administrativo, una vez finalizado el procedimiento.”*
- III.** Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo al mérito de los autos, lo procedente es declarar sin lugar, por el fondo, el recurso de

apelación interpuesto por la empresa Musoc S.A., contra la resolución RRG-425-2014, dar por agotada la vía administrativa, notificar la resolución que ha de dictarse y remitir el expediente a la Dirección de Finanzas para lo que corresponda, tal y como se dispone:

IV. Que en la sesión extraordinaria 11-2015, celebrada el 16 de marzo de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 207-DGAJR-2015 de cita, acordó entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución:

POR TANTO:

Con fundamento en la Constitución Política de la República de Costa Rica, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593) y la Ley General de la Administración Pública;

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

1. Declarar sin lugar, por el fondo, el recurso de apelación interpuesto por la empresa Musoc S.A., contra la resolución RRG-425-2014.
2. Dar por agotada la vía administrativa.
3. Notificar la presente resolución.
4. Remitir el expediente a la Dirección de Finanzas para lo que corresponda.

NOTIFÍQUESE.

ACUERDO FIRME.

Se retira del salón de sesiones, el señor Eric Chaves Gómez.

ARTÍCULO 9. Recurso de apelación y gestión de suspensión de los efectos del acto, interpuestos por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), contra la resolución RCS-253-2014. Expediente SUTEL-GCO-DGC-POR-OT-00021-2012.

La Junta Directiva conoce el oficio 197-DGAJR-2015 del 6 de marzo de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rinde criterio en torno al recurso de apelación y gestión de suspensión de los efectos del acto, interpuestos por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), contra la resolución RCS-253-2014 del 8 de octubre de 2014. Expediente SUTEL-GCO-DGC-POR-OT-00021-2012.

La señora **Roxana Herrera Rodríguez** explica los antecedentes, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con el oficio 197-DGAJR-2015, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

ACUERDO 07-11-2015

1. Rechazar de plano por inadmisibles, el recurso de apelación y la gestión de suspensión de los efectos del acto interpuestos por el Instituto Costarricense de Electricidad, contra la resolución RCS-253-2014, dictada por el Consejo de la SUTEL, en razón de que la Junta Directiva de la Aresep no es competente para resolver dichas gestiones.
2. Agotar la vía administrativa.
3. Notificar a las partes, la presente resolución.
4. Comunicar la presente resolución, al Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones.
5. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 4 de mayo de 2011, mediante la resolución RCS-090-2011 publicada en La Gaceta N° 95 del 18 de mayo del 2011, el Consejo de la SUTEL definió entre otras cosas, el esquema de portabilidad numérica para su utilización en Costa Rica, estableciéndose en ella la utilización del esquema de portabilidad numérica “*All Call Query*”. (Folios 101 al 104).
- II. Que el 14 de diciembre de 2011, mediante la resolución RCS-274-2011, entre otras cosas, se conformó el Comité Técnico de Portabilidad Numérica (CTPN) a fin de que funcionara como ente consultivo de la SUTEL en aspectos relacionados con la implementación de la portabilidad numérica móvil en Costa Rica, así como la interacción entre los operadores y proveedores de servicios de telecomunicaciones con la Entidad de Referencia designada, además de la puesta en marcha y depuración de los procesos de portabilidad. (Folios 260 al 284).
- III. Que el 3 de abril de 2014, la Sutel publicó en el Diario Oficial La Gaceta N° 66, las «*Consideraciones Técnicas Administrativas y Financieras para el proceso de Implementación de Portabilidad Numérica Fija en Costa Rica*», a fin de que conformidad con el artículo 361 de LGAP, los operadores y proveedores de servicios de telefonía fija, troncalizada y móvil expusieran por escrito ante la Sutel su parecer en torno a la propuesta citada.
- IV. Que el 11 de junio de 2014, mediante el oficio 3710-SUTEL-DGC-2014, la Dirección General de Calidad, remitió al Consejo de la Sutel el informe sobre la audiencia pública. (Folios 5545 al 5569).
- V. Que el 8 de octubre de 2014, mediante el acuerdo 014-060-2014 de la sesión ordinaria 060-2014, el Consejo de la SUTEL dictó la resolución RCS-253-2014, mediante la

cual, aprobó las «Disposiciones regulatorias para la implementación de la portabilidad numérica fija en Costa Rica». (Folios del 5643 al 5663).

- VI. Que el 5 de noviembre de 2014, mediante el oficio 6000-1497-2014, el ICE presentó recurso de revocatoria con apelación en subsidio, contra la resolución RCS-253-2014. (Folios 5687 al 5712).
- VII. Que el 28 de enero de 2015, mediante el acuerdo 014-005-2015 de la sesión ordinaria 005-2015, el Consejo de la SUTEL emitió la resolución RCS-009-2015, en la cual -entre otras cosas- resolvió rechazar el recurso de revocatoria interpuesto por el ICE contra la resolución RCS-253-2014 y se emplazó al ICE para que haga valer sus derechos en relación con el recurso de apelación. (Folios del 5843 al 5866).
- VIII. Que el 9 de febrero de 2015, mediante el oficio 870-SUTEL-SCS-2015, el Secretario del Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones comunicó al Presidente de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) que en la sesión ordinaria 005-2015 del Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones, celebrada el 28 de enero del 2015, adoptó la resolución RCS-009-2015, en la cual dispuso, entre otras cosas: «4. REMITIR a la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos el recurso de apelación interpuesto por parte del Instituto Costarricense de Electricidad, contra la resolución RCS-253-2014 [...]». (Folio 5870).
- IX. Que el 10 de febrero de 2015, mediante el oficio 6000-0170-2015, el ICE respondió el emplazamiento conferido y presentó gestión de suspensión de los efectos del acto contra la resolución RCS-253-2014. (Folios 5871 al 5879).
- X. Que el 10 de febrero de 2015, mediante el memorando 067-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), el recurso de apelación interpuesto por el ICE, contra la resolución RCS-253-2014. (Folio 5882).
- XI. Que el 11 de febrero de 2015, mediante el memorando 068-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la DGAJR, adición al oficio 067-SJD-2015, referida al emplazamiento presentado por el ICE sobre el recurso de apelación interpuesto contra la resolución RCS-253-2014. (Folio 5881).
- XII. Que el 6 de marzo de 2015, mediante el oficio 197-DGAJR-2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rindió el criterio sobre el recurso de apelación y la gestión de suspensión de los efectos del acto interpuestos por el ICE, contra la resolución RCS-253-2014.
- XIII. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. En ausencia del Regulador General Dennis Meléndez Howell, por encontrarse de vacaciones el 16 de marzo del 2015, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su

condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.

II. Que del oficio 197-DGAJR-2015 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

“(…)

II. SOBRE LAS COMPETENCIAS DE LA JUNTA DIRECTIVA PARA CONOCER EL RECURSO Y LA GESTIÓN INTERPUESTOS.

En cuanto a la competencia de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, para conocer asuntos relacionados con la Superintendencia de Telecomunicaciones, la Procuraduría General de la República en su dictamen C-021-2013 del 20 de febrero de 2013, indicó:

“(…)

El legislador ha creado la Superintendencia de Telecomunicaciones como un órgano desconcentrado en grado máximo de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). La Superintendencia de Telecomunicaciones, tal y como se encuentra concebida actualmente en los artículos 59 de la Ley N° 7593 del 9 de agosto de 1996 y 6 inciso 27 de la ley N°8642 del 4 de junio del 2008, es el órgano de desconcentración máxima de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos encargado de regular, supervisar, aplicar, vigilar y controlar el ordenamiento jurídico de las telecomunicaciones. Disponen ambos numerales:

“Artículo 59.-

Superintendencia de Telecomunicaciones

Corresponde a la Superintendencia de Telecomunicaciones (Sutel) regular, aplicar, vigilar y controlar el ordenamiento jurídico de las telecomunicaciones; para ello, se regirá por lo dispuesto en esta Ley y en las demás disposiciones legales y reglamentarias que resulten aplicables.

La Sutel es un órgano de desconcentración máxima adscrito a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos; tendrá personalidad jurídica instrumental propia, para administrar el Fondo Nacional de Telecomunicaciones, realizar la actividad

contractual, administrar sus recursos y su presupuesto, así como para suscribir los contratos y convenios que requiera para el cumplimiento de sus funciones.

La Sutel será independiente de todo operador de redes y proveedor de servicios de telecomunicaciones y estará sujeta al Plan nacional de desarrollo de las telecomunicaciones y a las políticas sectoriales correspondientes”.

“ARTÍCULO 6.-

Definiciones. Para los efectos de esta Ley se define lo siguiente:

(...)

27) Superintendencia de Telecomunicaciones (Sutel): órgano de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos encargado de regular, supervisar, aplicar, vigilar y controlar el ordenamiento jurídico de las telecomunicaciones.”

Dada esa desconcentración máxima, resulta aplicable el principio de que la desconcentración debe ser interpretada en forma extensiva en su favor, según lo dispone el artículo 83.5 de la Ley General de la Administración Pública:

“Las normas que crean la desconcentración mínima serán de aplicación restrictiva en contra de la competencia del órgano desconcentrado y las que crean la desconcentración máxima serán de aplicación extendida en su favor”.

Por consiguiente, en el ámbito de la regulación de las telecomunicaciones, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos solo interviene cuando expresamente la Ley lo establece: su competencia es de excepción como se señaló en el dictamen C-126-2010 del 17 de junio del 2010:

“Es claro que el ámbito de la desconcentración que disfruta la SUTEL cubre sus competencias en materia de telecomunicaciones. En ese ámbito, la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos tiene una competencia de excepción, de modo que solo participa en la regulación de las telecomunicaciones en los casos que excepcionalmente su Ley Orgánica y la Ley General de Telecomunicaciones señala. Están comprendidos dentro de estos supuestos lo dispuesto en el artículo 77 de la Ley General de Telecomunicaciones en materia reglamentaria, norma a la cual nos referimos en el dictamen N° C-015-2010 de 19 de enero de 2010. Cabe agregar como competencia de la Junta Directiva, la resolución de los recursos contra la fijación de tarifas, cánones, tasas y contribuciones realizada por la

SUTEL, artículo 53, inciso o de la Ley 7593, la emisión de criterio respecto de la propuesta de normas técnicas que hace SUTEL al Poder Ejecutivo, artículo 73, inciso r de la citada Ley 7593.

Más allá de las competencias específicas reconocidas por la Ley a la Autoridad Reguladora, los órganos de este ente distintos de la SUTEL se ven imposibilitados de tomar decisiones respecto de la regulación de las telecomunicaciones. Por lo que fuera de esas excepciones, es la Superintendencia el órgano de la ARESEP competente en materia de regulación de las telecomunicaciones, competencia que comprende la aplicación del ordenamiento correspondiente y el ejercicio de la supervisión y vigilancia en el cumplimiento de las normas jurídicas y técnicas que lo integran y en su caso, la potestad sancionatoria sobre los agentes del mercado de telecomunicaciones, así como la imposición de obligaciones a los operadores de redes y proveedores de servicios y la protección de los derechos de los usuarios de las telecomunicaciones. Competencias que SUTEL debe ejercer dentro del marco jurídico y de los planes y políticas que regulan y orientan el sector.”

(...)

Se argumenta la competencia de la ARESEP para conocer de los recursos que esos interesados puedan interponer contra la propuesta de la SUTEL. Competencia que se hace derivar del artículo 53 de la Ley 7593.

Dicho numeral reconoce un poder de revisión jerárquica a la ARESEP en determinadas decisiones de la SUTEL, decisiones que tienen una incidencia económica fuerte, como es el caso de las tarifas, de los cánones que le corresponde aprobar. Dispone en lo que interesa el citado numeral:

“Artículo 53.-

Deberes y atribuciones

Son deberes y atribuciones de la Junta Directiva:

(...).

o) Resolver los recursos que se presenten contra las resoluciones que dicte la Sutel en materia de fijación de tarifas, cánones, tasas y contribuciones de telecomunicaciones”.

La competencia de la Junta Directiva tiene como objeto que la Autoridad Reguladora pueda conocer, a solicitud de los interesados, de lo resuelto por la SUTEL, de manera tal que exista un contralor sobre la resolución que la Superintendencia emita. Ergo, el recurso

jerárquico permite a los interesados cuestionar lo resuelto, de manera que este eventualmente no cobre eficacia y por el contrario, pueda ser modificado o anulado. Nótese que el artículo se refiere a “resoluciones” de la SUTEL, lo que implica que no todo acto de este órgano puede ser recurrido ante el Ente Regulador. El término resolución hace referencia a un acto que expresa una decisión de la Administración, es una declaración de voluntad que decide una cuestión de fondo, resuelve sobre la admisibilidad de una petición o en su caso, pone fin a un procedimiento administrativo (lo resaltado es nuestro).

(...)

CONCLUSIÓN

Por lo antes expuesto, es criterio de la Procuraduría General de la República que:

(...)

13. El recurso jerárquico dispuesto en el artículo 53 de la Ley de Creación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Público en contra de las resoluciones de la Superintendencia de Telecomunicaciones permite a los interesados cuestionar las resoluciones que haya emitido SUTEL, a efecto de que no cobren eficacia y por el contrario, puedan ser modificadas o anuladas. . (sic). El término resolución hace referencia a un acto que expresa una decisión, sea porque decide sobre una cuestión de fondo, de admisibilidad o ponga fin al procedimiento administrativo.

(...)”..

Del dictamen citado, se logra extraer que las competencias de la Junta Directiva de Aresep relacionadas con los servicios de telecomunicaciones, tienen carácter excepcional y aplican sólo para resolver los recursos de apelación y gestiones de suspensión de los efectos del acto presentados contra las resoluciones que dicta la SUTEL en materia de fijación de tarifas de servicios de telecomunicaciones disponibles al público, tasas, cánones y contribuciones, al tenor de lo dispuesto por los artículos 50 de la Ley 8642 en relación con el artículo 53 inciso o) de la Ley 7593.

En el caso que nos ocupa, la resolución impugnada RCS-253-2014 dictada por el Consejo de la Sutel, no refiere a asuntos de fijación de tarifas de servicios de telecomunicaciones disponibles al público, tasas, cánones o contribuciones, sino a la aprobación de las «Disposiciones Regulatorias para la Implementación de la Portabilidad Numérica Fija en Costa Rica» realizado por el Consejo de la SUTEL. Por lo que al tenor de lo establecido por la Procuraduría General de la República, en el dictamen supra citado, la resolución por el fondo del recurso de apelación y la gestión de suspensión de

los efectos del acto interpuestos por el ICE contra dicho acto, se encuentran excluidos de las competencias de la Junta Directiva de la Aresep.

Así las cosas, se concluye que la Junta Directiva de la Aresep, no es competente para conocer el recurso de apelación y la gestión de suspensión de los efectos del acto presentados por el ICE, contra la resolución RCS-253-2014, del 8 de octubre de 2014.

III. CONCLUSIONES

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

- 1. Las competencias de la Junta Directiva para conocer recursos de apelación y las gestiones de suspensión de los efectos del acto contra los actos emitidos por la SUTEL, tienen carácter excepcional y aplicarán sólo para resolver los recursos y gestiones presentadas contra aquellas resoluciones que dicta la SUTEL en materia de fijación de tarifas de servicios de telecomunicaciones disponibles al público, tasas, cánones y contribuciones, de conformidad con lo establecido en el artículo 53, inciso o) de la Ley 7593.*
- 2. La Junta Directiva de la ARESEP, no es competente para conocer el recurso de apelación y la gestión de suspensión de los efectos del acto, presentados por el ICE contra la resolución RCS-253-2014, del 8 de octubre de 2014 por tratarse de un tema de calidad, referido a la portabilidad numérica.*

(...)”

III. Con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.-** Rechazar de plano por inadmisibles, el recurso de apelación y la gestión de suspensión de los efectos del acto interpuestos por el Instituto Costarricense de Electricidad, contra la resolución RCS-253-2014, dictada por el Consejo de la SUTEL, en razón de que la Junta Directiva de la Aresep no es competente para resolver dichas gestiones; **2.-** Agotar la vía administrativa, **3.-** Notificar a las partes la presente resolución, **4.-** Comunicar la presente resolución, al Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones.

IV. Que en la sesión extraordinaria 11-2015, del 16 de marzo de 2015, cuya acta fue ratificada el 26 de marzo de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 197-DGAJR-2015, de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

POR TANTO:
LA JUNTA DIRECTIVA
DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
RESUELVE:

- I.** Rechazar de plano por inadmisibles, el recurso de apelación y la gestión de suspensión de los efectos del acto interpuestos por el Instituto Costarricense de Electricidad, contra

la resolución RCS-253-2014, dictada por el Consejo de la SUTEL, en razón de que la Junta Directiva de la Aresep no es competente para resolver dichas gestiones.

- II. Agotar la vía administrativa.
- III. Notificar a las partes, la presente resolución.
- IV. Comunicar la presente resolución, al Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones.

NOTIFÍQUESE.

ARTÍCULO 10. Recurso de apelación y gestión de nulidad absoluta concomitante interpuestos por Tracopa Ltda. contra la resolución 049-RIT-2014. Expediente ET-021-2014.

La Junta Directiva conoce el oficio 211-DGAJR-2015 del 10 de marzo de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio en torno al recurso de apelación y gestión de nulidad absoluta concomitante interpuestos por Transportes Costarricenses Panameños Ltda. (TRACOPA LTDA.), contra la resolución 049-RIT-2014 del 29 de mayo de 2014. Expediente ET-021-2014.

El señor **José Andrés Meza Villalobos** explica los antecedentes, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con el oficio 211-DGAJR-2015, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

ACUERDO 08-11-2015

- I. Declarar sin lugar por el fondo, el recurso de apelación y la gestión de nulidad absoluta concomitante interpuestos por Transportes Costarricenses Panameños Limitada, contra la resolución 049-RIT-2014.
- II. Agotar la vía administrativa.
- III. Notificar a las partes la presente resolución.
- IV. Trasladar el expediente a la Intendencia de Transporte, para lo que corresponda.
- V. Díctese la presente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 5 de noviembre de 2012, mediante la resolución RJD-120-2012, publicada en el Alcance Digital N° 174 de La Gaceta N° 214 del 6 de noviembre de 2012, la Junta Directiva de la

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), aprobó el «*Modelo de ajuste extraordinario para el servicio de transporte público remunerado de personas, modalidad autobús*».

- II. Que el 6 de enero de 2014, mediante el memorando 002-IT-2014, la Intendencia de Transporte (IT) ordenó el inicio del procedimiento para la aplicación del modelo de fijación extraordinario de tarifas de autobús, correspondiente al primer semestre del año 2014. (Folio 602).
- III. Que el 24 de marzo de 2014, en La Gaceta N° 58, se publicó la convocatoria a audiencia pública sobre la propuesta de ajuste extraordinario de oficio en las tarifas del servicio de Transporte Remunerado de Personas modalidad Autobús a Nivel Nacional. (Folio 615).
- IV. Que el 25 de marzo de 2014, se publicó la convocatoria a audiencia pública, sobre la propuesta de ajuste extraordinario de oficio en las tarifas del servicio de Transporte Remunerado de Personas modalidad Autobús a Nivel Nacional en los diarios de circulación nacional, La Nación y Diario Extra. (Folios 613 a 614).
- V. Que el 29 de abril de 2014, se llevó a cabo la audiencia pública en forma presencial en el salón parroquial de San Antonio de Padua de Bribí, Limón y en forma simultánea por medio del sistema de video conferencia en el auditorio de la Aresep y en los Tribunales de Justicia de: Limón, Heredia, Ciudad Quesada, Liberia, Puntarenas, Pérez Zeledón y Cartago, según consta en el Acta N° 46-2014 (Etapa Bribí y Videoconferencia) de los oficios 1267-DGAU-2014 del 2 de mayo de 2014 y 1406-DGAU-2014 del 15 de mayo de 2014. (Folios 2701 a 2714).
- VI. Que el 20 de mayo de 2014, mediante el oficio 1466-DGAU-2014, se rindió el respectivo informe de oposiciones y coadyuvancias. (Folios 2724 al 2728).
- VII. Que el 29 de mayo de 2014, mediante la resolución 049-RIT-2014, la IT, entre otras cosas, fijó las tarifas para las rutas de transporte público del servicio de transporte remunerado de personas modalidad autobús a nivel nacional. Esta resolución fue publicada en el Alcance Digital N° 24, de La Gaceta N° 109 del 9 de junio de 2014. (Folios de 3704 a 3743 y de 3265 a 3285, respectivamente).
- VIII. Que el 12 de junio de 2014, Transportes Costarricenses Panameños Ltda. (Tracopa Ltda.), interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio y gestión de nulidad absoluta concomitante, contra la resolución 049-RIT-2014. (Folios 3296 al 3309).
- IX. Que el 6 de octubre de 2014, mediante la resolución 120-RIT-2014, la IT modificó parcialmente la resolución 049-RIT-2014 y fijó tarifas para las rutas de transporte público del servicio de transporte remunerado de personas modalidad autobús a nivel nacional. (Folios 5971 al 5974).
- X. Que el 14 de noviembre de 2014, mediante la resolución 150-RIT-2014, la IT, resolvió el recurso de revocatoria interpuesto por Tracopa Ltda., contra la resolución 049-RIT-2014. (Folios 6062 al 6070).
- XI. Que el 18 de noviembre de 2014, mediante el oficio 1062-IT-2014, la IT rindió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP. (Folios 5999 al 6000).

- XII.** Que el 20 de noviembre de 2014, mediante el memorando 813-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva, trasladó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), el recurso de apelación y la gestión de nulidad absoluta concomitante interpuestos por Tracopa Ltda., contra la resolución 049-RIT-2014. (Folio 6007).
- XIII.** Que el 10 de marzo de 2015, mediante el oficio 211-DGAJR-2015, la DGAJR rindió su criterio respecto al recurso de apelación y la gestión de nulidad absoluta concomitante interpuestos por Transportes Costarricenses Panameños Ltda., contra la resolución 049-RIT-2014.
- XIV.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I.** En ausencia del Regulador General Dennis Meléndez Howell, por encontrarse de vacaciones el 16 de marzo del 2015, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.
- II.** Que del oficio 211-DGAJR-2015 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS POR LA FORMA

1. Naturaleza del recurso y la gestión de nulidad

El recurso interpuesto, es el ordinario de apelación, al cual le resulta aplicable lo dispuesto en los artículos 342 al 352 de la LGAP.

Además, la recurrente interpuso gestión de nulidad absoluta concomitante, a la cual le resulta aplicable lo establecido en los numerales 158 al 179 de la LGAP.

2. Temporalidad del recurso y la gestión de nulidad

La resolución impugnada fue publicada en el Diario Oficial La Gaceta No. 109 del 9 de junio de 2014, al Alcance Digital N° 24 (folio 3265). Por su parte, la impugnación fue planteada el 12 de junio de 2014 (folio 3296).

Conforme el artículo 346.1 de la LGAP, el recurso de apelación se debe interponer en el plazo de tres días hábiles contados a partir de la publicación del acto administrativo en cuestión, plazo que vencía el 12 de junio de 2014. Del análisis comparativo entre la fecha de comunicación del acto y la de interposición del recurso, con respecto al plazo de tres días hábiles para recurrir, se concluye que la impugnación fue interpuesta dentro del plazo.

En cuanto a la gestión de nulidad interpuesta, es preciso indicar que esta fue presentada de manera conjunta con el recurso que nos ocupa, el 12 de junio de 2014 y considerando que la resolución impugnada fue publicada el 9 de junio de 2014 (folios 3265 a 3285), de conformidad con lo que dispone el numeral 175 de la LGAP en cuanto al plazo para solicitar la nulidad de un acto administrativo es de un año, debe concluirse que la gestión de nulidad se presentó en tiempo.

3. Legitimación

Respecto de la legitimación activa, cabe indicar que Transportes Costarricenses Panameños Ltda., está legitimada para actuar -en la forma en lo que ha hecho- de acuerdo con lo establecido en los artículos 30 y 31 de la Ley 7593 en concordancia con el artículo 275 de la LGAP, ya que es destinatario de la resolución recurrida.

4. Representación

Consta a folio 3308 del expediente administrativo, que el señor Raymond Salim Simaan Khachab, ostenta el cargo de Gerente, con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma de Transportes Costarricenses Panameños Ltda., motivo por el cual se encuentra facultado para actuar en la forma en que lo ha hecho.

En consecuencia, el recurso y la gestión de nulidad absoluta, resultan admisibles.

[...]

IV. ANALISIS POR EL FONDO

Con respecto a las aseveraciones realizadas por el recurrente, es necesario señalar lo indicado en el Considerando II.A.1 de la resolución recurrida -049-RIT-2014-, en el sentido de que: « [...] mediante esta convocatoria, se hizo un recordatorio de lo indicado en la resolución 140-RIT-2013, sobre las obligaciones legales que tienen todas las empresas que desarrollan las actividades productivas [...] tales como las obligaciones en materia tributaria, el pago de las cargas sociales, y el cumplimiento de las leyes laborales. // En relación con la solicitud de actualizar los datos de notificación de los prestatarios del

servicio, se debe indicar que no constituye un requisito para obtener derecho a la fijación tarifaria, sino que la ARESEP ha dispuesto de un mecanismo para simplificar la actualización de los datos de las empresas para notificaciones, de conformidad con la Ley N° 8220 de Simplificación de Trámites». (Folio 3275).

Por su parte, la resolución 150-RIT-2014 -que atendió el recurso de revocatoria-, al referirse a lo señalado por el recurrente indicó:

« [...] mediante el oficio 405-IT-2014, se solicita al Ministerio de Hacienda el estado de morosidad de las obligaciones tributarias de cada uno de los operadores de los servicios públicos. // En virtud de lo anterior, el Ministerio de Hacienda remite el Oficio DR-066-2014 del 29 de mayo de 2014, en el que indica el estado de cada uno de los operadores de los servicios públicos, siendo que para el caso con el número de cédula 3-102-009189, aparecía registrado lo siguiente:

ESTADO ACTUAL DE LA EMPRESA			
RAZON SOCIAL	CÉDULA	Adm Trib	SITUACION / OBLIGACIONES
TRACOPA LTDA	3-102-009189	1-O	MOROSO
TRANSPORTES COSTARRICENSES PANAMEÑOS LTDA. (TRACOPA)	3-102-009189	1	REPETIDO

De lo anterior se observa que en los registros del Ministerio de Hacienda, no existen empresas distintas con números de cédula iguales, sino que hacen referencia a la misma empresa y que no hay error alguno, debido a que el mismo sistema identifica que la empresa está repetida, sin embargo el estado de la misma es moroso. Cabe indicar que la información que remite el Ministerio de Hacienda a solicitud de la Aresep, como sucede en este caso con el oficio ya indicado, es la que se considera como la oficial para el ajuste tarifario otorgado mediante la resolución recurrida.

[...]

[...] el artículo 6 inciso c) dispone la obligación de la Autoridad Reguladora de velar por el cumplimiento, por parte de las empresas reguladas, de las obligaciones en materia tributaria, el pago de las cargas sociales y el cumplimiento de las leyes laborales [...]. (Folios 6066 y 6067).

Viene de lo anterior, que es obligación del prestador del servicio público, entre otras, estar al día con sus obligaciones tributarias, según lo establecido en el artículo 6 inciso c) de la Ley 7593, y en la resolución 140-RIT-2013, de lo contrario éste no sería susceptible de recibir un ajuste tarifario, en consonancia con lo establecido en el artículo 33 de la Ley 7593 que dispone:

“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”.

Nótese, que incluso esto les fue indicado a los prestadores del servicio desde la convocatoria a audiencia pública, cuando se les recordó lo indicado en la resolución 140-RIT-2013 del 10 de octubre de 2013, publicada en La Gaceta N° 199 del 16 de octubre de 2013, en el sentido de que: «Para tener derecho al ajuste tarifario de oficio a nivel nacional, los concesionarios y permisionarios deben cumplir con los siguientes requisitos: [...] Estar al día con: [...] cumplimiento de las obligaciones en materia tributaria, el pago de las cargas sociales, y el cumplimiento de las leyes laborales de conformidad con lo establecido en el artículo 6 inciso c) de la Ley 7593 y sus reformas».

Es decir, de previo al presente procedimiento de ajuste extraordinario, la resolución 140-RIT-2013, les comunicó a los prestadores que en caso de no encontrarse al día con las obligaciones precitadas, no tendrían derecho al ajuste tarifario extraordinario, realizado de oficio a nivel nacional.

De este modo y en ejercicio de la potestad de fiscalización que ostenta la Autoridad Reguladora, la IT logró acreditar, con base en la información suministrada por el Ministerio de Hacienda, en su oficio DR-066-2014 del 29 de mayo de 2014, que la empresa cuya cédula jurídica es la N° 3-102-009189 (Transportes Costarricenses Panameños Ltda.), según lo señala el mismo recurrente en su recurso (folio 3300), al momento de la realización del ajuste extraordinario de oficio para las rutas de transporte público remunerado de personas, modalidad autobús a nivel nacional, se encontraba morosa con la Administración Tributaria, por lo que no tenía derecho al ajuste tarifario realizado.

En este sentido, debe indicársele al recurrente que contrario a lo que afirma en su recurso, el ajuste tarifario no constituye un derecho adquirido o una situación jurídica consolidada, sino una expectativa de derecho que se materializa en un derecho subjetivo una vez fijado por parte del Ente Regulador y así ha sido entendido por los Tribunales de Justicia y la Sala Constitucional.

En este sentido, se encuentra la sentencia N° 273-2013, de las 8:05 horas del 30 de octubre de 2013, dictada por la Sección II, del Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda, en la que indicó:

*“En resumen, se destacan varios principios rectores: a) que la Aresep, es el ente autorizado a efectos de realizar la fijación tarifaria en el transporte público, b) **que la tarifa constituye una retribución económica competitiva que una vez autorizada es un derecho subjetivo a favor del concesionario [...]**”. El destacado es nuestro.*

En igual sentido, la Sala Constitucional en su sentencia N° 5153-98 de las 10:39 horas del 17 de julio de 1998, indicó:

“[...] Asimismo, debe indicarse que en este caso no se está frente a la existencia de derechos adquiridos o situaciones jurídicas consolidadas, porque se trata de la prestación de un servicio público por parte de una concesionaria que debe ajustarse a una serie de regulaciones en cuenta el establecimiento de una tarifa, que no dependen del mercado, sino de la fijación que realiza la autoridad administrativa [...]” (Voto N° 02514-99 de las 18:33 horas del 7 de abril de 1999). (El resaltado es nuestro).

De lo anterior se colige, que en el caso de las fijaciones tarifarias no se está en presencia de un derecho adquirido o situación jurídica consolidada, como lo señala el recurrente, sino que por el contrario, se trata de la prestación de un servicio público, que debe ajustarse a las regulaciones de la Autoridad Reguladora.

Además, se tiene que en la resolución 150-RIT-2014 –que resolvió el recurso de revocatoria-, se indicó que mediante la resolución recurrida -049-RIT-2014-, se concedió un plazo de 30 días hábiles a los permisionarios o concesionarios, para corregir el atraso en el cumplimiento de alguna de las obligaciones, entre las que se encontraba aquellas en materia tributaria.

Asimismo, señala la resolución 150-RIT-2014 –que resolvió el recurso de revocatoria-, en el Resultando XIII –folio 6063- que fue enviado a cada una de las concesionarias y permisionarias que se encontraban morosas, el oficio 608-IT-2014 del 18 de julio de 2014, por medio del cual se les notificó sobre el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 6 inciso c) de la Ley 7593.

Ahora bien, dicha resolución (folio 6066), señaló que a la recurrente no le fue realizado el ajuste tarifario debido a que la información remitida por el Ministerio de Hacienda, mediante el oficio DR-066-2014 del 29 de mayo de 2014 (folios 2828 a 2860), como respuesta al oficio 405-IT-2014 de la IT, determinó que la recurrente se encontraba morosa con dicha administración y que esta obligación “[...] al ser una obligación exigida por la ley a cada uno de los operadores y que es verificada a la hora de realizarse el estudio tarifario, deben(sic) de ser cumplidas(sic) por cada uno de los operadores de servicios.” (La hoja electrónica del oficio remitido por el Ministerio de Hacienda consta a folio 2861).

Una vez revisados dichos documentos por la IT, esta comprobó que al momento en que el Ministerio de Hacienda remitió la información solicitada, la empresa con número de cédula jurídica No. 3-102-009189, se encontraba morosa en sus obligaciones tributarias y que la existencia de dos registros con el mismo número de cédula jurídica no generó confusión, por cuanto en la columna que especifica su situación, se indica claramente la palabra «REPETIDO», en alusión al registro «MOROSO» ya señalado. Por consiguiente, se pudo verificar que se trataba de la misma empresa y existe consistencia entre estas situaciones.

Cabe acotar, que el recurrente en su recurso señaló, que la Autoridad Reguladora incurrió en falsedad por tener a Transportes Costarricenses Panameños Limitada, como morosa con la Administración Tributaria. Sin embargo, no consta en el expediente que ésta haya aportado prueba que permita corroborar que se encontraba al día con sus obligaciones tributarias y así desvirtuar la información contenida en el oficio DR-066-2014 del 29 de mayo de 2014. Motivo por el cual se rechaza, la afirmación de que la Autoridad Reguladora

incurrió en falsedad con respecto a la situación de morosidad de Transportes Costarricenses Panameños Limitada, al momento de dictar la resolución 049-RIT-2014.

A mayor abundamiento, con respecto a la supuesta confusión que aduce el recurrente, cabe resaltar que el Reglamento del Registro Público (Decreto Ejecutivo N.º 26771-J) dispone en su artículo 75, lo siguiente:

Artículo 75.--- Cédula de Persona Jurídica. *El Registro extenderá una cédula que identificará con número, la razón social y otros datos a cada persona jurídica, que será el documento oficial para su identificación, de conformidad con lo que señala el Decreto Ejecutivo No. 18504-J de 29 de setiembre de 1988.*

Por su parte, el artículo 4 del Decreto Ejecutivo N.º 34691-J «Asignación y expedición de Cédula de Persona Jurídica», establece lo siguiente:

Artículo 4º—*Las personas jurídicas, tanto de derecho público como privado, que existen en el país o llegaren a existir, así como las extranjeras que operen en el país, ya sea que se inscriban o no en el Registro de Personas Jurídicas del Registro Nacional, se identificarán con el número de cédula de persona jurídica que les asigne el Registro Nacional, el cual será **único y unívoco para cada entidad, de manera que distinga a cada una de ellas, sin posibilidad de confusión.** (El resaltado es nuestro).*

Dado lo expuesto, si bien la cédula jurídica 3-102-009189 aparece dos veces en el Anexo I del oficio DR-066-2014 (folios 2828 a 2860 y 2861) bajo su acrónimo (Tracopa R.L.) y en el renglón siguiente, la razón social Transportes Costarricenses Panameños Ltda., en ambos casos se consignó el mismo número de cédula jurídica, de lo que se desprende que se trataba de la misma empresa.

Dado lo expuesto, considera esta asesoría que no lleva razón el recurrente en este argumento.

Sobre la nulidad absoluta de la resolución 049-RIT-2014.

En cuanto a la nulidad absoluta alegada, conviene recordar, que las razones para anular los actos administrativos, residen en los artículos 158 al 179 y 223 de la LGAP, y que son: la falta o defecto de algún requisito o, que el acto impugnado sea sustancialmente disconforme con el ordenamiento jurídico, entendiendo como sustancial, la formalidad cuya realización correcta hubiera impedido o cambiado la decisión final en aspectos importantes o bien, cuya omisión causare indefensión y no es el caso bajo examen.

En cuanto a la validez de la resolución impugnada, se le debe comunicar al gestionante, que de conformidad con el artículo 158 de la LGAP, la resolución cumple con todos los elementos para su validez. Lo anterior se verifica con el cumplimiento y presencia, en forma perfecta, de los elementos que lo constituyen, tanto formales como sustanciales.

Estos elementos a los que hacemos referencia, tanto la doctrina nacional como la misma LGAP, los distingue entre formales y sustanciales. Entre los elementos formales, se encuentran el sujeto, el procedimiento y la forma; y entre los sustanciales o materiales resaltan el motivo, contenido y fin.

De tal suerte que el contenido del acto constituye el efecto jurídico, el cambio que introduce en el mundo jurídico, es por así decirlo; la parte dispositiva del acto.

Por su parte, el motivo como elemento sustancial del acto administrativo, es el presupuesto jurídico, el hecho condicionante que da génesis al acto administrativo.

Así las cosas, con fundamento en lo anterior, al no presentarse vicio alguno en los elementos del acto administrativo, que implique su nulidad y en lo que se refiere a los aspectos meramente procedimentales, no se observan tampoco vicios o defectos que puedan generar nulidad de lo actuado y resuelto en este caso, de conformidad con el artículo 223 de la LGAP, según el cual sólo causará nulidad de lo actuado la omisión de formalidades sustanciales del procedimiento y se entenderá como sustancial la formalidad cuya realización correcta hubiera impedido o cambiado la decisión final en aspectos importantes, o cuya omisión causare indefensión.

En cuanto a la gestión de nulidad absoluta interpuesta por Tracopa Ltda., no lleva razón el recurrente en su argumento, ya que la resolución que impugna, no es un acto administrativo absolutamente nulo, porque contiene todos los elementos (sujeto, forma, procedimiento, motivo, contenido y fin), exigidos por la LGAP, ya que:

- 1. Fue dictado por el órgano competente, es decir, por la Intendencia de Transporte (artículos 129 y 180, sujeto).*
- 2. Fue emitido por escrito como corresponde (artículos 134 y 136, forma).*
- 3. De previo a su dictado, se realizaron los trámites sustanciales y se cumplieron los requisitos establecidos en la ley (artículo 129, procedimiento).*
- 4. Contiene un motivo legítimo y existente (artículo 133, motivo).*
- 5. Estableció en su parte considerativa las razones que sustentaron la decisión del órgano competente (artículos 131, fin y 132, contenido).*

Así las cosas, no deviene en nula la resolución 049-RIT-2014, pues los elementos constitutivos del acto están presentes y en consecuencia, no hay base jurídica para concluir que sea absolutamente nula.

V. CONCLUSIONES

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

- 1. Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación y la gestión de nulidad absoluta interpuestos por Transportes Costarricenses Panameños Limitada, contra*

la resolución 049-RIT-2014, resultan admisibles, puesto que fueron presentados en tiempo y forma.

- 2. Es obligación del prestador del servicio público, entre otras, estar al día con sus obligaciones tributarias, según lo establecido en el artículo 6 inciso c) de la Ley 7593, y en la resolución 140-RIT-2013, en consonancia con lo establecido en el artículo 33 de la Ley 7593.*
- 3. Según el oficio DR-066-2014 del 29 de mayo de 2014, del Ministerio de Hacienda, la empresa con cédula jurídica No. 3-102-009189 (Transportes Costarricenses Panameños Ltda.) se encontraba morosa con la Administración Tributaria, al momento en que la Intendencia de Transporte emitió la resolución 049-RIT-2014.*
- 4. El ajuste tarifario no constituye un derecho adquirido o una situación jurídica consolidada, sino una expectativa de derecho que se materializa en un derecho subjetivo una vez fijado por parte del Ente Regulador y así ha sido señalado por los Tribunales de Justicia y la Sala Constitucional.*
- 5. Mediante la resolución recurrida -049-RIT-2014-, se concedió un plazo de 30 días hábiles a los permisionarios o concesionarios, para corregir el atraso en el cumplimiento de alguna de las obligaciones, entre las que se encontraba aquellas en materia tributaria.*
- 6. No consta en el expediente que el recurrente haya aportado prueba que permita corroborar que se encontraba al día con sus obligaciones tributarias y así desvirtuar la información contenida en el oficio DR-066-2014 del 29 de mayo de 2014 del Ministerio de Hacienda.*
- 7. Según el artículo 4 del Decreto Ejecutivo N° 34691-J, el número de cédula jurídica en Costa Rica es único y unívoco para cada entidad, por lo que la doble referencia del número de cédula jurídica No. 3-102-009189 en el Anexo I del oficio DR-066-2014, bajo su acrónimo (Tracopa R.L.) y en el renglón siguiente, bajo la razón social completa de la empresa (Transportes Costarricenses Panameños Ltda.), no genera confusión alguna, pues dicho oficio hace constar la condición de «MOROSO» y de «REPETIDO» de la empresa recurrente bajo análisis, aspectos que no son contrarios o excluyentes entre sí.*
- 8. No se presenta vicio alguno en los elementos del acto administrativo, que implique su nulidad y en lo que se refiere a los aspectos meramente procedimentales, no se observan tampoco vicios o defectos que puedan generar nulidad de lo actuado y resuelto en este caso.*
- 9. La resolución impugnada contiene todos los elementos exigidos por la LGAP (sujeto, forma, procedimiento, motivo, contenido y fin), para la validez de los actos administrativos, razón por la cual resulta válida y eficaz.*

[...]”.

- III.** 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 por el fondo, el recurso de

apelación y la gestión de nulidad absoluta concomitante interpuestos por Transportes Costarricenses Panameños Limitada, contra la resolución 049-RIT-2014; **2-** Agotar la vía administrativa; **3-** Notificar a las partes la presente resolución; **4-** Trasladar el expediente a la Intendencia de Transporte, para lo que corresponda, tal y como se dispone.

- IV.** Que en la sesión extraordinaria 11-2015, del 16 de marzo de 2015, cuya acta fue ratificada el 26 de marzo de 2015; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 211-DGAJR-2015 de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

- I.** Declarar sin lugar por el fondo, el recurso de apelación y la gestión de nulidad absoluta concomitante interpuestos por Transportes Costarricenses Panameños Limitada, contra la resolución 049-RIT-2014.
- II.** Agotar 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.

Se retiran del salón de sesiones, los señores José Andrés Meza Villalobos y Henry Payne Castro.

ARTÍCULO 11. Solicitud para que se derogue el acuerdo 008-044-2006 en cuanto al sistema de información en línea, sobre los procesos judiciales de la ARESEP, disponible para los Miembros de Junta Directiva.

A las quince horas con cincuenta minutos ingresa al salón de sesiones, la señora Heilyn Ramírez Sánchez de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, a participar en la presentación del tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce el oficio 194-DGAJR-2015 del 6 de marzo de 2015, adjunto al cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, remite una propuesta de acuerdo tendiente a derogar el acuerdo 008-044-2006, en cuanto al sistema de información en línea, sobre los procesos judiciales de la ARESEP, disponible para los Miembros de Junta Directiva, ello en cumplimiento del acuerdo 04-02-2015 del acta de la sesión 2-2015, del 22 de enero de 2015.

La señora **Heilyn Ramírez Sánchez** explica los antecedentes del caso, las recomendaciones, así como la propuesta de acuerdo que podría tomarse sobre el particular.

El señor **Edgar Gutiérrez López** señala que, por conexidad, sería conveniente también derogar el acuerdo 007-032-2005.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con el oficio 194-DGAJR-2015, así como lo señalado por el director Gutiérrez López, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

RESULTANDO:

- I. Que mediante el Informe de estudio de Auditoría Interna N° 22-I-2014 denominado “Evaluación del proceso de atención de procesos judiciales de ARESEP”, recomendación 9.2.1, la Auditoría Interna recomendó a la Junta Directiva:

“Es conveniente que la Junta Directiva valore lo indicado en el acuerdo N° 008-044-2006, con la finalidad de determinar si todavía es de su interés como control, para poder dar seguimiento y monitorear oportunamente los diferentes procesos judiciales que enfrenta la Institución o bien, la conveniencia de instaurar otro mecanismo que les permita conocer los resultados obtenidos en el trámite de los procesos judiciales, en el cual se defina entre otros aspectos el objetivo, contenido y periodicidad.”

- II. Que oficio 71-SJD-2015, del 12 de febrero de 2015 se comunicó el acuerdo 04-02-2015, del acta de la sesión ordinaria 2-2015, que en lo que interesa dispuso:

“Solicitar a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, elaborar una propuesta de acuerdo, debidamente sustentado, con el propósito de derogar el acuerdo 008-044-2006, de conformidad con las recomendaciones contenidas en el Informe de la Auditoría Interna N° 22-I-2014.”

- III. Que en el mencionado acuerdo 008-044-2006, artículo 5, del acta de la sesión ordinaria 044-2006 celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora el 14 de agosto de 2006 y ratificada el 4 de setiembre del mismo año, la Junta Directiva de entonces había dispuesto:

“Modificar el acuerdo 007-032-2005 tomado en la sesión ordinaria 032-2005 para que se lea así: Encargar al Regulador General que gire las instrucciones correspondientes a efecto de sustituir el informe de juicios trimestral por un sistema de información en línea disponible a los Miembros de Junta Directiva.”

- IV. Que mediante oficio 194-DGAJR-2015, del 6 de marzo de 2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emitió el criterio solicitado.

CONSIDERANDO

- I. Que en ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell, por encontrarse de vacaciones el 16 de marzo del 2015, comparece en este acto la señora Grettel López Castro,

en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.

II. Que del oficio 194-DGAJR-2015 citado, que sirve de sustento, se extrae lo siguiente:

[...] II. ANALISIS DE FONDO

De conformidad con el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF), artículo 13 inciso 5), corresponde a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR) “Atender los asuntos judiciales en que sea parte la Aresep, sin asumir la representación de Sutel.”

Para ello, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria cuenta con el denominado “Sistema de Control de Juicios”, un sistema informático creado a lo interno y que constituye el medio a través del cual lleva el control de las etapas y estado de los procesos judiciales, en que es parte la Autoridad Reguladora. Este sistema es administrado por la DGAJR y es de acceso para todos sus funcionarios, con los respectivos permisos que se les asignen, sea para incluir, leer o modificar información.

Este sistema es parte de lo que la Auditoría Interna revisó durante la auditoría realizada a nuestra Dirección, y a partir de la cual se sugirieron algunos ajustes, con el fin de optimizar la herramienta y obtener mayores filtros de la información que se obtienen del sistema.

Además de esta herramienta, como medida de control interno, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, ha implementado una serie de acciones, con el fin de mantener informada a la organización, en materia de procesos judiciales. Entre ellas destacan:

- 1. Cada vez que se recibe una notificación judicial, sobre la cual la Autoridad Reguladora deba dar respuesta, o que informe sobre el inicio o finalización, de un proceso judicial en que sea parte la Autoridad Reguladora, se informa al Regulador General, así como al área directamente involucrada.*
- 2. La DGAJR ha implementado el “Boletín de criterios relevantes”, a través del cual se informa -vía correo electrónico y de forma mensual- a los miembros de la Junta Directiva, el Regulador General, la Reguladora General Adjunta y los Intendentes, entre otros asuntos, las resoluciones judiciales relevantes.*

3. *La Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, informa anualmente a la Junta Directiva, sobre la totalidad de los procesos judiciales en trámite, su respectiva materia, sector y estado. Además de cualquier otro dato que resulte relevante, para información de este órgano colegiado, en materia de procesos judiciales.*

Todo ello contribuye a que la Junta Directiva se ponga al tanto y en conocimiento de los procesos judiciales en que es parte la Autoridad Reguladora.

Tal y como se indicó, mediante el acuerdo 008-044-2006, en aquella oportunidad se encargó al Regulador General, girar las instrucciones correspondientes para sustituir el informe trimestral que presentaba la entonces Dirección Jurídica a ese órgano, y que tenía por fin informar sobre los procesos judiciales en trámite, por un sistema de información que estuviese disponible en línea para los miembros de la Junta Directiva. Tal y como se mencionó también, en la actualidad se cuenta con varios mecanismos, a través de los cuales ese órgano colegiado se da por enterado de los asuntos judiciales relevantes, así como de cuáles se trata y otros datos de relevancia.

Por expuesto, atendiendo criterios de razonabilidad, oportunidad y conveniencia, resulta innecesario mantener vigente el mencionado acuerdo 008-044-2006. [...]

- III.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.** Derogar el acuerdo 008-044-2006 que dispuso: “Modificar el acuerdo 007-032-2005 tomado en la sesión ordinaria 032-2005 para que se lea así: Encargar al Regulador General que gire las instrucciones correspondientes a efecto de sustituir el informe de juicios trimestral por un sistema de información en línea disponible a los Miembros de Junta Directiva”, y por conexidad derogar el acuerdo 007-032-2005 y **2.** Comunicar a la Auditoría Interna, en cumplimiento de la recomendación 9.2.1 del Informe N° 22-I-2014, tal y como se dispone.

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

ACUERDO 09-11-2015

- I.** Derogar el acuerdo 008-044-2006 que dispuso: “*Modificar el acuerdo 007-032-2005 tomado en la sesión ordinaria 032-2005 para que se lea así: Encargar al Regulador General que gire las instrucciones correspondientes a efecto de sustituir el informe de juicios trimestral por un sistema de información en línea disponible a los Miembros de Junta Directiva.*” Asimismo, derogar por conexidad, el acuerdo 007-032-2005.
- II.** Comunicar el presente acuerdo a la Auditoría Interna, en cumplimiento de la recomendación 9.2.1 del Informe N° 22-I-2014.

Se retira del salón de sesiones, la señora Heilyn Ramírez Sánchez.

ARTÍCULO 12. Análisis de los procedimientos de declaratoria de caducidad de la concesión o el permiso, por morosidad superior a tres meses en el pago del canon. Expedientes OT-235-2014 y OT-245-2014.

A partir de este momento ingresa al salón de sesiones, el señor Eric Gamboa Rodríguez, funcionario de la Dirección de Finanzas, a participar en la presentación del tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce los oficios 288-DF-2015 del 19 de febrero de 2015 y 204-DGAJR-2015 del 09 de marzo de 2015, mediante los cuales la Dirección de Finanzas y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinden criterio en torno al análisis de los procedimientos de declaratoria de caducidad de la concesión o el permiso, por morosidad superior a tres meses en el pago del canon de los prestadores Transportes Araya Arguedas Hermanos Limitada (OT-235-2014) y Luciano Jaime Gutiérrez (OT-245-2014).

El señor **Erick Gamboa Rodríguez** explica los antecedentes de los casos, así como las propuestas de los procedimientos de declaratoria de caducidad de la concesión o el permiso, por morosidad

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección de Finanzas de conformidad con el oficio 288-DF-2015, así como lo indicado por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria en el oficio 204-DGAJR, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

a) En cuanto al procedimiento administrativo ordinario contra Transportes Araya Arguedas Hermanos Ltda.

ACUERDO 10-11-2015

RESULTANDO:

- I. Que el 12 de agosto 2014, se certificó por parte de la Secretaría de Actas del Consejo de Transporte Público, que la empresa Transportes Araya Arguedas Hermanos, Ltda., es permisionaria de la ruta 263 y 263-A, descritas como Orotina- San Mateo- Esparza- Puntarenas y viceversa, Orotina- San Mateo- Labrador y viceversa. Esa autorización es para la prestación del servicio público de transporte remunerado de personas, modalidad autobús, y fue otorgada mediante la sesión 3140 del 8 de octubre de 1997, permiso otorgado por la Comisión Técnica del Consejo de Transporte Público. (Folios 6 al 8)
- II. Que el 18 de setiembre de 2014, por medio de la Certificación UC-292-2014, la Dirección de Finanzas, certificó que Transportes Araya Arguedas Hermanos, Ltda., cédula de persona jurídica número 3-102-010659, tiene cánones de regulación pendientes de cancelar, correspondientes al Servicio de Transporte Renumerado de Persona, modalidad autobús, para los períodos de III trimestre 2012 al I Trimestre 2013 y el I Trimestre 2014, por un monto de \$1.775.221,90; dicho monto no incluye multa e intereses. Se indica además, que se acredita una morosidad superior a los tres meses. (Folio 2)

- III. Que se realizaron intimaciones de pago al permisionario Transportes Araya Arguedas Hermanos Ltda., mediante oficios 1240-DAF-2014 y 1304-DAF-2014, del 1 de agosto de 2014 y el 26 de agosto de 2014 respectivamente. Las cuales fueron notificadas mediante correo certificado (Folios 12 al 23).
- IV. Que el 19 de diciembre de 2014, mediante el oficio 1942-DF-2014, la Dirección de Finanzas, informó que Transportes Araya Arguedas Hermanos Ltda., adeuda los cánones de regulación correspondientes a los periodos del III trimestre 2012 al I trimestre 2014, específicamente los periodos III trimestre 2012 al I Trimestre 2013 que fueron financiados mediante Arreglo de Pago 14-CONVENIO-ARESEP-2013 y adicionalmente el I Trimestre 2014, indicados en la certificación UC-292-2014, que corresponde a la suma de ₡1.775.221,90 (un millón setecientos setenta y cinco mil doscientos veintinueve colones con 90/100), monto que no incluye multas e intereses. Los periodos correspondientes al II, III y IV trimestre 2013 que no fueron incluidos en el arreglo de pago, fueron cancelados por el regulado. Además, recomendó el inicio de un procedimiento administrativo conforme el artículo 39 de la Ley 7593. Por último señaló los lugares o medios donde podría ser notificada la parte investigada. (Correrá agregado a los autos).
- V. Que el 12 de enero de 2015, mediante el oficio 11-DGO-2015, la Gerencia General remitió a la Secretaría de Junta Directiva, el expediente OT-235-2014, junto con la recomendación de la Dirección de Finanzas, según el oficio 1942-DF-2014. Además, recomendó la apertura del procedimiento administrativo para la revocatoria del título habilitante de Transportes Araya Arguedas Hermanos Ltda., por moras mayores a tres meses en el pago de cánones. (Correrá agregado a los autos)
- VI. Que el 13 de enero de 2015, mediante el oficio 010-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva, trasladó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el oficio 10-DGO-2015 para su análisis. (Correrá agregado a los autos)
- VII. Que en la sesión extraordinaria 11-2015, celebrada el 16 de marzo de 2015 y ratificada el 26 del mismo mes y año, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, acordó iniciar de oficio procedimiento administrativo al tenor de lo dispuesto en artículo 39 de la Ley 7593.

CONSIDERANDO:

- I. Que en ausencia del Regulador General, señor Dennis Meléndez Howell, por encontrarse de vacaciones el 16 de marzo del 2015, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales, por lo que en esta sesión asume la presidencia de la Junta Directiva.

- II. Que la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593) en su artículo 39, faculta a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos a tramitar procedimientos ordinarios sancionatorios contra los prestadores de servicios públicos por la falta de pago de los cánones superior a tres meses, ello será causal de caducidad de la concesión o el permiso, en los casos en que estos hayan sido otorgados mediante acto administrativo. Para tal efecto se realizará el procedimiento ordinario establecido en los artículos 214 y siguientes de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227).
- III. Que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos es una institución autónoma según lo establecen los artículos 188 y 189 de la Constitución Política y artículo 1 de la Ley 7593. Conforme el artículo 45 de ésta última se le faculta para establecer su organización interna, a fin de cumplir sus funciones.
- IV. Que en el ejercicio de esa facultad auto organizativa, la Junta Directiva, mediante resolución RJD-038-2013 del 27 de mayo de 2013, emitió el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus Órganos Desconcentrados (RIOF).
- V. Que en virtud del artículo 39 de la Ley 7593 y el artículo 6 incisos 18) y 19) del RIOF, la Junta Directiva ostenta la condición de órgano decisor en los procedimientos ordinarios sancionatorios donde la posible sanción a imponer sea la revocatoria de la concesión o el permiso.
- VI. Que de conformidad con el artículo 26, inciso 9) del RIOF, la Dirección de Finanzas es la responsable de identificar aquellos casos en que presuntamente se deba declarar la caducidad de la concesión, licencia, autorización o permiso de conformidad con lo establecido en el artículo 39 de la Ley 7593, realizar la investigación preliminar correspondiente y recomendar a la Junta Directiva la apertura del debido procedimiento administrativo. Además deberá enviar la propuesta de resolución correspondiente.
- VII. Que de conformidad con el artículo 22 inciso 12) del RIOF, la Dirección General de Atención al Usuario es la responsable de llevar a cabo la instrucción del procedimiento administrativo requerido por ley para declarar la caducidad de la concesión, licencia, autorización o permiso de conformidad con lo establecido en el artículo 39 de la Ley 7593 y emitir una recomendación; así como las propuestas de resoluciones que deban ser dirigidas a la Junta Directiva como órgano decisor. Para ello la Junta Directiva, en casos como el presente, nombra como órgano director en este tipo de procedimientos administrativos a funcionarios de esa dirección, con el fin del resguardo al derecho de defensa de la parte investigada. Ello por cuanto la secretaría de éste órgano colegiado, según sus funciones, no sería el órgano idóneo para garantizar el debido proceso, lo cual es fundamental en la instrucción de dichos procedimientos.
- VIII. Que de conformidad con lo indicado en el artículo 39 del decreto 29732-MP, Reglamento a la Ley 7593, el auto inicial se le notificará al prestador y al concedente del servicio de que se trate, quien por ello no adquirirá la condición de parte.
- IX. Que de conformidad con los resultandos y considerandos anteriores y al mérito de los autos, lo procedente es ordenar el inicio del procedimiento administrativo de declaratoria

de la caducidad de la concesión o el permiso al prestador, por morosidad superior a tres meses en el pago del canon, y nombrar órgano director, tal y como se dispone:

POR TANTO

Con fundamento en los artículos 214 al 357 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227), el artículo 39 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593) y los artículos 6 incisos 18) y 19), 22 inciso 12) y 26 inciso 9) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF).

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

RESUELVE:

- I. Dar inicio al procedimiento administrativo ordinario contra Transportes Araya Arguedas Hermanos Ltda., cédula 3-102-010659, en su condición de permisionario para la prestación de servicio público de transporte remunerado de personas modalidad autobús en la ruta 263 y 263-A, que se tramitará bajo el expediente número OT-235-2014, con el fin de averiguar la verdad real de los hechos sobre la presunta mora superior a tres meses en el pago de los cánones de regulación, en los periodos de III trimestre 2012 al I trimestre 2013 y el I trimestre 2014 y que corresponde a la suma de ₡1.775.221,90. (un millón setecientos setenta y cinco mil doscientos veintiún colones con 90/100). De acreditarse la falta, en resolución final, la investigada podría ser sancionada con la revocatoria de su título habilitante.
- II. Nombrar como órgano director titular del procedimiento a la Licenciada Deisha Broomfield Thompson, cédula de identidad 1-990-473, funcionaria de la Dirección General de Atención al Usuario de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. El órgano director debe realizar todos los actos necesarios para averiguar la verdad real de los hechos que dan base a este procedimiento, otorgar y vigilar el respeto al debido proceso y conceder el derecho de defensa al administrado, para lo cual tendrá todas las competencias otorgadas en la Ley 6227. Cuando el órgano director nombrado se encuentre impedido o por cualquier razón no pueda asumir sus funciones, será suplido por la Licenciada María Marta Rojas Chaves, cédula de identidad número 1-0740-0756, funcionaria de la Dirección General de Atención al Usuario de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, quien podrá actuar en sustitución de la titular, y tendrá las potestades establecidas en la Ley General de la Administración Pública y deberá seguir el procedimiento ordinario contenido en esa ley.
- III. Prevenir a la parte investigada que en el primer escrito que presente debe señalar un medio para atender notificaciones, bajo el apercibimiento que mientras no lo haga, las resoluciones posteriores quedarán notificadas con el transcurso de 24 horas de dictadas, incluido el acto final del procedimiento. Se producirá igual consecuencia cuando la notificación no se pueda efectuar en el medio señalado –artículos 11, 34, 36 y 50 de la Ley de Notificaciones Judiciales (Ley 8687).

- IV. Comunicar a la parte investigada que tiene derecho a hacerse representar y/o asesorar por abogado, a examinar, leer y copiar cualquier pieza del expediente, así como pedir certificación de la misma, costo que deberá cubrir el interesado. El expediente administrativo se encuentra en la Dirección General de Atención al Usuario de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en el horario de lunes a viernes de las 8:00 a las 16:00 horas, lugar donde también podrán hacer consultas sobre el trámite del expediente. Se le indica a la investigada que toda presentación de documentos deberá hacerse en la recepción de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
- V. Indicar a la parte investigada que esta resolución en ningún sentido sustituye la resolución de intimación y cita a comparecencia, que será emitido por el órgano director. Contra la cual podrá plantear los recursos administrativos que contra ese acto establece la Ley 6227.
- VI. Indicar a la investigada que en cuanto a la representación en el procedimiento administrativo ordinario, la existencia del ordinal 283 de la Ley General de la Administración Pública que dice: “(...) *El poder del administrado podrá constituirse por los medios del derecho común y, además, por simple carta autenticada por un abogado (...)*”. En caso de utilizar la figura del poder especial, en éste procedimiento deberán especificarse los actos a los cuales está facultado el mandatario, de manera que sólo se le permitirá realizar los actos para los cuales esté expresamente autorizado de conformidad con el artículo 1256 del Código Civil. Además, deberá adjuntarse al poder especial las especies fiscales de ley.
- VII. Comunicar al Consejo de Transporte Público la presente resolución, como ente concedente del título habilitante que posee la parte investigada.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 y 345 de la Ley 6227, se indica que contra el inicio del procedimiento administrativo que se dicta en esta resolución, cabe el recurso ordinario de revocatoria o reposición, el cual podrá interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde su resolución. El recurso de revocatoria o reposición deberá interponerse en el plazo de 24 horas contadas a partir de su notificación, conforme el artículo 346 párrafo primero de la Ley 6227.

NOTIFÍQUESE Y COMUNÍQUESE.

b) En cuanto al procedimiento administrativo ordinario contra el señor Luciano Jaime Gutiérrez.

ACUERDO 11-11-2015

RESULTANDO:

- I. Que el 13 de octubre de 2014, se remitió por parte de la Secretaría de Actas del Consejo de Transporte Público, la certificación SDA/CTP-14-09-000176 del 26 de setiembre de 2014, la cual indica que el señor Luciano Jaime Gutiérrez, es permisionario de la ruta 1217. Esa autorización es para la prestación del servicio público de transporte

remunerado de personas, modalidad autobús y fue otorgada mediante sesión ordinaria número 40-2013 del jueves 19 de junio de 2013. (Folios 3 al 10)

- II. Que el 15 de octubre de 2014, por medio de la certificación UC-288-2014, se certificó por parte de la Dirección de Finanzas, que Luciano Jaime Gutiérrez, cédula de identidad número 8-0068-0568, tiene cánones de regulación pendientes de cancelar, correspondientes al Servicio de Transporte Remunerado de Persona, modalidad autobús, para los períodos de IV Trimestre 2013 al II Trimestre 2014, por un monto de ¢223.550,37, que no incluye multa e intereses. Se indica además, que se acredita una morosidad superior a los tres meses. (Folio 2)
- III. Que se realizaron intimaciones de pago al permisionario Luciano Jaime Gutiérrez, mediante oficios 1237-DAF-2014 y 1284-DAF-2014. (Folios 11 al 20).
- IV. Que el 19 de diciembre de 2014, mediante el oficio 1943-DF-2014, la Dirección de Finanzas, informó que Luciano Jaime Gutiérrez, adeuda los cánones de regulación correspondientes a los periodos IV trimestre 2013 al II trimestre 2014 y que corresponde a la suma de ¢223.550,37. Además, recomendó el inicio de un procedimiento administrativo conforme el artículo 39 de la Ley 7593. Por último señaló los lugares o medios donde podría ser notificada la parte investigada. (Correrá agregado a los autos)
- V. Que el 12 de enero de 2015, mediante el oficio 10-DGO-2015, la Gerencia General remitió a la Secretaría de Junta Directiva, el expediente OT-245-2014, junto con la recomendación de la Dirección de Finanzas, según el oficio 1943-DF-2014. Además, recomendó la apertura del procedimiento administrativo para la revocatoria del título habilitante de Luciano Jaime Gutiérrez, por moras mayores a tres meses en el pago de cánones. (Correrá agregado a los autos)
- VI. Que el 13 de enero de 2015, mediante el oficio 010-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva, trasladó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el oficio 11-DGO-2015 para su análisis. (Correrá agregado a los autos)
- VII. Que en la sesión extraordinaria 11-2015, celebrada el 16 de marzo de 2015 y ratificada el 26 del mismo mes y año, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, acordó, iniciar de oficio procedimiento administrativo al tenor de lo dispuesto en el artículo 39 de la Ley 7593.

CONSIDERANDO:

- I. Que en ausencia del Regulador General Dennis Meléndez Howell, por encontrarse de vacaciones el 16 de marzo del 2015, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente.

De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales, por lo que en esta sesión asume la presidencia de la Junta Directiva.

- II. Que la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593) en su artículo 39, faculta a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos a tramitar procedimientos ordinarios sancionatorios contra los prestadores de servicios públicos por la falta de pago de los cánones superior a tres meses, ello será causal de caducidad de la concesión o el permiso, en los casos en que estos hayan sido otorgados mediante acto administrativo. Para tal efecto se realizará el procedimiento ordinario establecido en los artículos 214 y siguientes de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227).
- III. Que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos es una institución autónoma según lo establecen los artículos 188 y 189 de la Constitución Política y artículo 1 de la Ley 7593. Conforme el artículo 45 de ésta última se le faculta para establecer su organización interna, a fin de cumplir sus funciones.
- IV. Que en el ejercicio de esa facultad auto organizativa, la Junta Directiva, mediante resolución RJD-038-2013 del 27 de mayo de 2013, emitió el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF).
- V. Que en virtud del artículo 39 de la Ley 7593 y el artículo 6 incisos 18) y 19) del RIOF, la Junta Directiva ostenta la condición de órgano decisor en los procedimientos ordinarios sancionatorios donde la posible sanción a imponer sea la revocatoria de la concesión o el permiso.
- VI. Que de conformidad con el artículo 26, inciso 9) del RIOF, la Dirección de Finanzas es la responsable de identificar aquellos casos en que presuntamente se deba declarar la caducidad de la concesión, licencia, autorización o permiso de conformidad con lo establecido en el artículo 39 de la Ley 7593, realizar la investigación preliminar correspondiente y recomendar a la Junta Directiva la apertura del debido procedimiento administrativo. Además deberá enviar la propuesta de resolución correspondiente.
- VII. Que de conformidad con el artículo 22 inciso 12) del RIOF, la Dirección General de Atención al Usuario es la responsable de llevar a cabo la instrucción del procedimiento administrativo requerido por ley para declarar la caducidad de la concesión, licencia, autorización o permiso de conformidad con lo establecido en el artículo 39 de la Ley 7593 y emitir una recomendación; así como las propuestas de resoluciones que deban ser dirigidas a la Junta Directiva como órgano decisor. Para ello la Junta Directiva, en casos como el presente, nombra como órgano director en este tipo de procedimientos administrativos a funcionarios de esa dirección, con el fin del resguardo al derecho de defensa de la parte investigada. Ello por cuanto la secretaría de éste órgano colegiado, según sus funciones, no sería el órgano idóneo para garantizar el debido proceso, lo cual es fundamental en la instrucción de dichos procedimientos.
- VIII. Que de conformidad con lo indicado en el artículo 39 del decreto 29732-MP, Reglamento a la Ley 7593, el auto inicial se le notificará al prestador y al concedente del servicio de que se trate, quien por ello no adquirirá la condición de parte.

- IX.** Que de conformidad con los resultandos y considerandos anteriores y al mérito de los autos, lo procedente es ordenar el inicio del procedimiento administrativo de declaratoria de la caducidad de la concesión o el permiso al prestador, por morosidad superior a tres meses en el pago del canon, y nombrar órgano director, tal y como se dispone:

POR TANTO

Con fundamento en los artículos 214 al 357 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227), Artículo 39 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593), y los artículos 6 incisos 18) y 19), 22 inciso 12) y 26 inciso 9) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF).

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

RESUELVE:

- I.** Dar inicio al procedimiento administrativo ordinario contra Luciano Jaime Gutiérrez, cédula 8-0068-0568, en su condición de permisionario para la prestación de servicio público de transporte remunerado de personas modalidad autobús en la ruta 1217, que se tramitará bajo el expediente número OT-245-2014, con el fin de averiguar la verdad real de los hechos sobre la presunta mora superior a tres meses en el pago de los cánones de regulación, en los periodos de los años IV trimestre 2013 al II trimestre 2014, y que corresponde a la suma de ₡223.550,37 (doscientos veintitrés mil quinientos cincuenta mil colones con 37/100). De acreditarse la falta, en resolución final, el investigado podría ser sancionado con la revocatoria de su título habilitante.
- II.** Nombrar como órgano director titular del procedimiento a la Licenciada Deisha Broomfield Thompson, cédula de identidad 1-990-473, funcionaria de la Dirección General de Atención al Usuario de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. El órgano director debe realizar todos los actos necesarios para averiguar la verdad real de los hechos que dan base a este procedimiento, otorgar y vigilar el respeto al debido proceso y conceder el derecho de defensa al administrado, para lo cual tendrá todas las competencias otorgadas en la Ley 6227. Cuando el órgano director nombrado se encuentre impedido o por cualquier razón no pueda asumir sus funciones, será suplido por la Licenciada María Marta Rojas Chaves, cédula de identidad número 1-0740-0756, funcionaria de la Dirección General de Atención al Usuario de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, quien podrá actuar en sustitución de la titular, y tendrá las potestades establecidas en la Ley General de la Administración Pública y deberá seguir el procedimiento ordinario contenido en esa ley.
- III.** Prevenir a la parte investigada que en el primer escrito que presente debe señalar un medio para atender notificaciones, bajo el apercibimiento que mientras no lo haga, las resoluciones posteriores quedarán notificadas con el transcurso de 24 horas de dictadas, incluido el acto final del procedimiento. Se producirá igual consecuencia cuando la notificación no se pueda efectuar en el medio señalado –artículos 11, 34, 36 y 50 de la Ley de Notificaciones Judiciales (Ley 8687).

- IV. Comunicar a la parte investigada que tiene derecho a hacerse representar y/o asesorar por abogado, a examinar, leer y copiar cualquier pieza del expediente, así como pedir certificación de la misma, costo que deberá cubrir el interesado. El expediente administrativo se encuentra en la Dirección General de Atención al Usuario de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en el horario de lunes a viernes de las 8:00 a las 16:00 horas, lugar donde también podrán hacer consultas sobre el trámite del expediente. Se le indica a la investigada que toda presentación de documentos deberá hacerse en la recepción de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
- V. Indicar a la parte investigada que esta resolución en ningún sentido sustituye la resolución de intimación y cita a comparecencia, que será emitido por el órgano director. Contra la cual podrá plantear los recursos administrativos que contra ese acto establece la Ley 6227.
- VI. Indicar a la investigada que en cuanto a la representación en el procedimiento administrativo ordinario, la existencia del ordinal 283 de la Ley General de la Administración Pública que dice: “(...) *El poder del administrado podrá constituirse por los medios del derecho común y, además, por simple carta autenticada por un abogado (...)*”. En caso de utilizar la figura del poder especial, en éste procedimiento deberán especificarse los actos a los cuales está facultado el mandatario, de manera que sólo se le permitirá realizar los actos para los cuales esté expresamente autorizado de conformidad con el artículo 1256 del Código Civil. Además, deberá adjuntarse al poder especial las especies fiscales de ley.
- VII. Comunicar al Consejo de Transporte Público la presente resolución, como ente concedente del título habilitante que posee la parte investigada.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 y 345 de la Ley 6227, se indica que contra el inicio del procedimiento administrativo que se dicta en esta resolución, cabe el recurso ordinario de revocatoria o reposición, el cual podrá interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde su resolución.

El recurso de revocatoria o reposición deberá interponerse en el plazo de 24 horas contadas a partir de su notificación, conforme el artículo 346 párrafo primero de la Ley 6227.

NOTIFÍQUESE Y COMUNÍQUESE.

Se retira del salón de sesiones el señor Erick Gamboa Rodríguez.

A las dieciséis horas con treinta minutos finaliza la sesión.

GRETTEL LÓPEZ CASTRO
Presidenta de la Junta Directiva

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA
Secretario de la Junta Directiva