# SESIÓN ORDINARIA

## N.° 04-2015

## 5 de febrero de 2015

***San José, Costa Rica***

## SESIÓN ORDINARIA N.° 04-2015

Acta de la sesión ordinaria número cuatro-dos mil quince, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el cinco de febrero de dos mil quince, a partir de las catorce horas. Asisten los siguientes miembros: Dennis Meléndez Howell, quien preside; Sylvia Saborío Alvarado; Edgar Gutiérrez López; Pablo Sauma Fiatt y Adriana Garrido Quesada, así como los señores (as): Grettel López Castro, Reguladora General Adjunta; Rodolfo González Blanco, Director General de la Dirección General de Operaciones; Anayansie Herrera Araya, Auditora Interna interina; Juan Manuel Quesada Espinoza, Intendente de Energía; Enrique Muñoz Aguilar, Intendente de Transporte; Carol Solano Durán, Directora General de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria; Ricardo Matarrita Venegas, Director General de la Dirección General de Estrategia y Evaluación, y Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.

### ARTÍCULO 1. Constancia de participación mediante el sistema de videoconferencia de la directora Adriana Garrido Quesada.

Se deja constancia de que la directora Adriana Garrido Quesada participa mediante el sistema de video conferencia, desde Marsella, Francia, de acuerdo con lo informado mediante carta del 15 de enero de 2015, dirigida al señor Dennis Meléndez Howell, Presidente de esta Junta Directiva.

### ARTÍCULO 2. Aprobación del Orden del Día.

El señor ***Dennis Meléndez Howell*** da lectura al Orden del Día de esta sesión y lo somete a votación. La Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

**ACUERDO 01-04-2015**

Aprobar el Orden del día de esta sesión, el cual, a la letra dice:

1. *Aprobación del Orden del Día.*

2. *Aprobación del acta de la sesión 3-2015.*

3. *Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.*

4. *Visita de la señora Montserrat Solano Carboni, Defensora de los Habitantes.*

5. *Asuntos resolutivos.*

    *5.1 Solicitud de reasignación de la plaza No. 11531 de Profesional 2 a Profesional 1, ubicada en el Departamento de Comunicación Institucional. Oficios 117-RG-2015 del 2 de febrero del 2015, 79-DRH-2015, del 29 de enero de 2005 e informe No. 09-DRH-2015.*

*5.2 Modificación N°. 1-2015 al presupuesto de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Oficios 059-DGEE-2015, del 3 de febrero de 2015.*

*5.3 Estados Financieros de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al 31 de diciembre de 2014. Oficio 062-DGO-2015, del 3 de febrero del 2015.*

*5.4 Estado de Ejecución Presupuestaria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al 31 de diciembre de 2014. Oficio 063-DGO-2015, del 3 de febrero del 2015.*

*5.5 Propuesta de metodología para fijar el precio de liquidación de la energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por parte de los micro y minigeneradores, adscritos a la norma técnica POASEN. Expediente OT-230-2014. Oficio 037-DGAJR-2015 del 15 de enero de 2015, Informe técnico de la Comisión Ad-Hoc.*

*5.6 Propuesta de "Metodología tarifaria ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en planteles de distribución y al consumidor final. Oficio 002-CAAHRecope-2015, del 3 de febrero de 2015.*

*5.7 Propuesta de archivo del expediente con trámite de "Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables". Expediente OT-153-2014. Oficios 02-CAGPRR-2015 del 26 de enero de 2015 y 01-CAGPRR-2015 del 19 de enero de 2014.*

*5.8 Gestión de presunta nulidad absoluta, evidente y manifiesta del oficio 518-GG-2013 del 31 de julio de 2013, mediante el cual se adjudicó la contratación directa por excepción 2013CD-000258-ARESEP."Contratación Directa de Servicios Profesionales para la elaboración de auditorías de demanda y cálculo de indicadores y parámetros operativos del servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús". Oficio 063-DGAJR-2015 del 27 de enero de 2015.*

*5.9 Recurso de apelación interpuesto por Transmuelle de San Carlos S.A., contra la resolución RIE-43-2014 del 29 de julio de 2014. Expediente ET-14-2014. Oficio 054-DGAJR-2015 del 26 de enero de 2015.*

*5.10 Recurso de apelación interpuesto por Transmuelle de San Carlos S.A., contra la resolución RIE-029-2014 del 6 de junio de 2014. Expediente ET-014-2014. Oficio 065-DGAJR-2014 del 28 de enero de 2015.*

*5.11 Recurso de apelación interpuesto por la empresa 3-101-472889 S.A., contra la resolución RRG-323-2014. Expediente AU-241-2013. Oficio 066-DGAJR-2015 del 28 de enero de 2015.*

*6. Asuntos informativos.*

*Respuesta a la Asamblea Legislativa en torno a la consulta al Proyecto de Ley rendición de cuentas del Consejo de Gobierno en conmemoración de fechas históricas en las diferentes provincias del país, expediente 19.439. Oficio 095-RG-2015.*

7. *Correspondencia recibida.*

*Solicitud de la empresa SUERKATA S.R.L. para que se modifique la Metodología para generadores privados (LEY 7200) que firmen un nuevo contrato de compra y venta de electricidad con el ICE. La gestión está siendo atendida por la Intendencia de Energía.*

**ARTÍCULO 3. Aprobación del acta de la sesión 3-2015.**

Los señores miembros de la Junta Directiva conocen el borrador del acta de la sesión 03-2015, celebrada el 29 de enero de 2015.

El señor ***Pablo Sauma Fiatt*** indica que realizó una serie de modificaciones al proyecto de acta, por lo que sugiere que la Secretaría de Junta Directiva incorpore las observaciones recibidas y se posponga preferiblemente la aprobación del acta, para la próxima semana.

El señor ***Dennis Meléndez Howell*** somete a votación el planteamiento del director Sauma Fiatt y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

**ACUERDO 02-04-2015**

Posponer, para la próxima sesión, la aprobación del acta de la sesión 03-2015, celebrada el 20 de enero de 2015.

**ARTÍCULO 4. Asuntos de los Miembros de la Junta Directiva.**

***En cuanto a solicitud realizada a la Intendencia de Agua.***

La señora ***Sylvia Saborío Alvarado*** indica que había solicitado un informe a la Intendencia de Agua, respecto a la entrada en operación de la nueva planta de tratamiento de aguas residuales; a lo cual el señor ***Alfredo Cordero Chinchilla*** explica que se realizó la respectiva solicitud a la Intendencia y se le indicó que, en una próxima sesión, se estará presentando el informe del caso, dado que está recabando información relevante.

***En cuanto a los foros organizados por la Intendencia de Transporte (IE).***

Ante una consulta de la señora ***Sylvia Saborío Alvarado*** en cuanto a los resultados que están presentando los foros de transporte organizados por la IE, el señor ***Enrique Muñoz Aguilar*** señala que en la última sesión se discutió sobre la clasificación de los autobuses y del valor que se le asigna a cada una de las unidades. Comenta distintos aspectos, entre los cuales destaca la cantidad de personas que asisten a las diferentes reuniones; la participación del Ministerio de Hacienda, el Consejo de Transporte Público (CTP) y del Instituto Tecnológico de Costa Rica. Asimismo, se refiere a aspectos relacionados al tema de la depreciación.

Por otra parte, la señora ***Sylvia Saborío Alvarado*** consulta si se está logrando identificar al final de cada sesión, los temas en los cuales existe un mayor acercamiento y otros que, eventualmente, son más irreconciliables. Desea conocer si el proceso está permitiendo ir hacia algún tipo de convergencia o, si por el contrario, no está ayudando a llegar a alguna posición.

El señor ***Enrique Muñoz Aguilar*** señala que ha sido de gran ayuda las reuniones que se han sostenido. En la primera sesión se analizó el modelo en general, mientras que en las dos últimas se ha discutido específicamente sobre el pago electrónico y la clasificación, y valor de las unidades de autobuses. Incluso, la Defensoría de los Habitantes, envió una carta solicitando que se amplíe el plazo de las discusiones.

La señora ***Sylvia Saborío Alvarado*** considera importante, dentro de parámetros de razonabilidad, no seguir prolongando el avance del modelo y esas discusiones. En términos generales, eso no es de interés de los consumidores, por lo que la ARESEP tiene que asumir una responsabilidad y solucionar aspectos en el corto plazo.

El señor ***Enrique Muñoz Aguilar*** manifiesta estar de acuerdo con lo expresado por la directora Saborío Alvarado y añade que ha mantenido la posición en todos los frentes. Informa que el 27 de marzo en curso, entregará a esta Junta Directiva la propuesta metodológica revisada.

**ARTÍCULO 5. Solicitud de reasignación de la plaza No. 11531 de Profesional 2 a Profesional 1, ubicada en el Departamento de Comunicación Institucional.**

*A las catorce horas con quince minutos ingresa al salón de sesiones, la señora Mayela Sequeira Castillo, Directora de la Dirección de Recursos Humanos, a exponer el tema objeto de este artículo.*

La Junta Directiva conoce los oficios 79-DRH-2015, del 29 de enero de 2015 y el informe No. 09-DRH-2015 del 28 de enero de 2015 y 117-RG-2015 del 2 de febrero de 2015, mediante los cuales la Dirección de Recursos Humanos rinde criterio en torno a la reasignación de la plaza No. 11531 de Profesional 2 a Profesional 1, ubicada en el Departamento de Comunicación.

La señora ***Mayela Sequeira Castillo*** explica detalladamente el informe técnico 09-DRH-2014 de la Dirección de Recursos Humanos, al tiempo que responde consultas formuladas sobre el particular.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección de Recursos Humanos conforme a los oficios 79-DRH-2015, 117-RG-2015 y el Informe 09-DRH-2014, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

**ACUERDO 03-04-2015**

**1.** Reasignar el puesto código 11531, vacante por el momento, de Profesional 2 a Profesional 1, ubicada en el Departamento de Comunicación.

**2.** Aprobar la creación del cargo de Profesional 1 – Gestor Bachiller en Comunicación.

**3.** Instruir a la Administración para que proceda, en el transcurso de una semana, a actualizar el Manual Descriptivo de Clases y de Cargos, según lo aprobado.

**4.** Díctese la siguiente resolución:

**CONSIDERANDO**

**I.** Que mediante oficio No. 49-DECI-2015 de fecha 06 de enero del 2015, la señora Carolina Mora Rodríguez, coordinadora del Departamento de Comunicación Institucional, solicitó al señor Dennis Meléndez Howell, Regulador General, reasignar el puesto No. 11531 de Profesional 2 a Profesional 1 y presentó las nuevas funciones asignadas.

**II.** Que mediante el oficio No. 22-RG-2015 de fecha 08 de enero del 2015, el señor Dennis Meléndez Howell, Regulador General, remitió a la Dirección de Recursos Humanos, la solicitud de reasignación para el correspondiente análisis, de conformidad con el artículo 52 del Reglamento Autónomo de las relaciones de servicio entre la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, su órgano desconcentrado y sus funcionarios (RAS).

**III.** Que el día 27 de enero del 2015, la Coordinadora del Departamento de Comunicación Institucional, en reunión de trabajo con las Profesionales de la Dirección de Recursos Humanos, Norma Cruz Ruiz y Angélica Arguedas Ceciliano, amplió el detalle de las funciones que el puesto Nº 11531 desempeñaría.

**IV.** Que mediante el informe No. 09-DRH-2015, la Dirección de Recursos Humanos emitió criterio sobre la reasignación del puesto 11531, de Profesional 2 a Profesional 1.

**V.** Que la Dirección de Recursos Humanos adjuntó al informe No. 09-DRH-2015, el cargo de Profesional 1 – Gestor Bachiller en Comunicación.

**VI.** Que en sesión ordinaria 4-2015, celebrada el 5 de febrero de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del informe 09-DRH-2015, acordó entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

**POR TANTO:**

Con fundamento en lo indicado en el artículo 52 del Reglamento Autónomo de las Relaciones de Servicios entre la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, su órgano desconcentrado y sus funcionarios,

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

1. Reasignar el puesto código 11531, vacante por el momento, de Profesional 2 a Profesional 1, ubicada en el Departamento de Comunicación.

2. Aprobar la creación del cargo de Profesional 1 – Gestor Bachiller en Comunicación.

3. Instruir a la Administración que proceda, en el transcurso de una semana, a actualizar el Manual Descriptivo de Clases y de Cargos, según lo aprobado.

**COMUNÍQUESE.**

**ACUERDO FIRME.**

*Se retira del salón de sesiones, la señora Mayela Sequeira Castillo.*

## ARTÍCULO 6. Modificación N°. 1-2015 al presupuesto de la ARESEP.

*A las catorce horas con cuarenta minutos ingresan al salón de sesiones, las señoras Guisella Chaves Sanabria y Conchita Villalobos Segura, funcionarias de la Dirección General de Estrategia y Evaluación, a exponer el tema objeto de este artículo.*

La Junta Directiva conoce los oficios 058-DGEE-2015 y 059-DGEE-2015 ambos del 3 de febrero de 2015, mediante los cuales la Dirección General de Estrategia y Evaluación somete, para su aprobación, la modificación al Plan Operativo Institucional 2015 y la Modificación Presupuestaria 1-2015.

La señora ***Guisella Chaves Sanabria*** se refiere a la modificación 1-2015 e indica que esta afecta el Plan Operativo Institucional. Agrega que, por una parte, se crea un nuevo proyecto en la Intendencia de Transporte, relacionado con los costos de operación, mantenimiento y servicio del transporte.

Seguidamente el señor ***Enrique Muñoz Aguilar*** se refiere a la creación de un nuevo proyecto, e indica que éste tiene que ver con un estudio para actualizar los costos que se reconocen en la metodología de autobuses para el mantenimiento de las unidades. Señala además, que la Junta Directiva, en su momento, analizó el tema de la depreciación sobre el coeficiente del 10% del valor de una unidad nueva anual, para el costo de mantenimiento. En ese sentido, sobre esa base se va a realizar el estudio.

La señora ***Guisella Chaves Sanabria*** continúa su exposición e indica que la Dirección General de Estrategia y Evaluación recibió el acta de inicio de un proyecto en la Intendencia de Transporte, donde se especifican los objetivos y se revisa la congruencia con este campo lo del estudio estratégico 2, que es la definición de metodologías y se revisa el monto requerido para llevar a cabo el proyecto que es de ₡15.0 millones, se está tomando de la partida de Propaganda y Publicidad; la cual se estaría reduciendo y dando recursos a la renovación de este proyecto.

El señor ***Enrique Muñoz Aguilar*** señala que es importante indicar que este es un proyecto que está costeado con los recursos de la Intendencia, pero desarrollado por el Centro de Desarrollo

de la Regulación (CDR), es un servicio que el esa Dirección brindará a la Intendencia. El CDR invierte la contraparte técnica en el ejecutor, da ese servicio hacia la Intendencia, pero la modalidad que se está usando es que esos recursos salen directamente de las Intendencias.

La señora ***Guisella Chaves Sanabria*** añade que se recibió un acta de control de cambios que plantea una modificación al proyecto de la Intendencia de Energía, relacionado con el proyecto de fiscalización de cilindros GLP, en el cual se argumenta que se redujo el número de estaciones a fiscalizar, lo cual genera un remanente de ₡10.0 millones que, posteriormente, se plantea dentro de la modificación presupuestaria.

El señor ***Juan Manuel Quesada Espinoza*** explica que en el año 2014, se inició un proyecto para sensibilizar al usuario sobre el estado de los cilindros; después de la campaña televisiva que se realizó se va a complementar con la impresión de un *brochure*, que funcionarios de la Intendencia entregarán un sábado (tiempo que se donará) en las casas de habitación o en las ferias del agricultor. El año pasado, no se culminó la elaboración del *brochure*, quedó para este año y se ocupan los recursos para financiarlo. El citado proyecto, tiene que ver con la fiscalización de los cilindros.

A partir de que las estaciones que se había previsto que iban a estar abiertas y que se tenían que fiscalizar, son menos de las que se habían visualizado, dado que el Tribunal Ambiental las ha ido cerrando y la ARESEP ha cerrado otras, se generó un ahorro en el proyecto, porque se planteó la modificación para efectos del POI.

La señora ***Sylvia Saborío Alvarado*** señala que el *brochure* debe decir claramente, que la ARESEP protege a los consumidores.

La señora ***Adriana Garrido Quesada*** consulta sobre la distribución del *brochure*; a lo que el señor ***Juan Manuel Quesada*** indica que se ha contado con el apoyo del Grupo Extra. Asimismo, se quiere invitar a la prensa a donde se va a decidir ir a entregarlos y explicar a los usuarios sobre el manejo del cilindro y entregarle el *brochure* que tiene esos consejos de compra e instalación del cilindro en su casa.

La señora ***Adriana Garrido Quesada*** indica que está excelente el contacto directo con los usuarios.

El señor ***Juan Manuel Quesada*** indica que lo que se desea es tener presencia con el usuario de la calle y si se tiene cobertura de prensa, perfecto.

La señora ***Adriana Garrido Quesada*** sugiere que en la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) instale un espacio para recibir quejas, para informar cómo se presentan, a lo que el señor ***Quesada Espinoza*** manifiesta que es muy atinada la propuesta e indica que hasta donde entiende, la DGAU tiene giras programadas, ya que les corresponde llevar el mensaje al usuario.

La directora ***Garrido Quesada*** indica que existen usuarios que desconocen cómo plantear una denuncia, se necesita que la DGAU participe directamente en las giras que plantea la Intendencia de Energía.

Finalmente, la señora ***Guisella Chaves Sanabria*** indica que, en este caso, se verificó que el objetivo inicialmente planteado como parte del presupuesto no se afecte. El tercer proyecto es un cierre planteado por el Despacho del Regulador General, en el que se habían presupuestado ₡5.0 millones para compra de herramienta para manejo de información; sin embargo, esta herramienta fue adquirida por la Dirección General de Estrategia y Evaluación.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Estrategia y Evaluación, conforme a los oficios 058-DGEE-2015 y 059-DGEE-2015, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** somete a votación la modificación al Plan Operativo Institucional (POI) y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

***En cuanto a la modificación al Plan Operativo Institucional 2015.***

**ACUERDO 04-04-2015**

Aprobar la modificación al Plan Operativo Institucional 2015, conforme a lo descrito por la Dirección General de Estrategia y Evaluación en su oficio 058-DGEE-2015 del 3 de febrero del 2015, por medio del cual se solicita:

a. Aprobar la incorporación en el POI del proyecto: "Estudio de costos de operación y mantenimiento de servicio de transporte remunerado de personas por autobús" por parte de la Intendencia de Transporte.

b. Cerrar la actividad "Asesorías y estudios informáticos" código AE1-RG-15, mediante la cual se había previsto la compra de la herramienta Tableu por parte del Despacho del Regulador General.

c. Aprobar los cambios solicitados en el proyecto de fiscalización del proyecto de campaña de comunicación "Seguridad en cilindros portátiles para GLP" de la Intendencia de Energía.

**ACUERDO FIRME.**

***En cuanto a la Modificación Presupuestaria 1-2015.***

La señora ***Guisella Chaves Sanabria*** explica lo tocante a la propuesta de Modificación Interna 1-2015, por un monto de ₡194.878.601.77, cuyo detalle a nivel de partida es el siguiente:

| CUENTA | DESCRIPCION | RESUMEN AUMENTA | RESUMEN DISMINUYE |
|---|---|---|---|
| | TOTALES | ¢ 194.878.601,77 | 194.878.601,77 |
| 0,00,00 | REMUNERACIONES | - | 18.030.000,00 |
| 1,00,00 | SERVICIOS | 184.984.000,00 | 171.384.000,00 |
| 2,00,00 | MATERIALES Y SUMINISTROS | 2.000.000,00 | - |
| 5,00,00 | BIENES DURADEROS | 2.430.000,00 | 4.300.000,00 |
| 6,00,00 | TRANSFERENCIAS CORRIENTES | 5.464.601,77 | 1.164.601,77 |
| 9,00,00 | CUENTAS ESPECIALES | - | - |

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Estrategia y Evaluación, conforme a los oficios 058-DGEE-2015 y 059-DGEE-2015, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

**ACUERDO 05-04-2015**

Aprobar la modificación presupuestaria No. 01-2015 al presupuesto de la ARESEP, por un monto de ₡194.878.601,77 (ciento noventa y cuatro millones ochocientos setenta y ocho mil seiscientos uno con 77/100), tal como se presenta en la información contenida en el documento remitido mediante los oficios 058-DGEE-2015 y 059-DGEE-2015, ambos del 3 de febrero de 2015, de la Dirección General de Estrategia y Evaluación.

**ACUERDO FIRME.**

*Se retiran del salón de sesiones, las señoras Guisella Chaves Sanabria y Conchita Villalobos Segura.*

**ARTÍCULO 7. Estados Financieros de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al 31 de diciembre de 2014.**

*A las quince horas con diez minutos ingresan al salón de sesiones, la señora Magally Porras Porras y el señor Gustavo Alvarado Zúñiga de la Dirección de Finanzas.*

La Junta Directiva conoce los oficios 062-DGO-2015 y 204-DF-2015 ambos del 3 de febrero de 2015, mediante los cuales la Gerencia General y la Dirección de Finanzas someten para aprobación los Estados Financieros de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, correspondientes al 31 de diciembre de 2014.

El señor ***Gustavo Alvarado Zúñiga*** explica los Estados Financieros de la ARESEP, al 31 de diciembre de 2014, al tiempo que responde consultas que se le formulan sobre el particular.
La señora ***Anayansie Herrera Araya*** señala que, en cuanto el tema de los litigios, tanto la Auditoría Interna como la Contraloría General de la República, han venido insistiendo en las provisiones para efecto de los juicios. Agrega que la Auditoría tiene informes desde el año 2010, incluso hay recomendaciones que se depuraron, porque ya hay otro informe del año

2012, donde se reitera el tema, no porque se haya cumplido lo recomendado, sino en un afán de dejar espacio a las más recientes recomendaciones.

Comenta la importancia de contar con un sistema de control de juicios, así como de generar un reporte en el cual se pueda ir trabajando y haciendo una separación, dado que se incluye en el informe de la Dirección de Finanzas un conjunto de casos que tienen estimación y que ya se han terminado, o están en trámite, así como otros que no tienen estimación. Además, las recomendaciones de la Auditoría, se refieren al tema normativo hacia el cual se va, que son las NICSP. Sería importante que la Dirección Financiera trabaje en la depuración de este tema.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección de Finanzas, conforme a los oficios 062-DGO-2015 y 204-DF-2015, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

**ACUERDO 06-04-2015**

Aprobar, de conformidad con la documentación remitida al efecto por la Dirección de Finanzas adjunto a los oficios 062-DGO-2015 y 204-DF-2015 ambos del 3 de febrero de 2015, los Estados Financieros de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, correspondientes al 31 de diciembre de 2014.

**ACUERDO FIRME.**

## ARTÍCULO 8. Estado de Ejecución Presupuestaria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al 31 de diciembre de 2014.

La Junta Directiva conoce los oficios 063-DGO-2015 y 205-DF-2015, ambos del 3 de febrero de 2014, mediante los cuales la Dirección General de Operaciones y la Dirección de Finanzas, remiten para su aprobación, la Ejecución Presupuestaria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al 31 de diciembre de 2014.

La señora ***Magally Porras Porras*** explica lo correspondiente al Estado de Ejecución Presupuestaria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al 31 de diciembre de 2014, al tiempo que responde distintas consultas que le formulan sobre el particular.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección de Finanzas, conforme a los oficios 063-DGO-2015 y 205-DF-2015, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

**ACUERDO 07-04-2015**

Aprobar, de conformidad con la documentación remitida al efecto por la Dirección de Finanzas adjunto a los oficios 063-DGO-2015 y 205-DF-2015, ambos del 3 de febrero de 2015, la Ejecución Presupuestaria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, correspondientes al 31 de diciembre de 2014.

**ACUERDO FIRME.**

*Se retiran las señoras (or) Magally Porras Porras, Guisella Chaves Sanabria, Conchita Villalobos Segura y Gustavo Alvarado Zúñiga.*

**ARTÍCULO 9. Propuesta de metodología para fijar el precio de liquidación de la energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por parte de los micro y minigeneradores, adscritos a la norma técnica POASEN. Expediente OT-230-2014.**

*A las dieciséis horas con diez minutos ingresan al salón de sesiones, las señoras (or): Viviana Lizano Ramírez, Oscar Roig Bustamante, Stephanie Castro Benavides, funcionarios (as) de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria; así como los señores (as) Marlon Yong Chacón, Luis Cubillo Herrera, Samanta Wegmann Quesada y Adriana Salas Leitón, integrantes de la Comisión ad hoc, a exponer el tema objeto de este artículo.*

La Junta Directiva conoce el oficio 037-DGAJR-2015 del 15 de enero de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rinde criterio sobre la propuesta de metodología para fijar el precio de liquidación de la energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por parte de los micro y minigeneradores, adscritos a la norma técnica POASEN.

La señorita ***Viviana Lizano Ramírez*** y ***Oscar Roig Bustamante*** explican los pormenores del dictamen contenido en el oficio 037-DGAJR-2015, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

El señor ***Luis Cubillo Herrera*** explica resumidamente algunas de las oposiciones presentadas en la audiencia pública y cómo fueron respondidas.

La directora ***Garrido Quesada*** consulta, cómo se podría inferir del considerando I-6.5.3, esta metodología tarifaria se formuló para un contexto en el cual las empresas distribuidoras no están obligadas a priori a comprar los excedentes que lleguen a ofrecer los mini o micro generadores.

El señor ***Cubillo Herrera*** confirma el hecho indicando que, a pesar de que el asunto no es un tema a discutir en forma directa en esta metodología, lo cierto es que efectivamente se trabaja sobre la base de que no hay obligación previa de comprar, tema que se resolvería en los contratos.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con el oficio 037-DGAJR-2015, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

**ACUERDO 08-04-2015**

**1.** Aprobar la "*Metodología para fijar el precio de liquidación de la energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por parte de los micro y mini generadores adscritos a la norma POASEN*".

**2.** Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 13 de noviembre del 2014, lo señalado en el Considerando I esta resolución que aquí se acuerda y agradecer su valiosa participación en este proceso.

**3.** Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la publicación de esta metodología en el Diario Oficial La Gaceta.

**4.** Díctese la siguiente resolución:

**RESULTANDO:**

**I.** Que el 21 de diciembre de 2001, el Regulador General, mediante la resolución RRG-2439-2001, dictó la norma técnica denominada *"Calidad en el Servicio de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica AR-NTGT*" publicada en La Gaceta N° 5 del 8 de enero de 2002 (OT-024-2000).

**II.** Que el 18 de setiembre de 2013, el Regulador General, mediante el memorando 721-RG-2013, designó a "*los miembros integrantes de la Comisión Ad Hoc que tendrá a su cargo la revisión, actualización, replanteamiento y/o modificación de la "Norma de Calidad en el Servicio de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica*" (Norma AR-NT-GT).

**III.** Que el 24 de octubre de 2013, la Junta Directiva, mediante el acuerdo 09-75-2013 de la sesión ordinaria 75-2013, ordenó "*Someter al trámite de audiencia pública el proyecto de norma técnica denominada "Planeación, Operación y Acceso al sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)*", contenida en el oficio 1882-IE-2013 (Folios del 1 al 68 del OT-342-2013).

**IV.** Que el 12 de diciembre de 2013, la Junta Directiva, mediante el acuerdo 05-88-2013 de la sesión ordinaria 88-2013, ordenó someter nuevamente al trámite de audiencia pública la propuesta de norma técnica AR-NT-POASEN-2013 (Folios del 1 al 72 del OT-370-2013).

**V.** Que el 31 de marzo de 2014, la Junta Directiva, mediante el acuerdo 01-19-2014 aprobó la norma técnica denominada Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN.

**VI.** Que el 8 de abril de 2014, en La Gaceta Nº 69 se publicó la norma técnica denominada Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN.

**VII.** Que el 19 de setiembre de 2014, el Regulador General, de conformidad con lo que se dispone en el nuevo Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado.–RIOF-, en particular los artículos 9, 16, 17,19 y 21, designó a los miembros integrantes de la Comisión Autónoma Ad Hoc que tendrá a su cargo la propuesta metodológica para fijar el precio de liquidación de la energía entregada al Sistema

Eléctrico Nacional (SEN), por parte de los micro y mini generadores adscritos al programa POASEN. Esta compra venta de energía se entiende que es exclusivamente la que se entregue en calidad de excedentes posteriores al autoconsumo.

**VIII.** Que el 25 de setiembre de 2014, la Junta Directiva, mediante acuerdo 06-56-2014 de la sesión ordinaria 56-2014, acordó "*Someter al trámite de audiencia pública la Propuesta "Metodología para fijar el precio de liquidación de la energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por parte de los micro y mini generadores adscritos a la norma POASEN"(...).*" (Folios 01 al 06 del OT-230-2014).

**IX.** Que el 16 de octubre de 2014, se publicó en La Gaceta N° 199 la convocatoria a la audiencia pública para conocer la propuesta de "*Metodología de fijación de tarifas de liquidación de la energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por parte de los micro y mini generadores adscritos al programa POASEN*" (Folio 10 del OT-230-2014).

**X.** Que el 20 de octubre de 2014, se publicó en los diarios La Nación y la Prensa Libre la convocatoria a la audiencia pública para conocer la propuesta de "*Metodología de fijación de tarifas de liquidación de la energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por parte de los micro y mini generadores adscritos al programa POASEN*" (Folio 12 del OT-230-2014).

**XI.** Que el 13 de noviembre de 2014, 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 Bribrí, Limón, Talamanca en la cual se presentaron y admitieron las siguientes 7 posiciones de: la Asociación Costarricense de Energía Solar (ACESOLAR), el Consejero de Usuario, Jorge Sanarrucia Aragón, la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca R.L.), la Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R.L. (Coopealfaro Ruiz R.L.), del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), la Cooperativa de Electrificación Rural los Santos R.L. (Coopesantos R.L.) y la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L. (Coopeguanacaste R.L.). (Folios del 67 al 82 y del 86 al 156 del OT-230-2014).

**XII.** Que el 16 diciembre de 2014, la Comisión Ad Hoc, remitió a la Secretaría de Junta Directiva el informe final de la "*Propuesta de Metodología de fijación de tarifas de liquidación de la energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por parte de los micro y mini generadores adscritos al programa POASEN*". (No consta en los autos del OT-230-2014).

**XIII.** Que 15 de enero de 2015, la Dirección de Asesoría Jurídica y Regulatoria, mediante el criterio 037-DGAJR-2015 le recomendó a la Junta Directiva: "*1. Solicitar a la Comisión ad hoc, remitir el borrador de acuerdo y la propuesta de resolución que deberá dictarse por parte de la Junta Directiva.2. Someter a conocimiento y valoración de la Junta Directiva la propuesta de "Metodología para fijar el precio*

*de liquidación de la energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por parte de los micro y mini generadores adscritos al programa POASEN" presentada por la Comisión ad hoc mediante el oficio sin número del 16 de diciembre de 2014*". (No consta en los autos del OT-230-2014).

**CONSIDERANDO:**

**I.** Que en cuanto a las oposiciones y coadyuvancias presentadas en la audiencia pública, del informe del 16 de diciembre de 2014 emitido por la Comisión Ad Hoc que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

*"(...)*

6.1 *Asociación Costarricense de Energía Solar (ACESOLAR), representado por Natalia Alvarado Sanabria, folios 104-111 del expediente OT-230-2014.*

| |
|---|
| *6.1.1 Están de acuerdo con la fijación del precio de liquidación de los excedentes de energía entregada al SEN con base en el costo ponderado anual de compras de energía y potencia que realizan las empresas distribuidoras a generadores y el costo promedio ponderado anual de su generación propia.* |
| *6.1.2 En vista de que la metodología establece que en junio de cada año se establecerá la tarifa que regirá en el año siguiente, pregunta. ¿Cuándo se establecerá la tarifa que regirá para los excedentes del 2015?* |

*6.1.1 Con respecto al primer ítem, se toma en cuenta su posición en el sentido de que avala la propuesta de metodología para el cálculo del precio a utilizar para hacer las liquidaciones de la energía que suministren los generadores a pequeña escala, ya sean mini o micro generadores, en carácter de excedentes de energía, esto es una vez cubiertas sus necesidades propias de consumo.*

*6.1.2 Para responder la pregunta sobre cuándo se establecerá la tarifa aplicable para los excedentes de energía que se entreguen durante el año 2015, es necesario primero indicar que es un requisito previo que la metodología quede formalmente publicada. Una vez aprobada y publicada esta metodología, se iniciará el procedimiento correspondiente para la aplicación de la metodología para obtener el precio por aplicar para ese año 2015.*

*6.2 Consejero de Usuario, Jorge Sanarrucia Aragón, folios 41-45 del expediente OT-230-2014.*

| |
|---|
| *6.2.1 Se debe dar seguimiento a la aplicación de la metodología para evaluar que la práctica es consistente con la realidad, en cuanto a que se le reconoce a los usuarios un beneficio económico en relación a la inversión inicial y los precios de mercado.* |
| *6.2.2 Aresep dé seguimiento a los contratos para que clarifique e incorpore nuevas condiciones relativas a los derechos y obligaciones de los usuarios.* |
| *6.2.3 Valorar la posibilidad de excluir el CVC de la metodología.* |

*6.2.4 Se le solicita a la Aresep, articular y liderar esfuerzos con el MINAE para hacer del proceso de emisión de concesiones o posibles títulos habilitantes, un proceso de acceso sencillo y ágil para los usuarios y que sea ampliamente difundido.*

*6.2.1 En la propuesta que se llevó a audiencia es muy claro el sustento de que debido a que en la actualidad los sistemas por desarrollarse para participar en el SEN como micro o mini generadores que entregan sus excedentes de producción de energía, están en su fase embrionaria, no se dispone de información estructurada que sirva de base para calcular un precio que responda a una estructura de costos propia de la actividad; por lo tanto, con fundamento en el concepto de un precio de referencia, se propone realizar las fijaciones del precio de liquidación de la energía entregada por este medio al SEN, con base en: el costo promedio ponderado anual por empresa de las compras de la energía y potencia que realiza cada una de las empresas distribuidoras - a empresas generadoras, y el costo promedio ponderado anual de su generación propia.*

*Así es que con la propuesta conocida en audiencia la Autoridad Reguladora atiende la necesidad de establecer las condiciones mínimas necesarias de la metodología para fijar un precio, que respete el principio del servicio al costo, que permita a los posibles agentes del mercado de generación a pequeña escala disponer en forma clara, precisa y oportuna de los precios para hacer las liquidaciones correspondientes, que permita el despegue de las opciones para el desarrollo de una fuente adicional de generación (auto consumo, micro y mini generadores); además de establecer las bases para fijar un precio que es neutro en su impacto sobre el precio medio total del servicio de distribución de electricidad de cada empresa distribuidora en específico.*

*Conforme las condiciones reales de operación de este mercado y la disponibilidad de información que replique ese comportamiento, de ser necesario ajustes en la metodología, se procederá con el trámite necesario para hacer ver y modificar cualquier aspecto de la metodología, si es del caso, según las propuestas de los diferentes agentes del mercado que legalmente tengan la potestad de hacer las solicitudes de cambio, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 7593.*

*6.2.2 De conformidad con el artículo 130 de la norma técnica de Planeamiento, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional, le corresponde a la ARESEP aprobar los "formatos y prototipos de los contratos de conexión y las observaciones que haga serán de carácter obligatorio". Así mismo, el numeral 133 dispone que la Autoridad Reguladora debe aprobar el procedimiento para la puesta en servicio de un micro o mini generador dentro de un plazo de seis meses contados a partir de la publicación de dicha norma. Aunado a lo anterior, cabe indicar que el artículo 133 establece dentro de las cláusulas contractuales mínimas: "b. Objeto y alcance contractuales incluyendo las obligaciones que se impongan a las partes…j. Cualquier otro aspecto importante que regulen los deberes y derechos de las partes". De los artículos citados se deprende la potestad de aprobación de la ARESEP en cuanto al procedimiento y el contrato de*

*conexión y también las obligaciones de los abonados o usuarios y de la empresa distribuidora.*

*6.2.3 En esta propuesta se indicó muy claramente que el sustento de la misma es con base en el pago de un precio medio total de lo que le cuesta a cada empresa distribuidora por separado la adquisición de un KWH, y dentro de ese concepto está el costo que agrega la necesidad país de generar con combustibles, por lo que basados en este concepto de costo total no es posible eliminar del cálculo el CVC. Es el valor que tiene un KWH, independientemente de la fuente con que se produzca, ya que no se tiene certeza en qué momento va a sustituir energía.*

*6.2.4 En el programa de generadores privados a pequeña escala, para autoconsumo y venta de excedentes, de acuerdo con lo establecido en la norma AR-NT-POASEN y los requisitos establecidos en la Ley Nº 7593, para vender o intercambiar energía eléctrica, es necesario contar con un permiso o concesión emitida por el MINAE. Desde esta perspectiva, la ARESEP ha venido coordinando con el MINAE elementos necesarios para propiciar la simplificación del proceso de autorización.*

*6.3 <u>Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L., folios 93-103 del expediente OT-230-2014.</u>*

| |
|---|
| *6.3.1 La propuesta metodológica se está obviando que la generación distribuida la realizan usuarios del servicio de distribución, lo que hace que se incluyan en el cálculo tarifario parámetros que no corresponden.* |
| *6.3.2 Aresep debe resguardar el principio de que la generación distribuida nunca implique un costo mayor de energía para las distribuidoras a los costos que tienen que comprar al ICE o a otras distribuidoras o generadores.* |
| *6.3.3 Indicar expresamente que los costos por compras de los excedentes de energía que realicen las empresas distribuidoras a los mini y micro generadores serán reconocidos en las tarifas del servicio de distribución de éstas.* |
| *6.3.4 Utilizar el precio medio es erróneo desde la óptica de la regulación económica porque los generadores deben garantizar la sostenibilidad del servicio de largo plazo (depreciación y rendimiento sobre la base tarifaria) y los mini o micro generadores no.* |
| *6.3.5 Con la propuesta de Aresep se obtiene un precio promedio, con lo que no se estaría cumpliendo lo que estable el artículo 159 de la norma POASEN.* |
| *6.3.6 Se establezca que la tarifa para los excedentes de energía de los micro y mini generadores se fije por cada empresa distribuidora, de forma trimestral y con base en el precio alternativo de compra de energía más bajo que tenga cada empresa, menos un porcentaje equivalente a los costos de depreciación y del rendimiento sobre la base tarifaria del sistema de generación de cada empresa distribuidora.* |

*6.3.1 Hay conciencia y así se toma en cuenta en la base de la propuesta de que los agentes que realizan la producción de energía eléctrica son los usuarios del servicio de distribución y que son éstos los que una vez cubiertas sus necesidades*

*de consumo propio de energía eléctrica, entregarán al SEN el excedente de generación que puedan obtener de su nuevo emprendimiento; sin embargo, dadas las condiciones existentes en ese nuevo mercado de energía, se aclara: "Debido a que en la actualidad los sistemas por desarrollarse para participar en el SEN como micro o mini generadores que entregan sus excedentes de producción de energía, están en su fase embrionaria, no se dispone de información estructurada que sirva de base para calcular un precio que responda a una estructura de costos propia de la actividad; por lo tanto, con fundamento en el concepto de un precio de referencia, se propone realizar las fijaciones del precio de liquidación de la energía entregada por este medio al SEN, con base en: el costo promedio ponderado anual de las compras de la energía y potencia que realizan las empresas distribuidoras - a empresas generadoras, y el costo promedio ponderado anual de su generación propia." Los parámetros propuestos en la metodología de cálculo del precio de liquidación están claros y son precisos, corresponden a los necesarios para calcular un precio promedio ponderado de la adquisición de energía de cada una de las empresas distribuidoras.*

*6.3.2 Por definición la metodología propuesta establece que el precio para utilizar como referencia para liquidar la energía entregada por los generadores a pequeña escala es el precio promedio de la compra de cada empresa distribuidora a las generadoras, ponderado con el precio promedio de la generación propia, si ésta existe. Siendo esto así, no existe ninguna opción de que el precio promedio anual que se le pagará a un generador a pequeña escala para autoconsumo sea menor o superior al costo promedio del período de referencia (un año). Al ser la liquidación anual y el precio calculado un promedio anual real, no es posible tener un precio anual superior, ya que se utiliza información real, además, el costo de la generación propia debe ser menor o igual que las compras al ICE.*

*6.3.3 En el cálculo de los precios o tarifas que fija la ARESEP no existe una determinación tácita y absoluta de que determinado gasto o costo que realicen las empresas reguladas será reconocido o desestimado, excepto los que explícitamente la Ley Nº 7593 establece como no reconocibles en el cálculo tarifario. En el caso particular de las compras de energía de las empresas distribuidoras a las generadoras, en el tanto tengan los respectivos elementos de sustento de las cantidades consignadas y los precios sean los previamente fijados por ARESEP, no tendrán ninguna dificultad para ser reconocidos en el cálculo tarifario de los precios para la fase de precios de distribución.*

*6.3.4 Los generadores distribuidos no pueden ni deben asumir el compromiso de garantizar la sostenibilidad de largo plazo de la prestación del servicio eléctrico; además de que aún no inician formalmente sus actividades de producción, cuando así lo hagan será un aporte marginal con respecto al total del SEN, no tendrán capacidad para garantizar energía firme y se les estableció un tope de la energía que pueden entregar en función de su consumo propio; así es que no tiene ningún sentido técnico, económico ni razonable pretender que estos actores puedan garantizar la sostenibilidad del sistema.*

*En esta propuesta se indicó muy claramente que el sustento de la misma es con base en el pago de un precio medio total de lo que le cuesta a cada empresa distribuidora por separado la adquisición de un KWH, y dentro de ese concepto está el costo total que agrega la necesidad país de generar.*

*Cuando el cálculo de un precio regulado se hace con base en las cifras contable financieras de la empresa que realiza la actividad, se hace un detallado reconocimiento y estudio de las cifras propias de la empresa, incluyéndose lo que se considere oportuno y razonable de los gastos reportados, por supuesto lo concerniente a depreciación y rédito para el desarrollo estará presente, con las limitaciones ya conocidas de si se refieren a activos propios de la prestación de ese servicio en particular y si esos activos son útiles y utilizables en la prestación del servicio. Pero en este caso de la generación a pequeña escala, en esta propuesta de metodología para la fijación de los precios de liquidación de la energía excedente entregada al SEN, se utiliza un precio de referencia, que es el precio medio de compra de energía de la empresa distribuidora a la generadora, ponderado con el precio medio de generación propia, si la hay; así las cosas, no hay forma de considerar componentes de un sistema de cálculo de precios con base en costos propios de la empresa que produce con otro sistema que calcula el precio como un precio total de referencia de la industria o de otra empresa o del usuario.*

*6.3.5 El artículo Nº 159 de la norma POASEN textualmente indica: "Para la modalidad contractual "Medición Neta Completa", en la facturación del mes de diciembre la empresa eléctrica deberá compensar económicamente al generador, los posibles excedentes de energía acumulados a la fecha aplicándoles el precio de la energía correspondiente con la estructura tarifaria vigente al momento en que los mismos se produjeron." De tal forma que con la propuesta de un precio promedio y un precio único, un precio con una estructura tarifaria en términos de un solo precio monómico, no se incumple en nada lo establecido en este artículo. No hay ninguna prohibición de establecer un único precio, ni desautorización alguna de utilizar el concepto de precio promedio.*

*6.3.6 Se agradece la propuesta alternativa de una forma de calcular el precio de liquidación de la energía entregada como excedentes por parte de los generadores a pequeña escala para autoconsumo, pero los criterios de fijación en forma trimestral y con base en el precio alternativo de compra de energía más bajo que tenga cada empresa y la eliminación del porcentaje equivalente a los costos de depreciación y del rendimiento sobre la base tarifaria del sistema de generación de cada empresa distribuidora, no son congruentes con las condiciones propias actuales de la generación a pequeña escala, al menos para los primeros años en los que operarán en Costa Rica. La fijación de un precio particular para cada una de las empresas distribuidoras si está plenamente incluido en la propuesta que ARESEP sometió a audiencia.*

*6.4 <u>Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R.L., folios 46-50 del expediente OT-230-2014.</u>*

| |
|---|
| *6.4.1 Indicar expresamente que los costos por compras de los excedentes de energía que realicen las empresas distribuidoras a los mini y micro generadores serán reconocidos en las tarifas del servicio de distribución de éstas.* |
| *6.4.2 Implícitamente se les está reconociendo el costo de depreciación y el del rédito para el desarrollo, lo que significa en la práctica una rentabilidad más alta que la que reciben las distribuidoras.* |
| *6.4.3 No se precisa cuál es la estructura tarifaria definida, en el caso de que sea plana se deben de justificar los subsidios que se crearían.* |

*6.4.1 En el cálculo de los precios o tarifas que fija la ARESEP no existe una determinación tácita y absoluta de que determinado gasto o costo que realicen las empresas reguladas será reconocido o desestimado, excepto los que explícitamente la Ley Nº 7593 establece como no reconocibles en el cálculo tarifario. En el caso particular de las compras de energía de las empresas distribuidoras a las generadoras, en el tanto tengan los respectivos elementos de sustento de las cantidades consignadas y los precios sean los previamente fijados por ARESEP, no tendrán ninguna dificultad para ser reconocidos en el cálculo tarifario de los precios para la fase de precios de distribución.*

*6.4.2 Cuando el cálculo de un precio regulado se hace con base en las cifras contable financieras de la empresa que realiza la actividad, se hace un detallado reconocimiento y estudio de las cifras propias de la empresa, incluyéndose lo que se considere oportuno y razonable de los gastos reportados, por su puesto lo concerniente a depreciación y rédito para el desarrollo estará presente, con las limitaciones ya conocidas de si se refieren a activos propios de la prestación de ese servicio en particular y si esos activos son útiles y utilizables en la prestación del servicio. Pero en este caso de la generación a pequeña escala, en esta propuesta de metodología para la fijación de los precios de liquidación de la energía excedente entregada al SEN, se utiliza un precio de referencia, que es el precio medio de compra de energía de la empresa distribuidora a la generadora, ponderado con el precio medio de generación propia, si la hay; así las cosas, no hay forma de considerar componentes de un sistema de cálculo de precios con base en costos propios de la empresa que produce con otro sistema que calcula el precio como un precio total de referencia de la industria o de otra empresa o del usuario.*

*6.4.3 La estructura tarifaria que se propone es la que se conforma con un precio monómico, un precio medio único para cada una de las empresas distribuidoras. No hay subsidios explícitos creados o incluidos, tan solo es un precio de referencia dado. El precio medio de referencia ya sea calculado como un precio medio de compra de la empresa distribuidora a la generadora y los costos medios de generación propia de la distribuidora, en caso de existir, o sea un precio medio "eficiente" de todos los generadores distribuidos a pequeña escala es un precio de referencia para un generador distribuido en particular. Si existieran costos medios totales del generador a pequeña escala con respecto a esos precios medios ya fijados, deben considerarse como eficiencias o deficiencias de la estructura de costos del generador a pequeña escala con respecto al "precio de mercado" fijado y no como un subsidio creado por la fijación del precio.*

*6.5 Instituto Costarricense de Electricidad, folios 20-27 del expediente OT-230-2014.*

| |
|---|
| *6.5.1 Considerar únicamente los rubros de costo de energía y costo variable de combustibles en el cálculo del precio de liquidación de excedentes y excluir el costo de la potencia.* |
| *6.5.2 Ampliar y clarificar los conceptos de egresos directos e indirectos, con el fin de poder incluir correctamente los rubros que deben considerarse en el cálculo del precio de liquidación.* |
| *6.5.3 Incluir una cláusula de reserva de compra de excedentes que indique que la empresa distribuidora no está en la obligación de comprar energía a los pequeños generadores.* |

*6.5.1 El precio que se calcularía con base en la metodología propuesta es un precio medio total asociado con la energía recibida por cada empresa distribuidora, en términos de un precio monómico que incluye la energía y la potencia, los costos fijos y los variables, los costos de combustibles asociados con la producción de esa energía y potencia recibidos. En buena medida, este precio es congruente con el precio monómico que cobran las empresas distribuidoras a sus clientes que no tienen medición de potencia entregada. Por ejemplo, no es posible decir que los clientes residenciales, que pagan una tarifa monómica, no pagan una proporción por la demanda de potencia que individual o conjuntamente demandan del sistema. De tal forma que de conformidad con lo propuesto, no se procede con la exclusión del costo de potencia en el cálculo del precio necesario para liquidar la entrega de energía excedente que suministrarán los generadores a pequeña escala.*

*Algunas fuentes no pueden garantizar potencia firme; sin embargo, la base fundamental para calcular el precio de la energía entregada por los generadores distribuidos, no se sustenta en las condiciones propias de esa generación, sino en propiciar el inicio de operaciones de esta nueva modalidad de generación y entrega de energía al SEN. Esto se pretende lograr pagando en principio un precio medio total que surge de ponderar el costo total de las compras de energía y potencia, más CVC, que realiza cada empresa distribuidora y el costo medio total de su generación propia, en caso de existir ésta. Ese precio medio total, en su carácter de representar el costo medio total de un KWH recibido por la empresa distribuidora, debe ser un precio monómico y no permite la eliminación de conceptos como la potencia, el CVC, depreciación, rentabilidad, etc.*

*6.5.2 En la actual propuesta, se aclara que se refiere a los costos de generación propia de las empresas distribuidoras, de forma que se indica que se deben incluir los costos directos e indirectos, ello se refiere a que se deben incluir los "costos totales" de su generación propia y no solo los identificados en forma directa, como lo podría ser la división, departamento o unidad de generación. Al tomar en cuenta el costo medio total de generación, hace que este valor sea comparable y se pondere al costo o precio medio total de compra de energía a la o las empresas generadoras y con ello tener cifras comparables y ponderables.*

*6.5.3 La inclusión de esa cláusula de reserva en la compra de excedentes de energía eléctrica, es un tema de los contratos y no de la metodología de fijación de los precios que se aplicarán en su debido momento.*

*6.6 Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos, R.L., folios 67-72 del expediente OT-230-2014.*

| |
|---|
| *6.6.1 La propuesta metodológica está obviando que la generación distribuida la realizan usuarios del servicio de distribución, lo que hace que se incluyan en el cálculo tarifario parámetros que no corresponden.* |
| *6.6.2 Aresep debe resguardar el principio de que la generación distribuida nunca implique un costo mayor de energía para las distribuidoras a los costos que tienen que comprar al ICE o a otras distribuidoras o generadores.* |
| *6.6.3 Indicar expresamente que los costos por compras de los excedentes de energía que realicen las empresas distribuidoras a los mini y micro generadores serán reconocidos en las tarifas del servicio de distribución de éstas.* |
| *6.6.4 Utilizar el precio medio es erróneo desde la óptica de la regulación económica porque los generadores deben garantizar la sostenibilidad del servicio de largo plazo (depreciación y rendimiento sobre la base tarifaria) y los mini o micro generadores no.* |
| *6.6.5 Con la propuesta de Aresep se obtiene un precio promedio, con lo que no se estaría cumpliendo lo que establece el artículo 159 de la norma POASEN.* |
| *6.6.6 Se establezca que la tarifa para los excedentes de energía de los micro y mini generadores se fije por cada empresa distribuidora, de forma trimestral y con base en el precio alternativo de compra de energía más bajo que tenga cada empresa, menos un porcentaje equivalente a los costos de depreciación y del rendimiento sobre la base tarifaria del sistema de generación de cada empresa distribuidora.* |

*6.6.1 Hay conciencia y así se toma en cuenta en la base de la propuesta de que los agentes que realizan la producción de energía eléctrica son los usuarios del servicio de distribución y que son éstos los que una vez cubiertas sus necesidades de consumo propio de energía eléctrica, entregarán al SEN el excedente de generación que puedan obtener de su nuevo emprendimiento; sin embargo, dadas las condiciones existentes en ese nuevo mercado de energía, se aclara: "Debido a que en la actualidad los sistemas por desarrollarse para participar en el SEN como micro o mini generadores que entregan sus excedentes de producción de energía, están en su fase embrionaria, no se dispone de información estructurada que sirva de base para calcular un precio que responda a una estructura de costos propia de la actividad; por lo tanto, con fundamento en el concepto de un precio de referencia, se propone realizar las fijaciones del precio de liquidación de la energía entregada por este medio al SEN, con base en: el costo promedio ponderado anual de las compras de la energía y potencia que realizan las empresas distribuidoras - a empresas generadoras, y el costo promedio ponderado anual de su generación propia." Los parámetros propuestos en la metodología de cálculo del precio de liquidación están claros y son precisos, corresponden a los necesarios para calcular un precio promedio ponderado de la adquisición de energía de cada una de las empresas distribuidoras.*

*6.6.2 Por definición la metodología propuesta establece que el precio para utilizar como referencia para liquidar la energía entregada por los generadores a pequeña escala es el precio promedio de la compra de cada empresa distribuidora a las generadoras, ponderado con el precio promedio de la generación propia, si ésta existe. Siendo esto así, no existe ninguna opción de que el precio promedio anual que se le pagará a un generador a pequeña escala para autoconsumo sea menor o superior al costo promedio del período de referencia (un año). Al ser la liquidación anual y el precio calculado un promedio anual real, no es posible tener un precio anual superior, ya que se utiliza información real, además, el costo de la generación propia debe ser menor o igual que las compras al ICE.*

*6.6.3 En el cálculo de los precios o tarifas que fija la ARESEP no existe una determinación tácita y absoluta de que determinado gasto o costo que realicen las empresas reguladas será reconocido o desestimado, excepto los que explícitamente la Ley Nº 7593 establece como no reconocibles en el cálculo tarifario. En el caso particular de las compras de energía de las empresas distribuidoras a las generadoras, en el tanto tengan los respectivos elementos de sustento de las cantidades consignadas y los precios sean los previamente fijados por ARESEP, no tendrán ninguna dificultad para ser reconocidos en el cálculo tarifario de los precios para la fase de precios de distribución.*

*6.6.4 Los generadores distribuidos no pueden ni deben asumir el compromiso de garantizar la sostenibilidad de largo plazo de la prestación del servicio eléctrico; además de que aún no inician formalmente sus actividades de producción, cuando así lo hagan será un aporte marginal con respecto al total del SEN, no tendrán capacidad para garantizar energía firme y se les estableció un tope de la energía que pueden entregar en función de su consumo propio; así es que no tiene ningún sentido técnico, económico ni razonable pretender que estos actores puedan garantizar la sostenibilidad del sistema.*

*En esta propuesta se indicó muy claramente que el sustento de la misma es con base en el pago de un precio medio total de lo que le cuesta a cada empresa distribuidora por separado la adquisición de un KWH, y dentro de ese concepto está el costo total que agrega la necesidad país de generar.*

*Cuando el cálculo de un precio regulado se hace con base en las cifras contable financieras de la empresa que realiza la actividad, se hace un detallado reconocimiento y estudio de las cifras propias de la empresa, incluyéndose lo que se considere oportuno y razonable de los gastos reportados, por supuesto lo concerniente a depreciación y rédito para el desarrollo estará presente, con las limitaciones ya conocidas de si se refieren a activos propios de la prestación de ese servicio en particular y si esos activos son útiles y utilizables en la prestación del servicio. Pero en este caso de la generación a pequeña escala, en esta propuesta de metodología para la fijación de los precios de liquidación de la energía excedente entregada al SEN, se utiliza un precio de referencia, que es el precio medio de compra de energía de la empresa distribuidora a la generadora, ponderado con el precio medio de generación propia, si la hay; así las cosas, no hay forma de considerar componentes de un sistema de cálculo de precios con*

*base en costos propios de la empresa que produce con otro sistema que calcula el precio como un precio total de referencia de la industria o de otra empresa.*

*6.6.5 El artículo Nº 159 de la norma POASEN textualmente indica: "Para la modalidad contractual "Medición Neta Completa", en la facturación del mes de diciembre la empresa eléctrica deberá compensar económicamente al generador, los posibles excedentes de energía acumulados a la fecha aplicándoles el precio de la energía correspondiente con la estructura tarifaria vigente al momento en que los mismos se produjeron." De tal forma que con la propuesta de un precio promedio y un precio único, un precio con una estructura tarifaria en términos de un solo precio monómico, no se incumple en nada lo establecido en este artículo. No hay ninguna prohibición de establecer un único precio, ni desautorización alguna de utilizar el concepto de precio promedio.*

*6.6.6 Se agradece la propuesta alternativa de una forma de calcular el precio de liquidación de la energía entregada como excedentes por parte de los generadores a pequeña escala, pero los criterios de fijación en forma trimestral y con base en el precio alternativo de compra de energía más bajo que tenga cada empresa y la eliminación del porcentaje equivalente a los costos de depreciación y del rendimiento sobre la base tarifaria del sistema de generación de cada empresa distribuidora, no son congruentes con la filosofía y las condiciones propias de la generación a pequeña escala, al menos para los primeros años en los que operarán en Costa Rica. La fijación de un precio particular para cada una de las empresas distribuidoras si está plenamente incluido en la propuesta que ARESEP sometió a audiencia.*

*6.7 Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L., folios 73-79 del expediente OT-230-2014.*

| |
|---|
| *6.7.1 La propuesta metodológica está obviando que la generación distribuida la realizan usuarios del servicio de distribución, lo que hace que se incluyan en el cálculo tarifario parámetros que no corresponden.* |
| *6.7.2 Aresep debe resguardar el principio de que la generación distribuida nunca implique un costo mayor de energía para las distribuidoras a los costos que tienen que comprar al ICE o a otras distribuidoras o generadores.* |
| *6.7.3 Indicar expresamente que los costos por compras de los excedentes de energía que realicen las empresas distribuidoras a los mini y micro generadores serán reconocidos en las tarifas del servicio de distribución de éstas.* |
| *6.7.4 Utilizar el precio medio es erróneo desde la óptica de la regulación económica porque los generadores deben garantizar la sostenibilidad del servicio de largo plazo (depreciación y rendimiento sobre la base tarifaria) y los mini o micro generadores no.* |
| *6.7.5 Debe indicarse que es el precio ponderado promedio de cada empresa distribuidora.* |
| *6.7.6 Con la propuesta de Aresep se obtiene un precio promedio, con lo que no se estaría cumpliendo lo que establece el artículo 159 de la norma POASEN.* |
| *6.7.7 La generación solar y eólica no aporta potencia mientras que la fórmula de cálculo incorpora este elemento.* |

*6.7.8 Se establezca que la tarifa para los excedentes de energía de los micro y mini generadores se fije por cada empresa distribuidora, de forma trimestral y con base en el precio alternativo de compra de energía más bajo que tenga cada empresa, menos un porcentaje equivalente a los costos de depreciación y del rendimiento sobre la base tarifaria del sistema de generación de cada empresa distribuidora.*

*6.7.1 Hay conciencia y así se toma en cuenta en la base de la propuesta de que los agentes que realizan la producción de energía eléctrica son los usuarios del servicio de distribución y que son éstos los que una vez cubiertas sus necesidades de consumo propio de energía eléctrica, entregarán al SEN el excedente de generación que puedan obtener de su nuevo emprendimiento; sin embargo, dadas las condiciones existentes en ese nuevo mercado de energía, se aclara: "Debido a que en la actualidad los sistemas por desarrollarse para participar en el SEN como micro o mini generadores que entregan sus excedentes de producción de energía, están en su fase embrionaria, no se dispone de información estructurada que sirva de base para calcular un precio que responda a una estructura de costos propia de la actividad; por lo tanto, con fundamento en el concepto de un precio de referencia, se propone realizar las fijaciones del precio de liquidación de la energía entregada por este medio al SEN, con base en: el costo promedio ponderado anual de las compras de la energía y potencia que realizan las empresas distribuidoras - a empresas generadoras, y el costo promedio ponderado anual de su generación propia." Los parámetros propuestos en la metodología de cálculo del precio de liquidación están claros y son precisos, corresponden a los necesarios para calcular un precio promedio ponderado de la adquisición de energía de cada una de las empresas distribuidoras.*

*6.7.2 Por definición la metodología propuesta establece que el precio para utilizar como referencia para liquidar la energía entregada por los generadores a pequeña escala es el precio promedio de la compra de cada empresa distribuidora a las generadoras, ponderado con el precio promedio de la generación propia, si ésta existe. Siendo esto así, no existe ninguna opción de que el precio promedio anual que se le pagará a un generador a pequeña escala para autoconsumo sea menor o superior al costo promedio del período de referencia (un año). Al ser la liquidación anual y el precio calculado un promedio anual real, no es posible tener un precio anual superior, ya que se utiliza información real, además, el costo de la generación propia debe ser menor o igual que las compras al ICE.*

*6.7.3 En el cálculo de los precios o tarifas que fija la ARESEP no existe una determinación tácita y absoluta de que determinado gasto o costo que realicen las empresas reguladas será reconocido o desestimado, excepto los que explícitamente la Ley Nº 7593 establece como no reconocibles en el cálculo tarifario. En el caso particular de las compras de energía de las empresas distribuidoras a las generadoras, en el tanto tengan los respectivos elementos de sustento de las cantidades consignadas y los precios sean los previamente fijados por ARESEP, no tendrán ninguna dificultad para ser reconocidos en el cálculo tarifario de los precios para la fase de precios de distribución.*

*6.7.4 Los generadores distribuidos no pueden ni deben asumir el compromiso de garantizar la sostenibilidad de largo plazo de la prestación del servicio eléctrico; además de que aún no inician formalmente sus actividades de producción, cuando así lo hagan será un aporte marginal con respecto al total del SEN, no tendrán capacidad para garantizar energía firme y se les estableció un tope de la energía que pueden entregar en función de su consumo propio; así es que no tiene ningún sentido técnico, económico ni razonable pretender que estos actores puedan garantizar la sostenibilidad del sistema.*

*En esta propuesta se indicó muy claramente que el sustento de la misma es con base en el pago de un precio medio total de lo que le cuesta a cada empresa distribuidora por separado la adquisición de un KWH, y dentro de ese concepto está el costo total que agrega la necesidad país de generar.*

*Cuando el cálculo de un precio regulado se hace con base en las cifras contable financieras de la empresa que realiza la actividad, se hace un detallado reconocimiento y estudio de las cifras propias de la empresa, incluyéndose lo que se considere oportuno y razonable de los gastos reportados, por supuesto lo concerniente a depreciación y rédito para el desarrollo estará presente, con las limitaciones ya conocidas de si se refieren a activos propios de la prestación de ese servicio en particular y si esos activos son útiles y utilizables en la prestación del servicio. Pero en este caso de la generación a pequeña escala, en esta propuesta de metodología para la fijación de los precios de liquidación de la energía excedente entregada al SEN, se utiliza un precio de referencia, que es el precio medio de compra de energía de la empresa distribuidora a la generadora, ponderado con el precio medio de generación propia, si la hay; así las cosas, no hay forma de considerar componentes de un sistema de cálculo de precios con base en costos propios de la empresa que produce con otro sistema que calcula el precio como un precio total de referencia de la industria o de otra empresa.*

*6.7.5 En la propuesta que se presentó a audiencia efectivamente el sustento es que se calcule un precio medio total de KWH por empresa; sin embargo, para efectos de mayor claridad en las definiciones de las variables de la fórmula que se está proponiendo sea aprobada se hace visible y evidente, de una forma totalmente explícita que el cálculo se realizará es sobre variables de cada una de las diferentes empresas distribuidoras.*

*6.7.6 El artículo Nº 159 de la norma POASEN textualmente indica: "Para la modalidad contractual "Medición Neta Completa", en la facturación del mes de diciembre la empresa eléctrica deberá compensar económicamente al generador, los posibles excedentes de energía acumulados a la fecha aplicándoles el precio de la energía correspondiente con la estructura tarifaria vigente al momento en que los mismos se produjeron." De tal forma que con la propuesta de un precio promedio y un precio único, un precio con una estructura tarifaria en términos de un solo precio monómico, no se incumple en nada lo establecido en este artículo. No hay ninguna prohibición de establecer un único precio, ni desautorización alguna de utilizar el concepto de precio promedio.*

*6.7.7 Evidentemente la energía que se genera por fuentes eólicas o solares no puede garantizar potencia firme; sin embargo, en esta modalidad de generación a pequeña escala podrían entrar otras fuentes a ofrecer energía. Además en esta propuesta, la base fundamental para calcular el precio de la energía entregada por los generadores distribuidos, no se sustenta en las condiciones propias de esa generación, sino en propiciar el inicio de operaciones de esta nueva modalidad de generación y entrega de energía al SEN. Esto se pretende lograr pagando en principio un precio medio total que surge de ponderar el costo total de las compras de energía y potencia, más CVC, que realiza cada empresa distribuidora y el costo medio total de su generación propia, en caso de existir ésta. Ese precio medio total, en su carácter de representar el costo medio total de un KWH recibido por la empresa distribuidora, debe ser un precio monómico y no permite la eliminación de conceptos como la potencia, el CVC, depreciación, rentabilidad, etc.*

*6.7.8 Se agradece la propuesta alternativa de una forma de calcular el precio de liquidación de la energía entregada como excedentes por parte de los generadores a pequeña escala, pero los criterios de fijación en forma trimestral y con base en el precio alternativo de compra de energía más bajo que tenga cada empresa y la eliminación del porcentaje equivalente a los costos de depreciación y del rendimiento sobre la base tarifaria del sistema de generación de cada empresa distribuidora, no son congruentes con la filosofía y las condiciones propias de la generación a pequeña escala, al menos para los primeros años en los que operarán en Costa Rica. La fijación de un precio particular para cada una de las empresas distribuidoras si está plenamente incluido en la propuesta que ARESEP sometió a audiencia.*
*(...)"*

**II.** 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 fijar el precio de liquidación de la energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por parte de los micro y mini generadores adscritos a la norma POASEN*", **2-** Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 13 de noviembre de 2014, lo señalado en el Considerando I de esta resolución y agradecer su valiosa participación en este proceso y **3-** Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de esta metodología en el Diario Oficial La Gaceta.

**III.** Que en sesión 4-2015 del 5 de febrero de 2015 y ratificada el 12 de febrero de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base de la propuesta de la Comisión Ad Hoc del 16 de diciembre de 2014, así como del oficio 037-DGAJR-2015 del 15 de enero de 2015, acordó entre otras cosas:

**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:**

**I.** Aprobar la "*Metodología para fijar el precio de liquidación de la energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por parte de los micro y mini generadores adscritos a la norma POASEN*", presentada según el oficio ni número dictado por la Comisión Ad Hoc el 16 de diciembre de 2014, tal y como se detalla a continuación:

" *(…)*

**3. *Marco legal***

*La aprobación de la presente metodología, encuentra sustento legal en la normativa que se cita a continuación:*

*a. La Ley Nº 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece, en su artículo 5, que "… En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas…" Los servicios públicos citados incluyen, en el inciso a) del mismo artículo, el "Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización."*

*b. 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 su órgano desconcentrado se encuentra facultada para dictar y modificar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos mercados. Dicho reglamento fue publicado en el Alcance 13 a La Gaceta No. 69, del 8 de abril de 2009 y sus reformas.*

*De conformidad con lo anteriormente expuesto, resulta claro que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora es la competente para emitir y modificar las metodologías tarifarias de los servicios públicos regulados, incluyendo la generación de electricidad, para lo cual deberá seguir el procedimiento de audiencia pública. El marco legal citado provee la base que faculta a ARESEP para establecer y o modificar las metodologías regulatorias.*

**4. *Metodología:***

*Tomando en consideración los antecedentes y justificaciones expresadas anteriormente, así como los resultados de la audiencia pública, se propone aprobar lo siguiente:*

*El precio aplicable para cada una de las empresas distribuidoras en la compensación económica de los excedentes de producción que llegaren a entregar*

*los generadores a pequeña escala, en el régimen contractual "Medición neta completa, con liquidación anual", será el siguiente:*

$$\boxed{\textbf{Pn =}} \quad \frac{\sum_{i=DIC\ n-3}^{i=NOV\ n-2} (CCEP_i^n + CGP_i^n)}{\sum_{i=DIC\ n-3}^{i=NOV\ n-2} (kWh_i^{CE} + kWh_i^{GP})}$$

*Donde:*

*Pn = Precio en colones por kWh para cada una de las empresas distribuidoras, que se utilizará para liquidar el excedente anual del año "n".*

$CCEP_i^n =$ *"Costo en colones de compras de energía y potencia" de cada empresa distribuidora a otras empresas generadoras, aplicable para el año "n", año que se liquida, que incluye las cifras de los meses de diciembre del año "n-3", más enero a noviembre del año "n-2". Se incluyen únicamente los rubros de energía y potencia, más el costo variable del combustible.*

$CGP_i^n$ *= Costo en colones, según registro contable de cada una de las empresas distribuidoras y validados por ARESEP, de los costos directos e indirectos por la generación propia (costo total de la generación propia), aplicable para el año "n", año que se liquida, que incluye las cifras de los meses de diciembre del año "n-3", más enero a noviembre del año "n-2". Es un precio de transferencia de generación a distribución, de la misma empresa distribuidora.*

$kWh_i^{CE}$ *= Cantidades físicas de kWh reportados por cada una de las empresas distribuidoras, como compras de energía en las facturas del generador al distribuidor, correspondientes al año "n", año que se liquida, que incluye las cifras de los meses de diciembre del año "n-3", más enero a noviembre del año "n-2".*

$kWh_i^{GP}$ *= Cantidades físicas de kWh reportados por cada una de las empresas distribuidoras, como generación propia por parte del distribuidor, correspondientes al año "n", año que se liquida, que incluye las cifras de los meses de diciembre del año "n-3", más enero a noviembre del año "n-2".*

***5. Otras consideraciones de aplicación.***

*Con el objetivo de que la liquidación que debe hacer la empresa distribuidora en el mes de diciembre del año "n", pueda contar con un precio previamente fijado por la Aresep, y tomando en cuenta los rezagos en la disponibilidad de la información, especialmente los costos propios de generación que requieren de al menos unos dos o tres meses para estar disponibles, a lo cual se debe agregar el*

*plazo de la Aresep para hacer los cálculos, convocar a audiencia, el mes que deben disponer las partes para conocer de la propuesta y presentar sus posiciones en la audiencia y la publicación en La Gaceta de la tarifa fijada, se requiere de los siguientes tiempos para contar con esa tarifa o precio publicado en el diario oficial en fecha previa al inicio del periodo de entrega de la energía.*

| | INICIO | FIN |
|---|---|---|
| PERIODO DE REFERENCIA PARA EL CALCULO TARIFA AÑO "n" | DICIEMBRE (n-3) | NOVIEMBRE (n-2) |
| FECHA MAX DE ENTREGA DE INFORMACIÓN A LA ARESEP | | 28 DE FEBRERO (n-1) |
| CÁLCULOS EN ARESEP Y CONVOCATORIA A AUDIENCIA | | 15 DE MARZO (n-1) |
| AUDIENCIA | | 15 DE ABRIL (n-1) |
| FIJACIÓN DE PRECIO REFERENCIA PARA AÑO n | | 15 DE MAYO (n-1) |
| PUBLICACIÓN EN LA GACETA | | 1 DE JUNIO (n-1) |
| LIQUIDACIÓN DE EXCEDENTES DE ENERGÍA DEL AÑO "n" | | DICIEMBRE (n) |

*Debido a que en la actualidad los sistemas por desarrollarse para participar en el SEN como micro o mini generadores que entregan sus excedentes de producción de energía, están en su fase embrionaria, no se dispone de información estructurada que sirva de base para calcular un precio que responda a una estructura de costos propia de la actividad; por lo tanto, con fundamento en el concepto de un precio de referencia, se propone realizar las fijaciones del precio de liquidación de la energía entregada por este medio al SEN, con base en: el costo promedio ponderado anual de las compras de la energía y potencia que realizan las empresas distribuidoras a empresas generadoras, y el costo promedio ponderado anual de su generación propia.*

*Tanto los precios para la venta de la energía como la potencia de las generadoras a las distribuidoras, así como los costos promedios ponderados de la generación propia son regulados, fijados o calculados por la ARESEP previo a su utilización en este cálculo, por lo que el precio medio ponderado que se determine en este cálculo, responde implícitamente al concepto del principio del servicio al costo y es neutro en cuanto a su efecto directo sobre los precios que las empresas distribuidoras cobrarán a sus usuarios. En el caso de que la empresa distribuidora aún no cuente con la separación de las actividades de generación y distribución, se aclara que de acuerdo con la fórmula de cálculo propuesta, el cálculo del precio ponderado total de esa empresa distribuidora tendrá un costo de generación propia de cero.*

*Considerada la posible inyección de esta energía como de carácter marginal, al valorarse con un precio ponderado promedio de la propia empresa distribuidora que compra, el efecto de la inserción de esa energía sobre la estructura de costos de la empresa distribuidora, no provocaría cambios en el costo medio total.*

*De esta manera, la Autoridad Reguladora atiende la necesidad de fijar un precio, que respete el principio del servicio al costo, que permita a los posibles agentes*

*del mercado de generación a pequeña escala para autoconsumo disponer en forma clara, precisa y oportuna de los precios para hacer las liquidaciones correspondientes, que permita el despegue de las opciones para el desarrollo de una fuente adicional de generación (auto consumo, micro y mini generadores); además de establecer las bases para fijar un precio que es neutro en su impacto sobre el precio medio total del servicio de distribución de electricidad de cada empresa distribuidora en específico.*

*(...)"*

**II.** Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 13 de noviembre del 2014, lo señalado en el Considerando I de la resolución que aquí se acuerda y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.

**III.** Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de esta metodología en el Diario Oficial La Gaceta.

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.**

*Se retiran los señores (as) Luis Cubillo Herrera, Viviana Lizano Ramírez, Oscar Roig Bustamante, Stephanie Castro Benavides, Adriana Salas Leitón y Samanta Wegmann Quesada.*

**ARTÍCULO 10. Propuesta de "Metodología tarifaria ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en planteles de distribución y al consumidor final.**

*Se deja constancia de que, a partir de este momento, el señor Edgar Gutiérrez López se retira del salón de sesiones, dado que se abstiene de conocer este punto, de conformidad con lo establecido en el artículo 49 inciso c) y artículo 56 de la Ley 7593, dada su relación de parentesco con el señor Edgar Gutiérrez Valituti, en su condición de Gerente de Administración y Finanzas de RECOPE.*

*Al ser las dieciséis horas con treinta minutos ingresan los señores (as) Daniel Fernández Sánchez, Juan Carlos Mena Chavarría, Ingrid Araya Badilla, Marco Otoya Chavarría y Karla Montero Víquez, integrantes de la Comisión ad hoc Recope, a exponer el tema objeto de este artículo.*

La Junta Directiva conoce el oficio 002-CAAHRecope-2015, del 3 de febrero de 2015, mediante el cual la Comisión Autónoma Ad-Hoc Recope, rinde criterio sobre la propuesta de "Metodología tarifaria ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en planteles de distribución y al consumidor final".

La señora ***Karla Montero Víquez*** procede a explicar los pormenores de la propuesta metodológica elevada a conocimiento en esta oportunidad. Entre otras cosas, destaca la recomendación de cerrar el expediente OT-102-2011, toda vez que la presente propuesta conlleva cambios sustanciales en relación con el documento llevado a audiencia pública el 10 de noviembre de 2011.

Asimismo, se recomienda a la Junta Directiva someter al proceso de audiencia pública, la propuesta de "Metodología tarifaria ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en planteles de distribución y al consumidor final".

Analizado lo expuesto por la Comisión Autónoma Ad-Hoc Recope, sobre la base del oficio 002-CAAHRecope-2015, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, con los votos a favor de los directores Meléndez Howell, Saborío Alvarado, Sauma Fiatt y Garrido Quesada, y con carácter de firme:

***a) En cuanto al cierre del expediente OT-102-2011***

**ACUERDO 09-04-2015**

1. Cerrar el expediente OT-102-2011, toda vez que la presente propuesta conlleva cambios sustanciales en relación con el documento llevado a audiencia pública el 10 de noviembre de 2011, relacionado con el "Modelo tarifario ordinario y extraordinario para fijar los precios de los combustibles".

2. Agradecer a todos los participantes del proceso de audiencia pública en la cual se discutió la propuesta de modelo contenida en el expediente OT-102-2011 e indicarles que esta Junta Directiva someterá a una nueva audiencia pública la propuesta de "Metodología tarifaria ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en planteles de distribución y al consumidor final".

**ACUERDO FIRME.**

***b) En cuanto al trámite de audiencia pública.***

**ACUERDO 10-04-2015**

**1.** Someter al proceso de audiencia pública la propuesta de "Metodología tarifaria ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en planteles de distribución y al consumidor final", remitida a Junta Directiva mediante el oficio 002-CAAHRecope-2015 del 30 de enero de 2015, cuya versión se copia a continuación:

***Resumen***

El modelo vigente para fijar los precios de forma ordinaria y extraordinaria de los combustibles derivados de los hidrocarburos en planteles de distribución y al consumidor final fue establecido mediante resolución RRG-9233-2008, publicada en La Gaceta 227 del 24 de noviembre de 2008.

En este informe se presenta una propuesta de modificación del citado modelo. La necesidad de realizar esta modificación fue detectada por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), a raíz de la experiencia en su aplicación, discusiones internas sobre mejoras regulatorias a los modelos vigentes y de observaciones recibidas de Recope.

Con la propuesta de modificación de la metodología se pretende lograr los siguientes objetivos: a) promover el cumplimiento, en tiempo y presupuesto, del programa de inversiones de la Refinadora Costarricense de Petróleo (Recope), en el área de importación, almacenamiento y distribución de combustibles derivados del petróleo b) contar con procedimientos de cálculo de tarifas que sean claros y verificables, c) asegurar el equilibrio financiero del prestador del servicio público, d) salvaguardar los intereses del consumidor final mediante el cumplimiento del principio del servicio al costo y e) asegurar la continuidad de la prestación del servicio público.

El alcance de este modelo está delimitado de manera que se aplica en: a) todo el territorio nacional, b) todos los combustibles derivados de hidrocarburos, con o sin mezcla de otros tipos de combustibles, c) todos los planteles de distribución de Recope, d) la determinación del precio de los combustibles al consumidor final, e) las fijaciones de carácter ordinario y extraordinario y f) la venta de combustibles en aeropuertos.

Los principales cambios que se proponen son los siguientes:

a) Se modifica el tratamiento del tipo de cambio en los cálculos para colonizar el precio FOB de referencia internacional del combustible. El valor estimado del tipo de cambio de venta, se obtiene de la media aritmética de datos disponibles en los últimos 15 días naturales al segundo viernes de cada mes. Este cambio se ajusta al mismo criterio que se emplea para actualizar el precio de referencia internacional del combustible.

b) Se modifica el criterio para establecer el margen de operación de Recope. Se propone cambiar la estimación con base en un porcentaje general, a un cálculo de un margen de operación absoluto por tipo de combustible. Este criterio es más transparente y sencillo que el vigente, además que genera un resultado igualmente preciso.

c) Se presentan cambios en la forma de reconocer el costo de capital. En el modelo vigente, este componente se estima como la suma del gasto por depreciación, la amortización del servicio de la deuda, más un capital de trabajo equivalente a un mes de inventarios. En el modelo propuesto, el costo de capital se reconoce mediante el rendimiento sobre la base tarifaria.

d) Se incluye el costo del capital de trabajo como un estimado del inventario de los productos, dentro del cálculo del rendimiento sobre la base tarifaria.

e) En la fórmula de cálculo del precio plantel, se separa el canon de regulación por las funciones que realiza la Aresep de las actividades de suministro de combustibles

derivados de hidrocarburos, para que los precios de los combustibles se ajusten extraordinariamente cuando esta variable cambie. Con ello, se cumple con disposiciones emitidas al efecto por la Contraloría General de la República.

f) Se incorpora formalmente en la metodología el ajuste de precios por cambios en el impuesto único de los combustibles.

g) Se introducen mejoras de cálculo al diferencial de precios de tal forma que es más transparente.

h) Se incorpora el cálculo del seguimiento tarifario que incluye las diferencias entre los costos y otros ingresos estimados y los reales.

i) Se mejora la redacción de la metodología, con el fin de facilitar la comprensión de los cálculos.

### *1. Antecedentes*

La metodología actual para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en planteles de distribución y al consumidor final, fue establecida mediante Resolución del Regulador General RRG-9233-2008, publicada en La Gaceta N.º 227 del 24 de noviembre de 2008.

La Autoridad Reguladora ha identificado la necesidad de realizar modificaciones y ajustes al procedimiento actual. En este sentido, mediante oficio 567-RG-2013, del 13 de julio de 2013, el Regulador General nombró una Comisión Autónoma Ad Hoc para que realice una revisión de la metodología y proponga las modificaciones que considere pertinentes.

Producto de la experiencia en la aplicación de la metodología actual y de observaciones recibidas por la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), surge la necesidad de revisar lo siguiente: el método utilizado para calcular el margen de operación, la forma de reconocer el costo de capital, analizar la inclusión de un diferencial de precios, incluir el rendimiento del capital invertido en proyectos industriales, entre otros.

### *2. Justificación*

Con base en el artículo 36 de la Ley 7593, Ley Reguladora de los Servicios Públicos, en que se faculta a la Junta Directiva a modificar las metodologías tarifas, se somete la siguiente propuesta que introduce los siguientes cambios respecto al modelo vigente:

a) Se modifica el tratamiento del tipo de cambio en los cálculos para colonizar el precio FOB de referencia internacional del combustible. El valor estimado del tipo de cambio de venta, se obtiene de la media aritmética simple de datos disponibles en los últimos 15 días naturales al segundo viernes de cada mes. Este cambio se ajusta al mismo criterio que se emplea para actualizar el precio de referencia internacional del combustible.

b) Establecer un margen de operación absoluto, diferenciado por tipo de combustible. Con el modelo tarifario vigente, el margen de operación de Recope (factor K) es un porcentaje

general; el cual debe ser ajustado para mantener constantes los ingresos tarifarios aprobados a Recope mediante el estudio ordinario de precio. Cualquiera de los dos métodos genera los ingresos requeridos y ninguno favorece o perjudica las finanzas del prestador del servicio. El cambio facilita los cálculos y los hace más fáciles de comprender.

c) Cambiar la forma de reconocer el costo de capital. En el modelo vigente, este componente se estima como la suma del gasto por depreciación más un capital de trabajo equivalente a un mes de inventarios. En el modelo propuesto, el costo de capital se reconoce mediante un rendimiento sobre la base tarifaria.

d) Incluir el rendimiento sobre la base tarifaria que se calcula aplicando una tasa denominada rédito al desarrollo, a la suma de los activos fijos netos revaluados. La tasa de rédito considerada refleja el costo de largo plazo del capital invertido en proyectos industriales.

e) Modificar el tratamiento de los inventarios, de tal forma que se incluye el rendimiento sobre los mismos como parte de la base tarifaria.

f) Separar el canon de regulación por las funciones que realiza la Aresep de las actividades de suministro de combustibles derivados de hidrocarburos, para que los precios de los combustibles se ajusten extraordinariamente cuando esta variable cambie. Con ello, se busca dar cumplimiento a lo establecido por la Contraloría General de la República mediante los oficios 1463 de fecha 12 de febrero del año 2010 y DFOE-ED-0996 de 15 de diciembre de 2010. En este último oficio se indica lo siguiente: *"es el criterio actual de esta Contraloría General, que corresponde a esa Autoridad Reguladora realizar los cálculos pertinentes para ajustar las tarifas de los servicios públicos, ajustándose a lo establecido en el artículo 30 de la Ley Reguladora de los Servicios Públicos N°7593, en cuanto establece que las fijaciones de tarifas de carácter ordinario, al contemplar variaciones de los factores de costo e inversión, deben ser realizadas de oficio por la propia Autoridad Reguladora. Para cumplir con lo antes indicado, esa Autoridad Reguladora deberá documentar, formalizar e implementar las metodologías necesarias, cuya aplicación será objeto de fiscalización por parte de este órgano contralor, a partir del cobro que hará la ARESEP del canon de regulación correspondiente al periodo 2012".*

Lo anterior significa, que a partir del año indicado, una vez aprobado el canon de regulación por parte de la Contraloría, de oficio se deben ajustar los precios y tarifas de los servicios públicos de carácter ordinario.

Los bienes o servicios de distribución de combustibles que regula la Aresep se encuentran dentro de una misma cadena de valor. Por ello, el canon necesario para regular las actividades de suministro de combustibles derivados de hidrocarburos puede retenerse en el precio en plantel de abasto. Así, se facilita el cobro y la estimación de los cánones, y se reduce la morosidad. Por otra parte, se puede establecer que el traslado del canon a los precios de los combustibles se realice por la vía extraordinaria, una vez aprobado dicho canon por la Contraloría General de la República y distribuido y publicado por la Autoridad Reguladora, lo que representaría una economía procesal significativa con

respecto al procedimiento actual que requiere de la celebración de una audiencia pública en caso de que la modificación de los precios del combustible se hiciera por la vía ordinaria.

g) Incorporar formalmente en la metodología el ajuste de precios por cambios en el impuesto único de los combustibles. Se formaliza este procedimiento en lo que respecta a la determinación del precio de los combustibles, según lo establece la Ley 8114 de Simplificación y Eficiencia Tributaria del 4 de julio del 2001.

h) Introducir el desarrollo de la variable de diferencial de precios con el objetivo de hacer el cálculo más transparente.

i) Incluir el cálculo del seguimiento tarifario que incluye las diferencias entre los costos y otros ingresos estimados y reales para el año anterior al estimado, esto por cuanto las fijaciones ordinarias se realizan con estimaciones de esos rubros para un periodo siguiente, las cuales siempre presentan desviaciones de la realidad al concluir dicho periodo.

j) Mejorar la redacción de la metodología, con el fin de facilitar la comprensión de los cálculos.

La propuesta que se presenta mantiene el concepto de paridad de importaciones de los combustibles, esto es, los precios "Free on board" (FOB) de los combustibles, los cuales incluyen el proceso de refinación. Eso significa que los precios de los combustibles terminados se van a determinar con base en las condiciones vigentes de los mercados internacionales de estos, lo que les introduce cierta medida de eficiencia al incorporar condiciones de competencia en su determinación. Dichos precios se revisarán periódicamente contra los precios pagados por Recope, de tal forma que cualquier eficiencia en la compra se traslade a los usuarios de esos combustibles.

### *3. Marco legal aplicable*

El establecimiento del modelo de fijación de tarifas propuesto en este documento tiene sustento legal en la normativa vigente aplicable a la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos que se citan a continuación.

La Ley 7593 transformó al Servicio Nacional de Electricidad 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.

De esa forma, la Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de los servicios regulados, de conformidad con las metodologías que ella misma determine, asimismo, 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 7593.

Dentro de los servicios públicos que regula la Aresep, se encuentra el de suministro de combustibles derivados de hidrocarburos (Artículo 5, inciso d), de la Ley 7593).

Para fijar tarifas y establecer las metodologías, la Aresep tiene competencias exclusivas y excluyentes como lo señaló la Procuraduría General de la República en el dictamen C-329-2002 y la sentencia 005-2008, del 15 de abril de 2008, del Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Sexta.

En ese mismo sentido, también se tiene lo dispuesto por 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 ibídem 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 no es del original).*

En el ejercicio de esas competencias, se debe considerar lo dispuesto en la Ley 7593, específicamente los artículos 1, 3, 31 y 45 y en el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública.

- **La Ley Nº 7593, 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 lo 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: … d) Suministro de combustibles derivados de hidrocarburos […]*

  *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 25. La Autoridad Reguladora emitirá los reglamentos que especifiquen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deberán suministrarse los servicios públicos, conforme a los estándares específicos existentes en el país o en el extranjero para cada caso […]*

  *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 […].*

*c) La protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales. (Así reformado, todo el artículo, por el artículo 41, inciso g) de la Ley 8660 de 8/8/2008, publicada en el Alcance 31, a La Gaceta 156 del 13/8/2008)". […]*

*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. […]*

- **La 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. […]*

- **La Resolución de Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos No. 009, publicada en el diario oficial La Gaceta N.109, del lunes 07 de junio del 2010, en la cual se establece:**

  *[…] En el documento Política y Metodologías Tarifarias del Sector Energía de la ARESEP se cita: "…el principio de "tarifas al costo", no específica que este costo debe ser de naturaleza financiero-contable o similar, e incluso en el artículo #31 se indica que deben tomarse en cuenta aspectos de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de la energía y eficiencia económica; por lo que en la práctica se han utilizado diversas alternativas tarifarias, todas las cuales podrían definirse como basadas en el costo (Ej. contable -financiero, marginal-económico, etc.)". […]*

- **El V Plan Nacional de Energía 2008-2021, o en el Plan que se encuentre vigente a la fecha, que contiene lineamientos relacionados con el desarrollo de infraestructura necesaria para asegurar una oferta adecuada de combustibles derivados de hidrocarburos, tanto en cantidad como en calidad.**

  En ese sentido, se menciona la creación de mejores condiciones de infraestructura portuaria petrolera tanto en el Caribe como en el Pacífico, el mejoramiento de la eficiencia, cobertura y capacidad de la red de poliductos y planteles con alternativas de un trasiego de mayor volumen y colocando los combustibles más cerca de los centros de consumo y la ampliación de la capacidad de almacenamiento y distribución de combustibles.

- **El Plan Nacional de Desarrollo 2015 -2018 "Alberto Cañas Escalante".**

  En donde se considera conveniente que RECOPE continúe participando en la investigación, evaluación y desarrollo de proyectos relacionados con las energías alternativas como son el alcohol, el biodiesel, la biomasa, el biogás, el hidrogeno, el gas natural, entre otras, como forma de producción de energías sostenibles, alternativas y amigables con el ambiente.

- **El Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus órganos desconcentrados, en su artículo 6 inciso 2), sub inciso c) establece:**

  La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos se encuentra facultada para dictar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos mercados. Dicho reglamento fue publicado en el Alcance 13 a La Gaceta No. 69, del 8 de abril de 2009.

- **El procedimiento para tal efecto, es el de la audiencia pública, establecido en el artículo 36 de la Ley 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) La formulación o revisión de los modelos de fijación de precios y tarifas, de conformidad con el artículo 31 de la presente Ley. […]*

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 los servicios de suministro de combustibles derivados de hidrocarburos, para lo cual deberá seguir el procedimiento de audiencia pública en el que se 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 y en los planes sectoriales relativas al sector de hidrocarburos.

De acuerdo con el marco legal antes descrito, se encuentra sustento para establecer una metodología para fijar el precio en plantel de distribución, por vía ordinaria y extraordinaria, de todos los combustibles derivados de hidrocarburos que comercializa Recope.

## *4. Objetivo y alcance*

### *4.1. Objetivo*

El objetivo del modelo es el siguiente:

Modificar el procedimiento de fijación tarifaria de los combustibles derivados de los hidrocarburos en planteles de distribución y al consumidor final, de tal forma que se salvaguarden los intereses del consumidor final mediante el cumplimiento del principio del servicio al costo, se cuenten con procedimientos de cálculo de tarifas que sean claros y verificables, se promueva el cumplimiento, en tiempo y presupuesto, del programa de inversiones de Recope, en el área de importación, almacenamiento y distribución de combustibles derivados del petróleo y aquellos que sean definidos como prioridad nacional de conformidad con el Plan Nacional de Desarrollo y Plan Nacional de Energía vigente y se asegure el equilibrio financiero del prestador del servicio público regulado.

### *4.2. Alcance*

El alcance del resultado obtenido por la aplicación de este modelo será extensivo a:

a. Todo el territorio nacional.

b. Todos los combustibles derivados de hidrocarburos, con o sin mezcla de otros tipos de combustibles.

c. Todos los planteles de distribución de Recope.

d. La determinación del precio de los combustibles al consumidor final.

e. Las fijaciones de carácter ordinario como extraordinario.

f. La venta de combustibles en puertos y aeropuertos.

Fijación del precio en plantel de distribución por vía ordinaria

### *4.3. Fórmula general del precio por litro*

A continuación se explica el procedimiento para fijar el precio en plantel de distribución, de todos los combustibles derivados de hidrocarburos que comercializa Recope, con excepción de los que se venden en puertos y aeropuertos, los cuales se calcularán con el procedimiento incluido en el apartado 5.12 de esta metodología.

Se debe indicar que la fórmula general aquí descrita se utilizará tanto para la fijación por vía ordinaria como para la fijación extraordinaria, toda vez que en ambas se calcula el precio de venta en plantel de distribución al mayoreo de los combustibles. La diferencia entre ambas fijaciones (ordinaria y extraordinaria) es la periodicidad con la que se calculan algunas de las variables. En la sección 6 se especifican las variables de esta fórmula que se actualizan de forma extraordinaria y su respectiva periodicidad.

Para fijar el precio por litro en plantel de distribución ($PPC_i$) se debe aplicar la ecuación 1. La temporalidad y el detalle de cálculo de cada una de las variables se definen en las siguientes secciones.

$$\boldsymbol{PPC_i = \left(PR_{ij} * TCR_j\right) + (K_{i,a} - OI_{i,a} - OIP_{i,a}) + Da_{i,j} + AZ_{i,a} + AOI_{i,a} + Ca_{i,a} + T_i - SE_{i,h} - SC_{i,j} + PS_{i,j} + RSBT_{i,a}} \quad \textit{(Ecuación 1)}$$

Donde:

$PPC_i$ = Precio de venta en plantel de distribución, por litro, al mayoreo del combustible i.

$PR_{ij}$ = Precio FOB promedio internacional de referencia por litro del combustible i del ajuste extraordinario j (ver detalle de cálculo en la sección 5.2).

TCRj = Tipo de cambio (colones / dólares USA) del ajuste extraordinario j (ver detalle de cálculo en la sección 5.3).

$K_{i,a}$ = Margen de operación de Recope por litro del combustible i en el año a (ver detalle de cálculo en la sección 5.4).

$OI_{i,a}$ = Otros ingresos diferentes a la venta de combustibles en plantel de distribución, para el combustible i en el año a. Se utilizan los valores reales de las cuentas de otros ingresos para los cuales Recope no cuente con los gastos asociados a su generación y no puedan separarse las actividades contablemente (ver detalle de cálculo en la sección 5.5).

$OIP_{i,a}$ = Otros ingresos prorrateados. Se refiere a otros ingresos diferentes a la venta de combustibles en plantel de distribución, que no pueden ser asociados a un combustible en particular en el año a. Se utilizan los valores reales de las cuentas de otros ingresos para los cuales Recope no cuente con los gastos asociados a su generación y no puedan separarse las actividades contablemente (ver detalle de cálculo en la sección 5.5).

$Da_{i,j}$ = Ajuste en el precio de venta causado por el diferencial de precio del combustible i en el ajuste extraordinario j (ver detalle de cálculo en la sección 5.6).

$AZ_{i,a}$ = Ajuste por concepto de gastos de operación por litro para el combustible i, en el año a (ver detalle de cálculo en la sección 5.8.1).

$AOI_{i,a}$= Ajuste por concepto de otros ingresos por litro para el combustible i, en el año a (ver detalle de cálculo en la sección 5.8.2).

$Ca_{i,a}$ = Canon de regulación de la actividad de suministro del combustible i, en el año a (ver detalle de cálculo en la sección 5.9).

$T_i$ = Impuesto único por tipo de combustible i (ver detalle de cálculo en la sección 5.11).

$SE_{i,h}$ = Subsidio específico por tipo de combustible i otorgado por el Estado mediante transferencia directa a Recope durante el periodo h (ver detalle de cálculo en la sección 5.7.1).

$SC_{i,j}$ = Subsidio cruzado por tipo de combustible i, para el ajuste extraordinario j (ver detalle de cálculo en la sección 5.7.2).

$PS_{i,j}$ = Asignación del subsidio del combustible i, para el ajuste extraordinario j. Para los combustibles i no subsidiados (ver detalle de cálculo en la sección 5.7.3).

$RSBT_{i,a}$ = Rendimiento sobre base tarifaria para el combustible i, en el año a (ver sección 5.10).

i = Tipo de combustible.

j = 1, 2, 3,…, J, Número de ajustes extraordinarios de precios, realizados a partir de la entrada en vigencia de la tarifa establecida mediante procedimiento ordinario vigente.

a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

h = Periodo durante el cual se aplicará el subsidio $S_i$, según lo establecido por el ente competente.

### *4.4. Precio FOB de referencia internacional del combustible i (PRi)*

#### *4.4.1. Combustibles derivados de hidrocarburos y biocombustibles:*

El precio FOB de referencia internacional del combustible i utilizado en las fijaciones ordinarias será el PRi vigente a la fecha de la resolución tarifaria ordinaria derivado de una fijación extraordinaria. El PRi se calcula como el promedio simple de las observaciones para

las cuales existen datos de los precios internacionales disponibles en el periodo de los 15 días naturales anteriores al segundo viernes de cada mes, reportados por las fuentes de referencia. El valor de la observación diaria es el promedio simple de las cotizaciones alta y baja reportadas en la fuente de información, según el siguiente orden de preferencia:

i. "Platt´s Oilgram Price Report" de la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América (USA), publicado por McGraw Hill Financial.
ii. Cualquier otra fuente siempre y cuando esté formalmente reconocida por Aresep. Dicha fuente deberá estar basada en un software o plataforma virtual que contenga información del precio del petróleo crudo y de sus derivados, además la información disponible debe estar fundamentada en información pública de las distintas bolsas de valores o commodities a nivel mundial.
   Los precios de referencia de los combustibles de otra fuente deberán estar homologados a los productos de venta nacional para lo cual se utilizará el detalle de los productos incluidos en la tabla 1 o su actualización según fijaciones tarifarias ordinarias.
iii. En el caso del Av-gas se utilizarán los precios realmente pagados por Recope en el último embarque comprado de ese producto.
iv. De contarse solamente con un precio CIF de referencia, la Aresep deberá ajustarlo con la información más oportuna para aproximar el dato a un precio FOB.

Los precios se expresarán en dólares de los Estados Unidos (US$) por barril y se convertirá a colones por litro, utilizando un factor de conversión de 158,987 litros por barril y el tipo de cambio de venta para el sector público no bancario (CRC/USD), publicado por el Banco Central de Costa Rica, según la sección 5.3.

Si el precio de referencia de la fuente primaria ha sido influenciado por factores atípicos (que presenta características distintas a las consideradas normales en un determinado aspecto o campo de la realidad), como huracanes u otros fenómenos no previsibles y, simultáneamente, no se hayan realizado importaciones de productos cuyo precio haya sido afectado por tales factores, o cuando las importaciones de productos se reciban por la costa del Pacífico, se utilizarán como fuente secundaria los precios de referencia internacionales en US Atlantic Coast, Chicago, US West Coast. Dichos efectos en el precio deberá ser acreditado por RECOPE en cada caso particular.

Los precios de referencia a utilizar deberán corresponder a productos con las siguientes características o en su efecto con sus homologaciones:

***Tabla 1***

| ***PRODUCTO*** | ***Referencia*** | ***Código de producto (Platt's)*** |
|---|---|---|
| *Gasolina súper* | *Unleaded midgrade 89 octanos (R+M)/2.* | *PGAAY00* |
| *Gasolina plus 91* | *Regular unleaded 87 octanos (R+M)/2* | *PGACT00* |
| *Diésel 50 ppm de azufre* | *Cetane of min 40, Sulfur of max 10 ppm, Gravity of min 30 API, Flash point of 130° F ajustado.* | *AATGY00* |

| | | |
|---|---|---|
| *Diésel 15 ppm de azufre* | *Ultra Low Sulfur Diesel USGC pipeline, Cetane of min 40, Sulfur of max 10 ppm, Gravity of min 30 API, Flash point of 130° F* | *AATGY00* |
| *Diésel térmico* | *Gasoil N°2, 0,2% de azufre ajustado.* | *POAED00* |
| *Keroseno* | *Jet/Kero 54, 0,3% de azufre.* | *PJABO00* |
| *Búnker* | *Residual fuel N°6, 3% de azufre* | *PUAFZ00* |
| *Búnker bajo azufre* | *60% Residual fuel N°6, 3% de azufre + 40% diésel ULSD* | *PUAFZ00/ AATGY00* |
| *IFO-380* | *New Orleans i.e., viscosidad 380CST, 3,0 – 4,0 S (azufre), con factor de conversión reportado por Platt´s de 6,40 barriles por tonelada. Dato proporcionado por Recope.* | *No aplica* |
| *Asfaltos* | *Selling Prices Asphalt Cement Text/Louisiana Gulf. Dato proporcionado por Recope.* | *No aplica* |
| *Diésel Pesado* | *Se utiliza una mezcla de 55,23% precio diésel más 44,77% precio búnker.* | *POAED00/PUAFZ00* |
| *Emulsión asfáltica* | *Se utiliza el 65% de la mezcla del 86% del precio del asfalto más el 14% del precio del búnker. Los porcentajes de mezcla son suministrados por la Dirección de Distribución de Recope y están sujetos a revisión por Aresep. La fórmula anterior está sujeta a actualización conforme a los costos de los insumos utilizados en la preparación del producto.* | *No aplica* |
| *LPG 70-30* | *Normal Propane Monte Belvieu, non-tet y Normal Butane Mont Belvieu, non-tet; mezcla en 70% de propano y 30% de butano máximo.* | *PMAAY00/PMAAI00* |
| *LPG rico en propano* | *Normal Propane Monte Belvieu, non-tet* | *PMAAY00* |
| *Av - gas* | *Dato proporcionado por Recope sobre los precios reales pagados.* | *No aplica* |
| *Jet A-1* | *Jet/Kero 54, 0,3% de azufre.* | *PJABO00* |
| *Nafta pesada* | *Heavy Naphtha USGC cargo* | *AAKWL00* |
| *Nafta liviana* | *Naphtha USGC cargo* | *PAAAC00* |
| *Etanol* | *Houston Costa del Golfo. Desnaturalizado, grado de refinación etanol, 115 octanos (R+M)/2, RVP de 18 psi.* | *AATGJ00* |
| | *Costa Oeste (USWC, California), desnaturalizado, grado de refinación etanol, 115 octanos (R+M)/2, RVP de 18 psi.* | *AAMNK00*<br>*AAMNN00* |

| | | |
|---|---|---|
| *Biodiesel* | *Houston o Chicago 99,9% biodiesel. Especificación ASTM B100, 47 cetanos, contenido máximo de azufre 15 ppm.* | *AAURS00*<br>*AAURR00* |
| *Regular RBOB gasolina:* | *Costa del Golfo o Costa del Atlántico. Octanos mín. de 83,7 (R+M)/2, etanol máx. 10%.* | *AAMFB00 (USGC)*<br>*AAVKS00 (Atlantic)* |
| *Regular RBOB gasolina:* | *Costa del Golfo o Costa del Atlántico. Octanos mín. de 91,4 (R+M)/2, etanol máx. 10%.* | *AAMNG00 (USGC)*<br>*AAVKT00 (Atlantic)* |

***4.4.2.Mezclas de combustibles:***

Para las mezclas de combustibles, el precio de referencia se determinará con base en los volúmenes de cada uno de esos componentes en la mezcla total. Para tales efectos se utilizará la fórmula siguiente:

i. Mezclas de dos combustibles:

$$PR_{i,j} = X\% * PR_{i1j} + (1-X\%) * PR_{i2j} \qquad \text{(Ecuación 2a)}$$

Donde:

$PR_{i,j}$ = Precio FOB a utilizar en caso de una mezcla del combustible i, para el ajuste extraordinario j.

X% = Porcentaje de participación del combustible "1" en la mezcla de los productos que vende Recope.

$PR_{i1j}$ = Precio FOB de referencia internacional del combustible "i1" para el ajuste extraordinario j. En caso de que "1" sea un biocombustible: si es importado se utiliza el precio de la misma fuente de información detallada en el punto anterior, o si es producido a nivel nacional el menor resultante entre el precio FOB de referencia anteriormente citado o el precio del productor nacional del biocombustible entregado en el lugar donde se realizará la mezcla.

$PR_{i2j}$ = Precio de referencia internacional del combustible "i2" utilizado en la mezcla ya definido en el punto anterior, para el ajuste extraordinario j.

1 = Combustible derivado de hidrocarburo o biocombustible, de conformidad con las tablas de la sección 5.2.1.

2 = Combustible derivado de hidrocarburo diferente de "i1", de conformidad con las tablas de la sección 5.2.1.

j = 1, 2, 3,…, J, Número de ajustes extraordinarios de precios, realizados a partir de la entrada en vigencia de la tarifa establecida mediante procedimiento ordinario vigente.

ii. Mezclas de más de dos combustibles:

$$PR_{i,j} = \sum_{h=1}^{H} \gamma_h * PR_{h,j} \quad \textit{(Ecuación 2b)}$$

Donde:

$PR_{i,j}$ = Precio FOB a utilizar en caso de una mezcla del combustible i, para el ajuste extraordinario j.

$\gamma_h$ = Proporción de cada combustible h que se utiliza en la mezcla, y en donde $0 < \gamma_h \leq 1$ y la

$$\sum_{h=1}^{H} \gamma_h = 1$$

$PR_{h,j}$ = Precio FOB de referencia internacional del combustible "h" para el ajuste extraordinario j.

i = Tipo de combustible.

h = Combustibles derivados de hidrocarburos o biocombustibles, de conformidad con las tablas de la sección 5.2.1., los cuales componen la mezcla del combustible i.

H = índice que denota número de combustibles derivados de hidrocarburos o biocombustibles

#### *4.4.3.Aspectos generales a considerar*

La fuente de información de los precios de referencia, sus códigos, los porcentajes de las mezclas, así como la inclusión de nuevos combustibles derivados de hidrocarburos podrán modificarse o agregarse únicamente a través de un ajuste ordinario de precios. El estudio ordinario en este sentido debe incluir:

i. En el caso de combustibles nuevos y porcentajes de la mezcla, la justificación debe incluir como mínimo: las características y especificaciones técnicas que originen el cambio, su sustento jurídico y técnico y las fuentes de información para su análisis e incorporación.
ii. En el caso de los otros cambios indicados, la justificación debe incluir como mínimo las razones del cambio y demostrar que las fuentes de información o los códigos propuestos corresponden técnicamente a los productos expendidos en territorio nacional.

En el caso de que el código para algún producto dejara de existir, en el momento de las fijaciones extraordinarias, se mantendrá el último precio de referencia FOB que se obtuvo de la fuente de información indicada hasta tanto el nuevo código se justifique y actualice en una fijación ordinaria de tarifas.

### *4.5. Tipo de cambio (TCR)*

El TCR utilizado, para colonizar el precio FOB de referencia internacional del combustible, en las fijaciones ordinarias será el tipo de cambio de venta para el sector público no bancario (CRC/USD), publicado por el Banco Central de Costa Rica, utilizado para calcular el PPCi vigente a la fecha de la resolución tarifaria ordinaria derivado de una fijación extraordinaria, y

se calcula como la media aritmética diaria de las observaciones para los últimos 15 días naturales anteriores al segundo viernes de cada mes. La cantidad y fecha de las observaciones deberá corresponder con las observaciones utilizadas en el cálculo de la variable $PR_{i,j}$.

### *4.6. Margen de operación ($K_{i,a}$)*

Mediante el margen de operación (K) se reconocen los costos y gastos necesarios para disponer los combustibles en planteles de distribución y para garantizar el suministro oportuno a largo plazo. No forman parte de este margen los costos relacionados con la actividad de refinación, debido a que éstos son considerados en el precio FOB internacional de referencia del combustible. Si la gerencia de refinación realiza actividades que sean de apoyo a la distribución, almacenamiento y trasiego de combustibles terminados, deberán reclasificarse dichos costos a estas gerencias con la debida justificación. La forma de cálculo de los costos que se incluyen en esta variable se realizará de conformidad con lo indicado en la sección 5.4.1.

Este margen de operación se debe calcular por tipo de combustible. Cuando los rubros de costo no puedan asociarse directamente con el tipo de combustible, el monto del costo que se debe asignar a cada producto se determinará por el parámetro de distribución de costos (Cost drivers) que mejor se ajuste al costo a distribuir. En caso de no contar con ese conductor se considerará su participación en las ventas totales físicas del último año calendario.

Este margen absoluto generará los ingresos para cubrir el costo de operación necesario para el suministro oportuno del combustible y será establecido al menos una vez al año de manera ordinaria siguiendo el procedimiento establecido en la Ley 7593, sus reformas y su reglamento.

A continuación se describe el procedimiento de estimación del margen de operación para cada tipo de combustible, el cual se basa en el análisis de los costos históricos, la temporalidad de esos costos históricos se indica en el detalle siguiente. Con ese propósito, la fórmula a emplear es la siguiente:

$$K_{i,a} = C_{i,a} \ / \ Q_{i,a} \qquad \textit{(Ecuación 3)}$$

Dónde:

$K_{i,a}$ = Margen de operación por litro de combustible vendido y por tipo de combustible i, en el año a.

$C_{i,a}$ = Costos totales operativos tarifarios anuales por tipo de combustible i, en el año a.

$Q_{i,a}$ = Total de litros anuales vendidos estimados de cada tipo de combustible i, en el año a.

Si para algún "i" $Q_{ia} = 0$, entonces $K_{ia} = 0$

i = Tipo de combustible.

a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

Los costos operativos tarifarios anuales por tipo de combustibles ($C_{i,a}$) incluyen los siguientes:

i. Margen de comercialización del proveedor (margen trader): beneficio que obtiene el proveedor internacional de los combustibles por realizar la labor de compra-venta. Este margen deberá encontrarse debidamente separado y contabilizado por producto. Recope deberá aportar los documentos probatorios necesarios, que indiquen los montos estimados y ejecutados en el año previo al estudio tarifario.
ii. Flete de transporte internacional: costo de transportar por barco los combustibles desde el puerto de origen hasta el puerto de destino en Costa Rica. Cuando por razones de fuerza mayor el puerto de destino no sea Costa Rica, deberá sumarse los gastos de transporte desde el puerto de destino hasta el punto de abasto de Recope.
iii. Seguro de transporte internacional: costo del seguro por la posible pérdida o daño que pueda sufrir el producto durante el transporte de los combustibles desde el país de origen hasta el puerto de destino. Cuando por razones de fuerza mayor el puerto de destino no sea Costa Rica, deberá sumarse los gastos de seguro desde el puerto de destino hasta el punto de abasto de Recope.
iv. Pérdidas en tránsito: costo por las diferencias volumétricas que se presentan entre el volumen cargado en puerto de origen y volumen descargado en puerto de destino, lo cual debe estar certificado (legalmente válido) como parte de la justificación que incluya la empresa.
v. Costos portuarios de recepción: costo de las actividades de descarga de los combustibles en puerto de destino.
vi. Costos de almacenamiento, trasiego y distribución: costos asociados a las labores operativas de la empresa, estos rubros se obtienen de acuerdo al modelo de costos de distribución elaborado por Recope y deberá ser concordante con los registros contables de la cuenta respectiva. Recope deberá aportar la hoja de cálculo (en formato electrónico editable, con las fórmulas y enlaces correspondientes) del modelo de costos, el cuadro comparativo del resultado de dicho modelo con el saldo de la cuenta respectiva, así como todos los comprobantes necesarios.
vii. Costos y gastos de las gerencias de apoyo: estos costos y gastos están asociados a las demás gerencias de Recope, que le brindan apoyo a la gerencia de distribución. Recope deberá separar de manera técnica, con fundamentos contables o ingenieriles, los costos que estas gerencias dedican a las diferentes actividades, con el único fin de separar los costos de la actividad de refinación de la base de cálculo de este componente, ya que dicha actividad no se considera para la asignación del margen de comercialización correspondiente.
viii. Gastos por depreciación: costo del desgaste anual de los activos fijos al costo, útiles y utilizables en la actividad regulada. En esta partida se deberán tomar en cuenta los diferentes activos de refinación y sus correspondientes depreciaciones, únicamente cuando estos sean dedicados al almacenamiento, trasiego o distribución de producto terminado.
ix. Cargas ajenas: considera los pagos realizados a terceros establecidos por norma jurídica, tales como el canon de aviación civil, fondo de emergencia, y aportes al MINAET. Con respecto a esta partida, Recope deberá justificar los gastos que la componen, respecto a su necesidad para prestar el servicio público regulado, al igual que deberá remitir un comparativo de las cifras de esta partida de los dos años, previos al estudio tarifario.

x. Costos por demora: incorpora los costos por demora relacionados con condiciones de mal tiempo u otras razones por demora conforme a las normas de comercio internacional y debidamente justificadas.

xi. Gastos pre-operativos: se refiere aquellos gastos en los que incurre la empresa con anterioridad a la ejecución de proyectos de inversión en activos productivos, para las labores de almacenamiento, trasiego y distribución, y cuyo fin es poder determinar la viabilidad de los proyectos; de lo contrario serán costos capitalizables en cada proyecto de que se trate.

Según las fuentes de información que se requiere utilizar para estimarlos, los rubros que conforman el componente de "Costos operativos tarifarios por tipo de combustibles (Ci)" son de dos tipos: a) los que se originan en Costa Rica, y b) los que se originan en transacciones en el mercado internacional o que se derivan de éstas.

Los costos que se originen en Costa Rica se calcularán con base en los resultados del último periodo fiscal y se proyectarán de acuerdo con la última información real con que se cuente y la inflación esperada para el periodo en que se estimará la tarifa, medida ésta a través de la proyección del cambio en el Índice de Precios al Consumidor **(*IPC*),** o la proyección que se derive de estudios, presupuestos, contratos y planes con que cuente la empresa. De esta forma se garantiza que los ingresos requeridos sean similares a los costos reconocidos regulatoriamente.

Los costos que se originen en transacciones realizadas en el mercado internacional o que se deriven de éstas (a) margen de comercialización del proveedor (margen trader), b) pérdidas en tránsito, c) flete de transporte internacional y d) seguro de transporte marítimo), se calcularán con base en los costos históricos, en dólares, del último periodo fiscal y se estimarán de acuerdo con la última información real con que se cuente y la del crecimiento calculado del IPC de los Estados Unidos de América (Consumer Price Index –CPI-) **($IPC_{USA}$)** publicado por el US Bureau of Labor Statistics para el periodo en que se estimará la tarifa, o proyección que se derive de estudios, presupuestos, contratos y planes con que cuente la empresa. De esta forma, se espera que los ingresos requeridos sean similares a los costos reconocidos regulatoriamente.

En el caso de aquellos gastos en colones o moneda extranjera cuyo nivel de crecimiento pudiera explicarse mejor con otro índice de precios diferente al ***IPC* e $IPC_{USA}$,** se seleccionará un índice representativo, justificando la razón técnica que fundamente dicha decisión con base en la ciencia, técnica y lógica tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.
Para expresar estos costos en colones, el tipo de cambio **(*TC¢*)** a usar es el tipo de cambio de venta para el sector público no bancario (CRC/USD), calculado como una media aritmética simple diaria de los 3 meses anteriores a la fecha de la audiencia pública.

A continuación se detallan los costos operativos tarifarios incluidos en la ecuación 3.

#### *4.6.1. Metodología de cálculo de los componentes de costo y gasto por producto.*

i. Margen de comercialización del proveedor (margen trader) para el combustible i ($Mg¢/Ltr_i$):

El margen de proveedor internacional se presenta como un promedio de las comisiones cobradas, según los contratos del último año disponible al momento del cálculo tarifario. Este dato se presenta en dólares por barril. Para su incorporación dentro del cálculo de K proyectado para el periodo en que estará vigente la tarifa por producto, se multiplica su valor en dólares por barril, por el IPC de los Estados Unidos de América **(*TC¢*)** a usar es el tipo de cambio de venta para el sector público no bancario (CRC/USD), calculado como una media aritmética simple diaria de los 3 meses anteriores a la fecha de la audiencia pública y dividiendo el resultado anterior entre 158,987 (litros/barril) para finalmente que el resultado quede expresado en colones / litro.

$$Mg¢/L_{i,a} = [(Mg\$/bbl_{i,a-1})*(1+IPC_{USA,\,a}) * TC¢] / 158{,}987 \qquad \textit{(Ecuación 4)}$$

Donde:

| | | |
|---|---|---|
| $Mg¢/L_{i,a}$ | = | Margen de comercialización del proveedor, que es el proyectado en colones por litro para el combustible i, en el año a. |
| $Mg\$/bbl_{i,a-1}$ | = | Margen de comercialización del proveedor, que es el promedio del año base a-1 en dólares por barril para el combustible i. |
| $IPC_{USA,\,a}$ | = | Inflación de los Estados Unidos de América proyectada para el año a. (revisar para todas las demás) |
| TC¢ | = | Tipo de cambio, de venta para el sector público no bancario (CRC/USD), calculado como una media aritmética simple diaria de los 3 meses anteriores a la fecha de la audiencia pública. |
| i | = | Tipo de combustible. |
| a | = | Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología. |
| a-1 | = | Año base. |

ii. Flete de transporte marítimo:

Para el cálculo de este componente se toman los datos reales para el año base del anexo 3-B.4 de los Estados Financieros de Recope o su equivalente, expresado en dólares estadounidenses / barril. Ese cuadro detalla los barriles importados durante el último año, el flete en dólares/barril para cada producto.

Para el cálculo del costo de flete marítimo en colones/litro por producto, primero se debe tener en cuenta aquellos productos que son compuestos, como es el caso de las gasolinas, el LPG y otros. En el caso de aquellos productos que se obtienen como una mezcla, el flete internacional se calculará considerando el flete promedio de sus componentes, el cual se ponderará por la participación relativa de cada componente en la mezcla. Este dato se presenta en dólares por barril. Para su incorporación dentro del cálculo de K proyectado por producto se multiplica ese valor por el IPC de los Estados Unidos de América. El resultado se multiplica por el tipo de cambio de venta para el sector público no bancario (CRC/USD), calculado como una media aritmética simple diaria de los 3 meses anteriores a la fecha de la

audiencia pública y dividiendo el resultado anterior entre 158,987 (litros/barril) para finalmente que el resultado quede expresado en colones / litro.

En el caso de los productos cuya composición se basa en porcentajes de mezcla entre productos, se aplica a cada componente (costo de flete y barriles importados) el porcentaje de mezcla correspondiente. La fórmula de flete marítimo proyectado es:

$$Fl¢/L_{i,a} = [(Fl\$/bbl_{i,a-1})* (1+IPC_{USA,\ a})* TC¢] / 158,987 \qquad \textit{(Ecuación 5)}$$

Donde:

$Fl¢/L_{i,a}$ = Flete marítimo proyectado en colones por litro para el combustible i, en el año a.

$Fl\$/bbl_{i,a-1}$= Flete marítimo del año base a-1 en dólares por barril para el combustible i.

$IPC_{USA,\ a}$ = Inflación de los Estados Unidos de América proyectada para el año a.

TC¢ = Tipo de cambio, de venta para el sector público no bancario (CRC/USD), calculado como una media aritmética simple diaria de los 3 meses anteriores a la fecha de la audiencia pública.

i = Tipo de combustible.

a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

a-1 = Año base.

iii. Seguro de transporte marítimo:

Para el cálculo de este componente se toman los datos del anexo 3-B.4 de los Estados Financieros de Recope o su equivalente, expresado en dólares estadounidenses. Este cuadro detalla los barriles importados durante el último año, el seguro en dólares/barril para cada producto.

Para el cálculo del costo de seguro de transporte marítimo en colones por litro por producto, debe tenerse en cuenta aquellos productos que son compuestos, como es el caso de las gasolinas, el LPG y otros. En el caso de aquellos productos que se obtienen como una mezcla, el seguro se calculará considerando el seguro promedio de los componentes, el cual se ponderará por la participación relativa de cada componente en la mezcla, este dato se presenta en dólares por barril. Para su incorporación dentro del cálculo de K proyectado por producto, se multiplica ese valor por el IPC de los Estados Unidos de América, por el tipo de cambio de venta para el sector público no bancario (CRC/USD), calculado como una media aritmética simple diaria de los 3 meses anteriores a la fecha de la audiencia pública y dividiendo el resultado anterior entre 158,987 (litros/barril) para finalmente que el resultado quede expresado en colones / litro.

En el caso de los productos cuya composición se basa en porcentajes de mezcla entre productos, se aplica a cada componente (costo de seguros y barriles importados) el porcentaje de mezcla correspondiente. La ecuación para calcular este rubro es la siguiente:

$$Seg¢/L_{i,a} = [(Seg/bbl_{i,a-1}) * (1+IPC_{USA,\ a}) * TC¢]/158{,}987 \quad \text{(Ecuación 6)}$$

Donde:

$Seg¢/L_{i,a}$ = Seguro marítimo proyectado en colones por litro para el combustible i, en el año a.

$Seg\$/bbl_{i,a-1}$ = Seguro marítimo del año base a-1 en dólares por barril para el combustible i.

$IPC_{USA,\ a}$ = Inflación de los Estados Unidos de América proyectada para el año a.

TC¢ = Tipo de cambio, de venta para el sector público no bancario (CRC/USD), calculado como una media aritmética simple diaria de los 3 meses anteriores a la fecha de la audiencia pública.

i = Tipo de combustible.

a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

a-1 = Año base.

iv. Costos portuarios de recepción.

Estos costos están relacionados con la descarga del producto en el puerto de destino, su cálculo se basa en la información aportada por Recope en el anexo 3-B.4 de los Estados Financieros de Recope o su equivalente. Y en las correspondientes aportaciones de prueba que realice. Este cuadro detalla los barriles importados durante el último año, el costo portuario en dólares / barril para cada producto.

Para el cálculo de los costos portuarios en colones por litro por producto, primero se debe tener en cuenta aquellos productos que son compuestos, como es el caso de las gasolinas, el LPG y otros. En el caso de aquellos productos que se obtienen como una mezcla, el costo portuario se calculará considerando el costo promedio de los componentes, el cual se ponderará por la participación relativa de cada componente en la mezcla. Este dato se presenta en dólares por barril.

Para su incorporación dentro del cálculo de K proyectado por producto, se multiplica ese valor por el IPC de los Estados Unidos de América y por el tipo de cambio de venta para el sector público no bancario (CRC/USD), calculado como una media aritmética simple diaria de los 3 meses anteriores a la fecha de la audiencia pública y dividiendo el resultado anterior entre 158,987 (litros/barril) para finalmente que el resultado quede expresado en colones / litro.

En el caso de los productos cuya composición se basa en porcentajes de mezcla entre productos, se aplica a cada componente (costo portuario y barriles importados) el porcentaje de mezcla correspondiente. La fórmula del costo portuario proyectado es la siguiente:

$$\mathbf{CstPort¢/Ltr_{i,a}} = [(CstPort\$/bbl_{i,a-1}) * (1+IPC_{USA,\ a}) * TC¢]/158{,}987 \quad \text{(Ecuación 7)}$$

Donde:

$CstPort¢/Ltr_{i,a}$ = Costo portuario proyectado en colones por litro para el combustible i, en el año a.

$CstPort\$/bbl_{i,a-1}$ = Costo portuario del año base a-1 en dólares por barril para el combustible i.

$IPC_{USA,\ a}$ = Inflación de los Estados Unidos de América proyectada para el año a.

TC¢ = Tipo de cambio de venta para el sector público no bancario (CRC/USD), calculado como una media aritmética simple diaria de los 3 meses anteriores a la fecha de la audiencia pública y dividiendo el resultado anterior entre 158,987 (litros/barril) para finalmente que el resultado quede expresado en colones / litro.

i = Tipo de combustible.

a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

a-1 = Año base.

v. Pérdidas en tránsito.

Para el cálculo del costo de pérdidas en tránsito, se deben enlistar y justificar por parte de los ingenieros químicos, los porcentajes de pérdida por producto, que ocurren entre el volumen cargado en el puerto de origen y el volumen descargado en el puerto de destino. Estas pérdidas pueden darse por evaporación, por adherencia a las paredes de los recipientes, diferencias de medición originadas por calibración, factores de corrección de los tanques de los barcos por diferencia de temperatura, o cuando se da la existencia de bolsas de aire en la compactación de las líneas de trasiego del barco a los tanques de almacenamiento.

El cálculo del valor en moneda nacional del costo por pérdidas en tránsito, se cuantifica sobre los costos del producto en el puerto de destino de la siguiente forma:

$$Perdtran_{i,a} = \left[(PR_i * TCR) + \mathrm{Mg¢/Li}_{i,a} + \mathrm{Fl¢/L}_{i,a} + \mathrm{Seg¢/L}_{i,a}, + \mathrm{CstPort¢/L}_{i,a}\right] * \%perdida_i \quad \textit{(Ecuación 8)}$$

Donde:

$Perdtran_{i,a}$= Pérdidas en tránsito para el combustible i, en el año a.

$PR_i$ = Precio FOB promedio internacional de referencia por litro del combustible i. Definido en la sección 5.3

TCR = Tipo de cambio, de venta para el sector público no bancario (CRC/USD), calculado como una media aritmética simple diaria de los 3 meses anteriores a la fecha de la audiencia pública.

$Mg¢/L_{i,a}$ = Margen de comercialización del proveedor proyectado en colones por litro para el combustible i, en el año a.

$Fl¢/L_{i,a}$ = Flete marítimo proyectado en colones por litro para el combustible i, en el año a.

$Seg¢/L_{i,a}$ = Seguro marítimo proyectado en colones por litro para el combustible i, en el año a.

$CstPort¢/L_{i,a}$ = Costo portuario proyectado en colones por litro para el combustible i, en el año a.

% $pérdidas_i$ = Porcentaje de pérdidas en tránsito por producto i.

i = Tipo de combustible.

a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

vi. Costos de almacenamiento, trasiego y distribución:

Para el cálculo de los costos de almacenamiento, trasiego y distribución se tiene el modelo de costos y gastos de la Gerencia de Distribución y Ventas, en donde se encuentran aplicados los gastos de la gerencia de refinación que están relacionados con la actividad de almacenamiento, trasiego y distribución de producto terminado por lo que sí se deben tomar en cuenta dentro de la fijación tarifaria.

La asignación de los gastos de la Gerencia de Distribución y Ventas se realiza considerando dos categorías, a saber:

- Gastos directos: relacionados con los procesos de bombeo y recibo de producto, almacenamiento y venta.
- Gastos indirectos: relacionados con las actividades de soporte.

La asignación de gastos indirectos por actividad se realizará de lo general a lo particular en un sistema de cascada, mediante parámetros de distribución de costos (Cost drivers), considerando para ello la estructura organizativa de la Gerencia de Distribución y Ventas; es decir, los gastos gerenciales distribuidos a las direcciones y los gastos de éstas distribuidos a los departamentos, y a su vez a las actividades logísticas: trasiego, almacenamiento y distribución.

Los gastos directos se distribuirán de acuerdo a los siguientes criterios:

**Trasiego**: considera los centros de costos de las líneas y las estaciones de bombeo. El criterio de distribución de gastos es el volumen vendido y se establece que para una estación de bombeo es similar bombear que recibir producto. Este gasto es asignado únicamente a los productos que se transportan por tubería (tales como gasolinas, diésel y jet fuel), así como el trasiego interplanteles, que se realizan por camión cisterna (tales como el Avgas, búnker y emulsión asfáltica). No aplica para los productos que se venden en Moín y son los clientes quienes asumen el costo del flete de transporte hasta sus instalaciones. En el caso del jet fuel, producto que vende Recope en aeropuertos por mandato legal, si no existen líneas de poliducto hasta sus bases, se adicionará al costo el flete desde el plantel La Garita hasta cada uno de los aeropuertos.

**El costo de almacenamiento**: toma como criterio de distribución el volumen de litros anuales estimados de cada tipo de combustible i del año a. Incluye los costos de almacenamiento de los planteles de ventas de Moín, El Alto, La Garita y Barranca, así como los gastos de almacenamiento de producto terminado de la Gerencia de Refinación. Este último gasto se traslada a la gerencia de distribución como gastos aplicados, pues el modelo de costos de la gerencia de refinación hace una separación de los costos del proceso de refinación de los incurridos por la importación y almacenamiento de producto.

Los gastos de almacenamiento de la Gerencia de Refinación que se aplican a la Gerencia de Distribución y Ventas excluyen los costos de almacenamiento de materia prima.

**Para el costo de comercialización:** se utiliza como criterio de distribución, el volumen de litros anuales estimados de cada tipo de combustible i del año a. Los costos asignados corresponden a cada unidad funcional o plantel incluyendo los gastos indirectos. La asignación de los gastos parte de la premisa que el costo de vender un litros de gasolinas, diésel, jet o productos negros es el mismo, ya que la diferencia entre los productos limpios y negros está en el costo de almacenamiento y trasiego de los mismos, no en el de su comercialización.

Se excluye de todo lo anterior la cuenta gastos de depreciación, pues la misma se contempla en otra línea para la fijación tarifaria.

A la asignación de los gastos indirectos resultante del año base se le aplica el porcentaje de inflación nacional proyectado para los años de fijación.

El valor unitario que se obtiene de los gastos directos se le aplica el porcentaje de inflación nacional del Índice de Precios al Consumidor **(*IPC*),** o la proyección que se derive de estudios, presupuestos, contratos y planes con que cuente la empresa, para el año en que estará vigente la nueva fijación tarifaria. Se entiende por gastos directos los que se obtienen del modelo de costos y gastos de la Gerencia de Distribución y Ventas.

vii. Costos y gastos de las gerencias de apoyo.

Las gerencias de apoyo son todas aquellas gerencias de Recope que no participan directamente en el proceso de almacenamiento y distribución de combustibles, pero que sí ejercen influencia en procesos administrativos, de contratación y varios. A excepción de la Gerencia de Refinación, para la cual se considera solo lo indicado en los puntos anteriores.

Para calcular este costo por producto, Recope debe demostrar el porcentaje que estas gerencias de apoyo aplican en labores relacionadas estrictamente con el proceso de refinación, teniendo en cuenta que, aunque la planta refinadora no esté en funcionamiento actualmente, se están dando costos y gastos dentro de la misma y que estos no serán trasladados a la Gerencia de Distribución mediante los gastos aplicados. En caso de que entrara en funcionamiento una refinería, ese porcentaje deberá actualizarse, a efecto de mostrar la actualización de la operación.

Este porcentaje de apoyo a la Gerencia de Refinación se debe descontar para obtener el monto a aplicar al K o margen.

Los gastos de las gerencias deberán ser ajustados, es decir se debe eliminar de la base todos aquellos gastos que no sean recurrentes, que no cumplan con los criterios y principios establecidos en la Ley 7593, y que los mismos no sean necesarios para la prestación del servicio público en cuestión. Lo anterior se realizará comparando los saldos de las cuentas de los 2 años previos a la fijación que se esté realizando.

El total de gasto de las gerencias de apoyo se obtiene al sumar los gastos ajustados totales de cada una de ellas, sin depreciación, ni los gastos de apoyo al proceso de producción de la Gerencia de Refinación. Posteriormente se les aplica la proyección del cambio en el Índice de Precios al Consumidor **(*IPC*),** o la proyección que se derive de estudios, presupuestos, contratos y planes con que cuente la empresa y este nuevo total de gastos de las gerencias de apoyo se divide entre los litros totales proyectados de venta de combustible, obteniendo un monto por litro igual para todos los productos por año de fijación.

viii. Gasto por depreciación.

El método de depreciación a utilizar es el de línea recta, con el porcentaje anual o vida útil establecido en la tabla de Métodos y Porcentajes de Depreciación, anexa al Reglamento de la Ley del Impuesto sobre la Renta, decretado por el Ministerio de Hacienda y sus actualizaciones. El valor residual de los activos será el estimado por Recope. Si un activo especializado no figura en la tabla citada, Recope aportará la fundamentación del porcentaje anual de depreciación correspondiente, el cual deberá ser valorado y verificado por Aresep. Si el activo se revalúa o actualiza, la depreciación para fines contables y tarifarios, también debe hacerlo y presentarse por separado. Además, la estimación de la depreciación debe considerar el efecto de las exclusiones de activos que agotaron su valor depreciable o fueron retirados para lo cual deberá presentar los auxiliares de activos, así como la incorporación de nuevos activos fijos. Para tales efectos en la sección de inversiones se trata este tema.

El total de gasto por depreciación se divide entre las ventas totales estimadas para los años de fijación tarifaria, obteniendo un monto de depreciación a reconocer dentro del margen por litro de combustible vendido. La depreciación total deberá calcularse en colones por producto. Para su cálculo se parte de los últimos saldos de los estados financieros, más los activos a capitalizar durante los años de fijación tarifaria de que se trate. Los activos pertenecientes a la Gerencia de Refinación que sean exclusivos de dicho proceso serán excluidos de la base de cálculo, únicamente se incluirán en el cálculo aquellos activos que se utilicen para el proceso de almacenamiento y comercialización de combustibles terminados, por ejemplo la proporción de tanques de almacenamiento y puerto para combustibles terminados.

Para el cálculo de la depreciación se separan los activos por centros de costo.

A cada activo por centro de costo se le determinará un porcentaje de venta asociado, ya sea a un plantel o a las ventas totales para el caso de aquellos activos que no se asocian directamente a un plantel o a un producto específico.

Una vez asociados los activos por centros de costo a los porcentajes de ventas específicos, se determinan los gastos de depreciación anuales al costo y revaluados de acuerdo a la vida útil para los años de fijación para no sobre-depreciar un activo cuya vida útil expiró. Al gasto por depreciación de cada activo se le aplica el porcentaje de ventas asociado de acuerdo al

procedimiento anterior, obteniendo el gasto por depreciación, activo, producto y centro de costo, que a su vez se asocia a cada gerencia. Una vez obtenidos los totales de gasto por depreciación, gerencia y producto, estos se distribuyen entre las ventas estimadas por producto para cada año con el fin de incorporarlos en las tarifas.

ix. Cargas ajenas.

Las cargas ajenas se conocen también como transferencias externas y corresponde con recursos girados a favor de personas, empresas e instituciones públicas y privadas, nacionales y del exterior, en las que puede mediar o no un servicio a cambio.

Para el cálculo de este componente del margen para el año de fijación, primero se debe estudiar el total de los últimos dos años, los cuales se encuentran en el anexo 20 de los Estados Financieros de Recope o su equivalente. La empresa deberá justificar adecuadamente las diferencias entre los años.

Se debe eliminar del gasto por transferencias externas, todos aquellos que no sean de recibo de acuerdo a la Ley 7593 y que no sean recurrentes ni necesarios para la prestación del servicio público que se trate. El canon de regulación se incluye en otro apartado de esta metodología, por lo que no se debe incluir en este componente de gasto.

Al gasto por cargas ajenas del año base de la fijación se le adicionará el porcentaje de inflación para el año de proyección. Si como parte del presupuesto de próximos años, la empresa posee información real sobre dichos rubros a pagar se incorporarán al estudio de fijación este último dato, siempre y cuando estén debidamente justificados.

x. Costos por demora

Incorpora los costos por demora relacionados con condiciones de mal tiempo u otras razones por demora conforme a las normas de comercio internacional y debidamente justificadas, y cuyos costos estén debidamente indicados en la facturación realizada por el proveedor de la mercadería o del servicio, o cualquier otro documento oficial.

xi. Gastos pre-operativos

Se refiere aquellos gastos en los que incurre la empresa con anterioridad a la ejecución de proyectos de inversión en activos productivos, cuyo fin es analizar la viabilidad o no de los proyectos. Entre ellos se reconocen los siguientes:

- Estudios Preliminares: gastos incurridos en las fases preliminares de los proyectos, en la cual se desconoce si estos se van a ejecutar. Incluye las actividades relacionadas con la identificación y prefactibilidad de los posibles proyectos u obras a construir. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
- Estudios de Preinversión: son los gastos incurridos en la fase de preinversión de los proyectos, en la cual se desconoce si estos se van a ejecutar. Incluye las actividades

relacionadas con la factibilidad de los posibles proyectos u obras a construir. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.

Los gastos anteriores deben estar debidamente contabilizado de acuerdo a las NIFS y vinculado al centro de costo al que fue cargado contablemente.

xii. Otros Costos

Se refiere a otros costos no recurrentes y no incluidos en los rubros anteriores, necesarios para disponer del combustible en los planteles de distribución de RECOPE y para los cuales se deberá adjuntar la respectiva justificación técnica, que será revisada y avalada por la ARESEP para su consideración.

### *4.7. Otros Ingresos*

Se refiere a los otros ingresos para el combustible i en el año a, diferentes a la venta de combustibles en plantel de distribución.

#### *4.7.1. Otros ingresos:*

Se utilizan los valores reales de las cuentas de otros ingresos para los cuales Recope no cuente con los gastos asociados a su generación y no puedan separarse las actividades contablemente. La fórmula para otros ingresos es:

$$OI_{i,a} = \frac{\%* VT_{i,a}}{Q_{i,a}} \qquad (Ecuación\ 9)$$

$$\% = \frac{OI_{i,a-1}}{VT_{i,a-1}} \qquad (Ecuación\ 9.a)$$

Donde:

$OI_{i,a}$ = Otros ingresos diferentes a la venta de combustibles en plantel de distribución, para el combustible i en el año a.

% = Porcentaje de otros ingresos del combustible i para el año a-1($OI_{i,a-1}$) de las ventas totales en colones del combustible i para el año a-1 ($VT_{i,a-1}$)

$VT_{i,a-1}$ = Ventas totales reales en litros para el combustible i, en el año a-1. Con $VT_{i,a-1} \neq 0$

$Q_{i,a}$ = Total de litros anuales vendidos estimados de cada tipo de combustible i, en el año a.
Si para algún "i" $Q_{ia} = 0$, entonces $OI_{i,a} = 0$

i = Tipo de combustible.

a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

a-1 = Año base.

#### *4.7.2. Otros ingresos prorrateados*

Se refiere a los otros ingresos para el combustible i en el año a, diferentes a la venta de combustibles en plantel de distribución, que no pueden ser asociados a un combustible en particular. Se utilizan los valores reales de las cuentas de otros ingresos para los cuales Recope no cuente con los gastos asociados a su generación y se procede a su estimación mediante la siguiente ecuación:

$$OIP_{i,a} = (OIT_a * \frac{Q_{i,a}}{\sum_{i=1}^{I} Q_{i,a}}) / Q_{i,a} \qquad \textit{(Ecuación 10)}$$

Donde :

$OIP_{i,a}$ = Otros ingreso prorrateados asignados al combustible i en el año a.

$OIT_a$ = Otros ingresos totales en el año a. Son los otros ingresos que no son asociados a un combustible en particular.

$Q_{i,a}$ = Volumen en litros vendidos del combustible i, en el año a.
Si para algún "i" $Q_{ia} = 0$, entonces $OIP_{i,a}$

i = Tipo de combustible.

a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

### *4.8. Diferencial de precios ($Da_{i,j}$)*

El diferencial de precios por rezago, parte del cálculo de la suma bimestral de las diferencias diarias entre el costo FOB del litro promedio de combustible en tanque versus el precio FOB promedio de referencia del combustible i del ajuste j ( $PR_{i,j}$), dividido a su vez entre el total de ventas estimadas por producto i para el periodo de ajuste j. Y se calcula mediante la siguiente formula:

$$Da_{i,j} = \sum_{b1}^{b2} \frac{[(CIP_{i,d} - PR_{i,j,d}) * VDR_i]}{VTE_{i,j}} \qquad \textit{(Ecuación 11)}$$

*Donde:*

$Da_{i,j}$ = Ajuste en el precio de venta causado por el diferencial de precio del combustible i en el ajuste extraordinario j.

$PR_{i,j,d}$ = Precio FOB promedio de referencia del combustible i del ajuste j en colones para el día d.

$CIP_{i,d}$ = Costo FOB Promedio del inventario en colones del combustible i en tanque, para el día d.

$VDR_{i,d,l}$ = Ventas reales del producto i en litros l para el día d.

$VTE_{i,j}$ = Ventas totales estimadas en litros, para el combustible i en el ajuste extraordinario j.
Si para algún "i" $VTE_{i,j} = 0$, entonces $Da_{i,j} = 0$.

| | | |
|---|---|---|
| J | = | 1, 2, 3,…, J. Número de ajustes extraordinarios de precios, realizados a partir de la entrada en vigencia de la tarifa establecida mediante procedimiento ordinario vigente. |
| i | = | Tipo de combustibles |
| d | = | Índice que indica el día de la semana. |
| L | = | Litros |
| b1 | = | Índice que indica el primer día del mes 1 considerado en el ajuste por diferencial. |
| b2 | = | Índice que indica el último día del mes 2 considerado en el ajuste por diferencial. |

El costo FOB del litro promedio de combustible ($CIP_{d,i}$), se obtiene de la división del valor del saldo del inventario diario por producto a precio FOB ($VI_{i,d}$), entre el saldo de litros del inventario diario por producto ($Inv_{i,l}d$).

$$CIP_{i,d} = \frac{VI_{i,d}}{Inv_{i,l,d}} \qquad \textit{(Ecuación 12)}$$

Donde:

| | | |
|---|---|---|
| $CIP_{i,d}$ | = | Costo FOB del litro promedio de combustible i para el día d. |
| $VI_{i,d}$ | = | Valor del inventario del combustible i para el día d. |
| $Inv_{i,l,d}$ | = | Saldo de inventario del combustible i en litros l para el día d. Si para algún "i" $Inv_{i,l,d}$= 0, entonces $CIP_{i,d}$ = 0. |
| j | = | 1, 2, 3,…, J. Número de ajustes extraordinarios de precios, realizados a partir de la entrada en vigencia de la tarifa establecida mediante procedimiento ordinario vigente. |
| i | = | Tipo de combustibles |
| d | = | Índice que indica el día de la semana. |
| L | = | Litros |

El valor del inventario diario al costo por producto ($VI_{d,i}$ ), representa el saldo del inventario al costo del día anterior o inicial ($VI_{i,d-1}$), más el valor total de compras del día (cada embarque se promedia en el momento de la fecha de descarga en tanques) a precio FOB ($CC_{i,r}$), menos el total de ventas diarias costeadas a precios de referencia vigentes ($[VDR_{i,d,l} * PR_{i,j,d}]$). Para el cálculo del saldo de inventario diario por producto en litros ($Inv_{d,i,l}$), se toman el saldo del inventario en litros del día anterior por producto, se le suman las compras físicas del día en litros por producto, y se le restan las ventas en litros del día por producto, según las siguientes fórmulas:

$$VI_{i,d} = \left(VI_{i,d-1} + CC_{i,r} - \left[VDR_{i,d,l} * PR_{i,j,d}\right]\right) \qquad \textit{(Ecuación 13)}$$

Donde:

| | | |
|---|---|---|
| $VI_{i,d}$ | = | Valor del inventario al costo del combustible i para el día d. |
| $VI_{i,d-1}$ | = | Valor del inventario diario promedio del combustible i para el día d-1. |

| | | |
|---|---|---|
| $CC_{i,r}$ | = | Compra al costo FOB real del producto i del embarque r, para el día de descarga d, al tipo de cambio de venta para el sector público no bancario (CRC/USD) de la fecha de pago del embarque r. |
| $VDR_{i,d,l}$ | = | Ventas reales del producto i para el día d en litros l |
| $PR_{i,j,d}$ | = | Precio FOB promedio de referencia del combustible i del ajuste j en colones vigente el día d. |
| j | = | 1, 2, 3,…, J. Número de ajustes extraordinarios de precios, realizados a partir de la entrada en vigencia de la tarifa establecida mediante procedimiento ordinario vigente. |
| i | = | 1, 2 ,3…h. Tipos de combustibles |
| d | = | Índice que indica el día de la semana. |
| l | = | Litros |
| r | = | Índice que muestra el embarque del que se toman los precios FOB. |

$$Inv_{i,l,d} = \left(Inv_{i,d,l} + CF_{i,r,l} - VDR_{i,d,l}\right) \quad \textit{(Ecuación 14)}$$

Donde:

| | | |
|---|---|---|
| $Inv_{i,l,d}$ | = | Saldo de inventario del combustible i en litros l para el día d. |
| $Inv_{i,l,d-1}$ | = | Inventario del producto i en litros l para el día d-1. |
| $CF_{i,r,l}$ | = | Compras físicas en litros del producto i del embarque r, para el día de descarga d. |
| $VDR_{i,d,l}$ | = | Ventas reales el día d del producto i en litros l |
| j | = | 1, 2, 3,…, J. Número de ajustes extraordinarios de precios, realizados a partir de la entrada en vigencia de la tarifa establecida mediante procedimiento ordinario vigente. |
| i | = | 1, 2 ,3…h. Tipos de combustibles |
| d | = | Índice que indica el día de la semana. |
| l | = | Litros |
| r | = | Índice que muestra el embarque del que se toman los precios FOB. |

Para la primera aplicación de esta metodología se debe ajustar el Diferencial de precios de tal forma que se reconozcan tarifariamente las diferencias no incluidas en tarifas de meses anteriores, por el plazo que se indica en el apartado 6.

### *4.9. Subsidio por tipo de combustible y asignación del pago del subsidio*

**5.7.1 Transferencia directa de parte del Estado:** Representa el subsidio específico por tipo de combustible otorgado por alguna institución competente del Estado y aplicado a partir del momento en que se demuestre que el valor total del subsidio ha sido trasladado a Recope. El subsidio por litro para el tipo de combustible i, se determinará de la siguiente manera:

$$SE_{i,h} = \frac{VTS_i}{VTE_{i,h}} \qquad \textit{(Ecuación 15)}$$

Donde:

$SE_{i,h}$ = Monto en colones por litro en que se afecta el precio del combustible i, por concepto de subsidio durante el periodo h, expresado en colones por litro.

$VTS_i$ = Valor total del subsidio aprobado por la Asamblea Legislativa o el ente competente y trasladado a Recope para el producto i y para el periodo h.

$VTE_{i,h}$ = Ventas totales estimadas en litros del producto i y para el periodo h. Si para algún "i" $VTE_{i,h}$ = 0 entonces $SE_{i,h}$ = 0.

h = Periodo durante el que se aplicará el subsidio $S_{i,h}$.

i = Tipo de combustible.

**5.7.2 Subsidios cruzados:**

a. Ad valorem: Ocurre cuando se subsidia un porcentaje del precio del combustible i.
Para calcular este porcentaje se debe obtener previamente el cálculo del subsidio por litro, de la siguiente forma:

$$SC_{i,j} = \%S_{i,j} * Pss_{i,j} \qquad \textit{(Ecuación 16)}$$

Donde:

$SC_{i,j}$ = Subsidio cruzado por tipo de combustible i, para el ajuste extraordinario j.

$\%S_{i,j}$ = Porcentaje a subsidiar del precio del combustible i, para el ajuste extraordinario j.

$Pss_{i,j}$ = Precio plantel sin subsidio del combustible i, para el ajuste extraordinario j.

i = Tipo de combustible.

j = 1, 2, 3,…, J, Número de ajustes extraordinarios de precios, realizados a partir de la entrada en vigencia de la tarifa establecida mediante procedimiento ordinario vigente.

El valor total del subsidio se calcula de la siguiente manera:

$$VTS_j = \sum_{i=1}^{I} SC_{i,j} * VTE_{i,j} \qquad \textit{(Ecuación 17)}$$

Donde:

$VTS_j$ = Valor total del subsidio para el ajuste extraordinario j.

$SC_{i,j}$ = Subsidio cruzado por tipo de combustible i, para el ajuste extraordinario j.

$VTE_{i,j}$ = Ventas totales estimadas en litros del producto i, para el ajuste extraordinario j.

j = 1, 2, 3,…, J. Ajustes extraordinarios de precios, realizados a partir de la entrada en vigencia de la tarifa del estudio ordinario de precios anterior.

i = Tipos de combustibles.

b. Fijo: Ocurre cuando se subsidia un monto específico por litro del combustible i. Es decir, el monto del subsidio ($SC_{i,j}$) por litro ya está dado. El cálculo para obtener el valor total del subsidio es el mismo que para el subsidio cruzado ad valorem definido en la ecuación 16.

### 5.7.3 Asignación del subsidio cruzado a otros combustibles:

La asignación del pago del subsidio i, en el periodo extraordinario j, para los casos a y b anteriores.

El subsidio del combustible i lo pagarán únicamente los combustibles no subsidiados en el ajuste extraordinario j, a menos de que la normativa vigente al momento del cálculo estipule lo contrario. La participación del pago del subsidio será distribuido de la siguiente manera:

$$PS_{i,j} = VTS_j * Part_{i,j} \qquad \textit{(Ecuación 18)}$$

Donde:

$PS_{i,j}$ = Asignación del subsidio del combustible i, para el ajuste j. Únicamente participan los combustibles i no subsidiados.

$VTS_j$ = Valor total del subsidio para el ajuste extraordinario j.

$Part_{i,j}$ = Participación relativa en las ventas totales físicas del combustible i, para el ajuste extraordinario j.

j = 1, 2, 3,…, J. Ajustes extraordinarios de precios, realizados a partir de la entrada en vigencia de la tarifa del estudio ordinario de precios anterior.

i = 1, 2 ,3…h. Tipos de combustibles

La fórmula anterior se establece para ventas estimadas de productos mayores que cero; en caso de que no se estimen ventas de alguno de los productos i, el porcentaje del subsidio a aplicar sería cero.

### *4.10. Diferencias entre ingresos y gastos reales y estimados en la tarifa*

Se realizarán ajustes en los ingresos y gastos estimados y reales, para las variables Zi (gastos de operación) y OI (otros Ingresos), con el fin de que vía tarifa se le devuelva al usuario los ingresos por encima de los costos obtenidos por Recope en cada periodo. De manera contraria, si los ingresos fuesen inferiores a los gastos y costos, Recope podrá solicitar un estudio ordinario con las justificaciones pertinentes.

#### *4.10.1. Ajuste para gastos de operación ($AZ_{i,a}$)*

El ajuste para gastos de operación ($AZ_{i,a}$), contrasta los gastos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los gastos reales incurridos por Recope, el cual se obtiene de la siguiente manera:

En un primer lugar se calcula el ajuste por diferencial ($az_{i,a}$) entre gastos e ingresos reales de operación relacionados al combustible i y se obtiene de la siguiente manera:

$$az_{i,a} = \sum_{n=\,Enero\ a-1}^{diciembre\ a-1} GRZ_{i,n} - IRZ_{i,n} \qquad \textit{(Ecuación 19)}$$

Donde:

$az_{i,a}$ = Ajuste por diferencial de ingresos y gastos de operación relacionados al combustible i, para el año a.

$GRZ_{i,n}$ = Gastos reales por concepto de margen de costos de operación $C_{i,a-1}$ del combustible i, para el periodo n.

$IRZ_{i,n}$ = Ingresos reales por concepto de margen de costos de operación $C_{i,a-1}$ del combustible i, para el periodo n.

n = Periodo comprendido desde Enero a diciembre del año a-1.

i = Tipo de combustible.

a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

a-1 = Año base.

Segundo, el monto total que se debe ajustar a Recope ($Az_{i,a}$), se obtiene de la siguiente manera:

$$Az_{i,a} = \left\{\frac{VTR_{i,a-1} - VTE_{i,a-1}}{VTR_{i,a-1}}\right\} * Az_{i,a-1} + az_{i,a} \qquad \textit{(Ecuación 20)}$$

Donde:

$Az_{i,a}$ = Ajuste por gastos de operación para el combustible i, para el año a.

$VTE_{i,a-1}$ = Ventas totales estimadas en litros para el combustible i, en el año a-1.

$VTR_{i,a-1}$ = Ventas totales reales en litros para el combustible i, en el año a-1, para todo $VTR_{i,a-1}$ mayor a 0.

$Az_{i,a-1}$ = Ajuste por gastos de operación para el combustible i, para el año a-1.

$az_{i,a}$ = Ajuste por diferencial de ingresos y gastos de operación relacionados al combustible i, para el año a (ver ecuación 19).

i = Tipo de combustible.

a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

a-1 = Año base.

Tercero, una vez obtenido el monto total de ajuste por gastos de operación para el combustible i, se obtiene el monto de ajuste por concepto de gastos de operación por litro para el combustibles i ($AZ_{i,a}$) de la siguiente manera:

$$AjZ_{i,a} = \frac{\mathrm{Az}_{i,a}}{VTE_{i,a}} \quad \textit{(Ecuación 21)}$$

Donde:

$AjZ_{i,a}$ = Ajuste por concepto de gastos de operación por litro para el combustible i, para el año a.

$Az_{i,a}$ = Ajuste por gastos de operación para el combustible i, para el año a.

$VTE_{i,a}$ = Ventas totales estimadas en litros para el combustible i, en el año a, para todo $VTE_{i,a}$mayor a 0.

j = 1, 2, 3,…, J. Ajustes extraordinarios de precios, realizados a partir de la entrada en vigencia de la tarifa del estudio ordinario de precios anterior.

i = Tipos de combustibles

Las fórmulas anteriores se establecen para ventas de productos mayores que cero; en caso de que no se den ventas reales o no se estimen ventas de alguno de los productos i, su ajuste sería cero.

#### *4.10.2. Ajuste por concepto de Otros Ingresos ($AOI_{i,a}$)*

La tarifa de ajuste por concepto de Otros Ingresos ($AOI_{i,a}$), contrasta los otros ingresos (OI) estimados reflejados vía tarifa con los otros Ingresos realmente obtenidos por Recope. Y se obtiene de la siguiente manera:

En primer lugar se obtiene el ajuste por diferencial ($aoi_{i,a}$) entre Ingresos percibidos vía tarifa e ingresos reales por concepto de otros ingresos relacionados al combustible i y se obtiene de la siguiente manera:

$$aoi_{i,a} = \sum_{n=\,Enero\ a-1}^{diciembre\ a-1} (OI_{i,n} - OIR_{i,n}) + (OIP_{i,n} - OIPR_{i,n}) \quad \textit{(Ecuación 22)}$$

Donde:

$aoi_{i,a}$ = Ajuste por diferencial entre ingresos incluidos en al cálculo de la tarifa vigente e ingresos reales por concepto de otros ingresos relacionados al combustible i, para el año a.

$OI_{i,n}$ = Otros Ingresos reflejados vía tarifa en la venta de la combustible i, para el periodo n.

$OIR_{i,n}$ = Otros Ingresos reales obtenidos por Recope para el combustible i, para el periodo n.

$OIP_{i,n}$ = Otros Ingresos prorateados reflejados vía tarifa en la venta de la combustible i, para el periodo n.

$OIPR_{i,n}$ = Otros Ingresos prorateados reales obtenidos por Recope para el combustible i, para el periodo n.

n = Periodo comprendido desde Enero del año a-2 hasta Diciembre del año a-1.

a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

a-1 = Año base.

i = Tipo de combustible.

En segundo lugar, para obtener el monto total que se debe ajustar a Recope ($Aoi_{i,a}$), o por el contrario el monto total que Recope debe ajustar a los usuarios, se obtiene de la siguiente manera:

$$Aoi_{i,a} = \left\{\frac{VTE_{i,a-1} - VTR_{i,a-1}}{VTE_{i,a-1}}\right\} * Aoi_{i,a-1} + aoi_{i,a} \quad \textit{(Ecuación 23)}$$

Donde:

$Aoi_{i,a}$ = Ajuste por concepto de otros ingresos para el combustible i, para el año a.

$Aoi_{i,a-1}$ = Ajuste por concepto de otros ingresos para el combustible i, para el año a-1.

$VTE_{i,a-1}$ = Ventas totales estimadas en litros para el combustible i, en el año a-1, Para todo $VTE_{i,a-1}$ mayor a 0.

$VTR_{i,a-1}$ = Ventas totales reales en litros para el combustible i, en el año a-1.

$aoi_{i,a}$ = Ajuste por diferencial entre ingresos incluidos en al cálculo de la tarifa vigente e ingresos reales por concepto de otros ingresos relacionados al combustible i, para el año a.

n = Periodo comprendido desde Enero del año a-2 hasta Diciembre del año a-1.

a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

a-1 = Año base.

i = Tipo de combustible.

Una vez obtenido el monto total de ajuste por otros ingresos para el combustible i, se obtiene el monto de ajuste por concepto de otros ingresos por litro para el combustibles i ($AZ_{i,a}$); y se obtiene de la siguiente manera:

$$AjOI_{i,a} = \frac{\mathrm{Aoi}_{i,a}}{VTE_{i,a}} \quad \textit{(Ecuación 24)}$$

Donde:

$AjOI_{i,a}$ = Ajuste por concepto de gastos de operación por litro para el combustible i, para el año a.

$Aoi_{i,a}$ = Ajuste por concepto de otros ingresos para el combustible i, para el año a (Ver ecuación 23).

$VTE_{i,a}$ = Ventas totales estimadas en litros para el combustible i, en el año a.

Si par algún "i" $VTE_{i,a}$ = 0; $AjOI_{i,a}$; es igual a 0.

a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

i = Tipo de combustible.

Las fórmulas anteriores se establecen para ventas de productos mayores que cero; en caso de que no se den ventas reales o no se estimen ventas de alguno de los productos i, su diferencial sería cero.

En caso de que la diferencia entre ingresos y gastos indique un déficit, en vez de un excedente, Recope podrá solicitar una revisión ordinaria, aportando las explicaciones, justificaciones y documentos de respaldo necesarios.

### *4.11. Canon de regulación de las actividades de suministro de combustibles ($Ca_{i,a}$)*

La variable $Ca_i$ se refiere al canon de regulación vigente de las actividades de suministro de combustibles en el territorio nacional expresado en colones por litro, el cual es aprobado por la Contraloría General de la República. Este canon será ajustado de manera extraordinaria, según se indica en el apartado 6.

### *4.12. Rendimiento sobre la base tarifaria (RSBTi)*

El rendimiento sobre la base tarifaria ($RSBT_{i,a}$) se determina a partir de una tasa que refleje el costo del capital en Recope, con el objetivo de que cuente con los fondos necesarios para financiar las inversiones en infraestructura necesarias para garantizar que el servicio público se preste en las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad y oportunidad que indica la Ley 7593.

Se determina mediante la siguiente ecuación:

$$RSBT_{i,a} = \frac{r_c*(AFNOR_{i,a}+CT_{i,a})}{Q_{i,a}} \quad \textit{(Ecuación 25)}$$

Donde:

$RSBT_{i,a}$ = Rendimiento sobre la base tarifaria del combustible i para el año a.

$r_c$ = Costo promedio ponderado del capital (Ver ecuación 25a).

$AFNOR_{ia}$:= Activo fijo neto de operación al costo y revaluado del combustible i para el año a, al último cierre fiscal, el cual se calcula como el activo fijo neto en colones que efectivamente se encuentre en operación y se utilice en el proceso productivo asociado con el servicio regulado, más el promedio anual de adiciones por la capitalización de los activos del año a, menos los retiros de activos obsoletos, deteriorados o

trasladados a la prestación de otros servicios no incluidos en el $K_{i,a}$, más su correspondiente revaluación menos la depreciación acumulada, tanto al costo como revaluada (Ver sección 5.10.2).

CT = Capital de trabajo (Ver sección 5.10.5)

$Q_{i,a}$ = Total de litros anuales vendidos estimados de cada tipo de combustible i, en el año a.

Si para algún "i" $Q_{i,a}$= 0; $RSBT_{i,a}$ = 0.

#### *4.12.1. Costo promedio ponderado del capital*

El costo del capital anual se obtiene del promedio ponderado de las tasas activas y pasivas, donde los ponderadores son el porcentaje de apalancamiento y de capital propio según los Estados Financieros auditados de Recope para el periodo fiscal previo a la fijación tarifaria. La ecuación es la siguiente:

$$r_c = tie_{a-1} * pa_{a-1} + tip_{a-1} * apkp_{a-1} \quad \textit{(Ecuación 25.a)}$$

Donde:

$r_c$ = Costo promedio ponderado del capital.

$tie_{a-1}$ = Costo del endeudamiento: valor de las obligaciones de largo plazo con costo financiero. Se obtiene del promedio ponderado de la tasa de interés de los pasivos de largo plazo con costo de la empresa con corte al periodo fiscal anterior a la fijación tarifaria (siendo el ponderador el monto del principal de cada préstamo incluido en el cálculo).

pa = Porcentaje de apalancamiento obtenido como $\frac{D}{A}$ siendo: D el valor de la deuda, el cual considera únicamente las obligaciones con costo financiero excluidas las adquiridas para financiar la actividad de refinación y A la sumatoria de la deuda con costo más el patrimonio (D+P), ambos según el último estado financiero auditado anterior a la fijación tarifaria.

$tip_{a-1}$ = Tasa de interés pasiva nominal promedio general. Se utilizará la media aritmética simple del valor diario de tasa de interés pasiva bruta promedio del Sistema Financiero, en colones publicada por el BCCR, y se usará la serie de datos para el año fiscal anterior al que se realiza la fijación tarifaria.

apkp = Porcentaje de aporte propio sobre el capital obtenido como $\frac{P}{A}$ siendo: P el valor del capital propio o patrimonio excluidos los aportes realizados al proceso de refinación, según el último estado financiero auditado anterior a la fijación tarifaria y A el indicado en la variable pa.

a-1 = Año base..

#### *4.12.2. Activo fijo neto en operación*

El activo fijo neto de operación al costo por tipo de combustible, al último cierre fiscal, el cual se calcula como el activo fijo neto que efectivamente se encuentre en operación y se utilice en el proceso productivo asociado con el servicio regulado. Según esta definición, no se considerarán activos que hayan sido retirados, estén deteriorados, no correspondan al giro del servicio regulado o se hayan contratado mediante la modalidad de *arrendamiento*.

El activo fijo neto en operación reevaluado se calcula de la siguiente forma:

$$\boldsymbol{AFNOR_{a-1} = (AFC_{a-1} + AFR_{a-1}) - (DC_{a-1} + DR_{a-1})} \quad \text{(Fórmula 25b)}$$

Donde:

$AFNOR_{a-1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado del periodo *a-1*.
$AFC_{a-1}$ = Total de activos fijos al costo, para el periodo *a-1*.
$AFR_{a-1}$ = Total de activos fijos revaluados, para el periodo *a-1*.
$DC_{a-1}$ = Depreciación acumulada del activo al costo, para el periodo *a-1*.
$DR_{a-1}$ = Depreciación acumulada de los activos revaluados para el periodo *a-1*.
a-1 = Año base.

**Activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo *a* ($\boldsymbol{AFNOR_a}$ ).**

Para el cálculo del activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo *4*, se procede de la siguiente manera:

$$\mathrm{AFNOR_a = (AFC_a + AFR_a) - (DC_a + DR_a)} \quad \textit{(Fórmula 25c)}$$

Donde:

$AFNOR_a$ = Activo fijo neto en operación revaluado del periodo *a*.
$AFC_a$ = Total de activos fijos al costo, para el periodo *a* (ver ecuación 25d).
$AFR_a$ = Total de activos fijos revaluados, para el periodo *a* (ver ecuación 25e).
$DC_a$ = Depreciación del activo al costo, para el periodo *a* (ver ecuación 25j).
$DR_a$ = Depreciación acumulada de los activos revaluados, para el periodo *a* (ver ecuación 24m).
a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

**El activo fijo al costo se calcula de la siguiente manera:**

$$AFC_A = AFC_{a-1} + AD - RA_{cto} \pm TA_{cto} \ (Ecuación \ \ 25d)$$

Donde:

$AFC_a$ = Activo fijo al costo del periodo *a*.
$AFC_{a-1}$ = Activo fijo al costo del periodo *a-1*.
*AD* = Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico del plan de inversiones respectivo (ver sección 5.10.3).
$RA_{cto}$ = Retiro de activos al costo (ver sección 5.10.4 referente a los criterios para el retiro de activos).

| | | |
|---|---|---|
| $TA_{cto}$ | = | Traslado de activos al costo. Para el activo que recibe el monto $TA_{cto}$es positivo (+$TA_{cto}$), para el activo que traslada $TA_{cto}$es negativo (-$TA_{cto}$). |
| *cto* | = | Al costo |
| a-1 | = | Año base. |
| a | = | Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología. |

**El activo fijo revaluado se calcula de la siguiente manera:**

$$AFR_a = AFR_{a-1} - RA_r \pm TA_r + \text{Rev} \quad \textit{(Ecuación 25e)}$$

Donde:

| | | |
|---|---|---|
| *AFRa* | = | Activo fijo revaluado del periodo *a*. |
| $AFR_{a-1}$ | = | Activo fijo revaluado del periodo *a-1*. |
| $RA_r$ | = | Retiros de activos revaluado. |
| *Rev* | = | Revaluación de activos del periodo *a (*ver ecuación 25f). |
| $TA_r$ | = | Traslado de activos revaluados. Para el activo que recibe el monto $TA_r$ es positivo (+$TA_r$), para el activo que traslada $TA_r$ es negativo (-$TA_r$). |
| *r* | = | Revaluado |
| a-1 | = | Año base. |
| a | = | Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología. |

**Revaluación de activos:**

El procedimiento seguido para la revaluación de activos (*Rev*) es el siguiente:

$$Rev = IR * [(AFC_{a-1} + AFR_{a-1} - RA_{cto} - RA_r) \pm (TA_{cto} + TA_r)] \quad \textit{(Ecuación 25f)}$$

Donde:

| | | |
|---|---|---|
| *IR* | = | Índice de revaluación. Se refiere al índice de revaluación de activos local ($IR_L$), externo ($IR_E$) o compuesto según corresponda ($IR_{com}$)(ecuaciones 25g, 25h o 25i respectivamente). |
| $AFC_{a-1}$ | = | Activo fijo al costo, periodo *a-1*. |
| $AFR_{a-1}$ | = | Activo fijo revaluado, periodo *a-1*. |
| $RA_{cto}$ | = | Retiro de activos al costo. |
| $RA_r$ | = | Retiros de activos revaluado. |
| $TA_{cto}$ | = | Traslado de activos al costo. |
| $TA_r$ | = | Traslado de activos revaluados. Para el activo que recibe el monto $TA_{cto} + TA_r$ es positivo (+$(TA_{cto} + TA_r)$), para el activo que traslada $TA_{cto} + TA_r$ es negativo (-$(TA_{cto} + TA_r)$). |
| *cto* | = | Al costo. |
| *r* | = | Revaluado. |
| a-1 | = | Año base. |

La **revaluación de activos** se calcula aplicando el índice de revaluación a los activos fijos según su origen nacional, extranjero (importado) o compuesto. Para cada caso se calcula un índice específico, cuyas fórmulas son las siguientes:

***Índice de revaluación componente local:***

$$IR_L = \left(\frac{IPCR_a}{IPCR_{a-1}} - 1\right) * (\%\ \boldsymbol{C_L}) \quad \text{(Ecuación 25g)}$$

Donde:

| | | |
|---|---|---|
| *t+1* | = | Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. |
| $IR_L$ | = | Índice de revaluación de activos local. |
| $IPCR_{a-1}$ | = | Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del periodo a-1, con $IPCR_{a-1}$ distinto de 0. |
| *IPCRa* | = | Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del *a*. |
| *L* | = | Local. |
| $\%\ C_L$ | = | Porcentaje de componente del gasto local. |
| a-1 | = | Año base. |
| a | = | Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología. |

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor se considerará la expectativa de inflación publicada por el Banco Central de Costa Rica en su Programa Macroeconómico. Mientras que la información real del índice se obtiene del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC). Para la proyección se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

***Índice de revaluación para activos de origen externo (importado)***

$$IR_E = \left(\frac{IPUSA_a * Tcve_a}{IPUSA_{a-1} * Tcv_{a-1}} - 1\right) * (\%\ C_e) \quad \text{(Ecuación 25h)}$$

Donde:

| | | |
|---|---|---|
| $IR_E$ | = | Índice de revaluación de activos externo. |
| $IPUSA_{a-1}$ | = | Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre de periodo *a-1*, con $IPUSA_{a-1}$ diferente de 0. |
| $IPUSA_a$ | = | Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del periodo *a*. |
| $Tcve_a$ | = | Tipo de cambio de venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondiente a diciembre del periodo *a*. |
| $Tcv_{a-1}$ | = | Tipo de cambio de venta (CRC/USD) establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de diciembre del periodo *a-1, c*on $\mathrm{Tcv}_{a-1}$ diferente de 0. |
| $\%\ C_e$ | = | Porcentaje de componente del gasto externo. |
| *E* | = | Externo. |
| a-1 | = | Año base. |

a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos o el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos, se utilizará como fuente para la información real el Bureau of Labor Statistics de USA. Para la proyección se utilizará la variación interanual del índice al último mes disponible de información o las estimaciones de la IE si se tienen.

***Índice compuesto de revaluación para activos:***

$$IR_{com} = IR_L + IR_E \quad \textit{(Ecuación 25i)}$$

Donde:

$IR_{com}$ = Índice de revaluación compuesto.
$IR_L$ = Índice de revaluación de activos local (según ecuación 25h).
$IR_E$ = Índice de revaluación de activos externo (según ecuación 25g).
*L* = Local.
*E* = Externo.
*Com* = Compuesto.

**Depreciación al costo ($DC_a$):**

$$\boldsymbol{DC_a = DC_{a-1} - RD_{cto} + Dep \pm TD_{cto}} \quad \text{(Ecuación 25j)}$$

Donde:

$DC_a$ = Depreciación al costo, periodo *a*.
$DC_{a-1}$ = Depreciación al costo, periodo *a-1*.
$RD_{cto}$ = Retiro de activos depreciados al costo.
*Dep* = Depreciación (ver *Ecuación* 25k).
$TD_{cto}$ = Traslados depreciación al costo.
Para el activo que recibe el monto $TDcto$ es positivo ($+TD_{cto}$), para el activo que traslada $TDcto$ negativo ($-TD_{cto}$).
*cto* = Al costo
a-1 = Año base.
a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

$$\text{Dep} = \text{TDA} * [\text{AFC}_{a-1} + (0{,}5 * \text{AD}) - (0{,}5 * \text{RA}_{\text{cto}}) \pm \text{TA}_{cto}] \quad \textit{(Ecuación 25k)}$$

Donde:

*Dep* = Depreciación.
*TDA* = Tasa de depreciación del activo (ver fórmula 25l).
$AFC_t$ = Activo fijo al costo del periodo *a-1*.
*AD* = Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico (ver sección 5.11.3).
$RA_{cto}$ = Retiro de activos al costo.
$TA_{cto}$ = Traslado de activos al costo.
Para el activo que recibe el monto $\text{TA}_{cto}$ es positivo ($+\text{TA}_{cto}$), para el activo que traslada $\text{TA}_{cto}$ negativo ($-\text{TA}_{cto}$).
*cto* = Al costo

a-1 = Año base.

Tanto las adiciones de activos como los retiros se ponderan por 0,5 dado que se desconoce en qué momento del año se realizarán.

La tasa de depreciación de cada activo se calcula de la siguiente forma:

$$TDA = \frac{100-VAR}{VU} \quad (\textit{Ecuación } 25l)$$

Donde:

*TDA* = Tasa de depreciación del activo
*VAR* = Valor de rescate, expresado como porcentaje.
*VU* = Vida útil, con Vu distinto de 0.

**Depreciación acumulada revaluada ($\mathbf{DR_a}$):**

$$DR_a = DR_{a-1} - RA_{DR} + Dep_r + Rev_{dr} \pm TA_{dr} \ (\textit{Ecuación } 25m)$$

Donde:

$DR_a$ = Depreciación acumulada revaluada del periodo *a*.
$DR_{a-1}$ = Depreciación revaluada del periodo *a-1*.
$RA_{dr}$ = Retiro de activos depreciados revaluados.
$Dep_r$ = Gasto de depreciación revaluada (ver Ecuación 25n).
$Rev_{dr}$ = Revaluación de la depreciación revaluada.
$TA_{dr}$ = Traslado de activos depreciados revaluados.
Para el activo que recibe el monto $\mathrm{TA_{dr}}$ es positivo ($+\mathrm{TA_{dr}}$), para el activo que traslada $\mathrm{TA_{dr}}$negativo ($-\mathrm{TA_{dr}}$)
*r* = Revaluado.
a-1 = Año base.
a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

***Cálculo de la depreciación revaluada***

$$\mathrm{Dep}_r = \mathrm{TDA} * [AFR_{a-1} - (0{,}5 * \mathrm{RA_r}) \pm TA_r] \ \textit{(Ecuación 25n)}$$

Donde:

$Dep_r$ = Gasto de depreciación de los activos revaluados (ver Ecuación 25n).
*TDA* = Tasa de depreciación del activo.
$AFR_{a-1}$ = Activo fijo revaluado, del periodo *a-1*.
$RA_r$ = Retiros de activos revaluado.
$TA_r$ = Traslado de activos revaluados.
Para el activo que recibe el monto $\mathrm{TA_r}$ es positivo ($+\mathrm{TA_r}$), para el activo que traslada $\mathrm{TA_r}$negativo ($-\mathrm{TA_r}$)
*r* = Revaluado.
a-1 = Año base.

Los retiros se ponderan por 0,5 dado que se desconoce en qué momento del año se realizarán éstas.

***Calculo de la revaluación de la depreciación revaluada***

$$Rev_{dr} = IR * [DC_{a-1} + DR_{a-1} - (RD_{cto} + RA_{dr}) \pm (TD_{cto} + TA_{dr})]$$ *(Ecuación 25o)*

Donde:

$Rev_{dr}$ = Revaluación de la depreciación revaluada.
IR = Índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.
$DC_{a-1}$ = *Depreciación al costo del periodo a-1.*

$DR_{a-1}$ = *Depreciación revaluada del periodo a-1.*

*RDcto = Retiro de activos depreciados al costo.*

RAdr = Retiro de activos depreciados revaluados.
TDcto = Traslados depreciados al costo.
TAdr = Traslado de activos depreciados revaluados.
Para el activo que recibe el monto $TA_{cto} + TA_r$ es positivo (+($TA_{cto} + TA_r$)), para el activo que traslada $TA_{cto} + TA_r$ es negativo (-($TA_{cto} + TA_r$)).
cto = Al costo
a-1 = Año base.

Para todos los cálculos que se realizan para obtener el activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo en el que estará vigente el ajuste tarifario ($AFNOR_{\mathrm{a}}$ ). Se analiza y considera:

- Los activos deben ser consistentes con los proyectos los indicados en el Plan Nacional de Desarrollo y Plan de Energía vigentes, y para eso se debe justificar cada uno de ellos y su relación con la prestación del servicio público.
- El financiamiento aprobado para las inversiones y adiciones programadas en el Plan de Inversión, así como, los requisitos legales, refrendos, permisos municipales, uso de tierra, etcétera.
- Los auxiliares de activos.
- Los activos deben responder a dos criterios: **útiles** para la prestación del servicio y que efectivamente se utilicen en la misma (**utilizable**).

***4.12.3. Determinación de las adiciones***

La cantidad de adiciones se calcula como la proporción del porcentaje de ejecución de las inversiones reconocidas por la Aresep:

$$Adiciones = Inversiones\ Reconocidas\ capitalizadas\ en\ el\ año\ a$$

$$Inversiones\ Reconocidas = Inversiones * Porcentaje\ de\ ejecución \quad \textit{(Ecuación 26)}$$

*Determinación del Porcentaje de ejecución*

1. El Plan de Inversiones vigente, con los detalles y justificaciones de los proyectos.
2. Los proyectos de inversión deben ser consistentes a lo indicado en el Plan Nacional de Desarrollo y Plan de Energía vigentes.
3. En cada estudio tarifario, las empresas deben reportar la cantidad de obras que construyó o bien la cantidad de equipos que instaló durante el año.
4. Se determina el porcentaje de ejecución anual de inversiones, como el cociente entre las obras construidas o equipos instalados por la empresa, y la cantidad de obras o de equipos reconocidos por la Intendencia para ese año.
5. Se calcula el porcentaje de ejecución anual para los últimos cinco años anteriores al año en consideración en el estudio tarifario vigente y se calcula el promedio simple de los porcentajes de ejecución de esos últimos cinco años.
6. El porcentaje de ejecución promedio tiene un tope de un 100%.
7. El valor del porcentaje promedio de los cinco años anteriores es el porcentaje de ejecución a utilizar. Éste se aplica a la cantidad de obras o de equipos reconocidos, previa deducción de las cantidades por no tener una justificación técnica razonable.
8. No se consideran obras o equipos instalados que no hayan sido previamente reconocidos por la Intendencia, salvo justificación técnica debidamente sustentada.

Para el análisis de adiciones Aresep realizará visitas de campo a los diferentes proyectos, con el propósito de verificar montos, ejecución y año de aprobación.

Sólo se capitaliza la mano de obra directa. La mano de obra indirecta se traslada a gasto.

Se deberá justificar y separar en los registros que proporción de las adiciones corresponden a reposición de activos que se retirarán y que proporción corresponde a expansión del servicio.

#### *4.12.4. Determinación de los retiros*

Para el caso particular de retiro de activos se consideran los siguientes criterios:

- RECOPE está en la obligación de depurar la base tarifaria, para ello deben presentar en cada estudio tarifario el detalle de activos retirados, clasificados por remplazo, deterioro, obsolescencia, traslados u otros.
- Se requiere información y justificación sobre la pérdida o ganancia contable que estos retiros originan a la empresa, para ser compensados en las tarifas en el gasto o incluidas en otros ingresos según corresponda. Este gasto debe ser congruente con los saldos que reflejan los activos retirados y la transacción que dio origen a su retiro.

Los retiros se deben presentar para cada grupo de activos, en el periodo que se retiró o se prevé retirar, indicando los valores del activo al costo, revaluado y sus respectivas depreciaciones (al costo y revaluado), así mismo, indicar si el retiro originó una pérdida o

ganancia contable en el retiro del mismo y su ubicación física. Con la finalidad de que la ARESEP pueda realizar en cualquier momento la supervisión y control necesarios sobre esos activos y en caso de no responder a la realidad el operador podrá ser sancionado tanto a nivel del efecto en la base tarifaria como en la multa correspondiente por el incumplimiento dado según lo establecido en la Ley 7593 en su artículo 38.

#### *4.12.5. Capital de trabajo (CTi)*

El capital de trabajo se obtiene mediante la siguiente ecuación

$$CT_{i,a} = (VTP_{i,a-1} * PPA_{i,CIF}) * DIP_{i,a-1} \quad \textit{(Ecuación 27)}$$

Donde:

$CT_{i,a}$ = Capital de trabajo para el combustible i, en el año a.

$VTP_{i,a-1}$ = Ventas diarias promedio, en litros para el combustible i. Calculadas como una media aritmética simple de las ventas diarias en el año a-1

$PPA_{i,CIF}$ = Precio promedio de referencia CIF sin impuesto en litros para el combustible i. Calculada como una media aritmética simple de las facturas por embarque para el año a-1.

$DIP_{i,a-1}$ = Días de inventario Promedio real del periodo a-1. Se calcula como:

$$DIP_{i,a-1} = \frac{\left(\frac{VTR_{i,a-1}}{INC_{i,a-1}}\right)}{315+do} \quad \textit{(Ecuación 27a)}$$

Donde:

$VTR_{i,a-1}$ = Ventas totales reales en litros para el combustible i, en el año a-1

$INC_{i,a-1}$ = Inventario neto al costo del producto i, en el año a-1

315 = Días al año en que Recope expende combustibles (365 menos domingos). Siendo *do* los domingos que Recope habilite para expender los combustibles, lo cual deberá estar debidamente justificado. Si tal situación no se diera *do=0.*

a = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología.

a-1 = Año base.

i = Tipo de combustible.

### *4.13. Impuesto único por tipo de combustible (Ti)*

El impuesto único a los combustibles está establecido en la Ley de Simplificación y Eficiencia Tributaria N° 8114 y es fijado por el Ministerio de Hacienda. Este monto será ajustado de manera extraordinaria, según se indica en el apartado 7 y es expresado en colones por litro y para cada combustible.

### *4.14. Precio del Jet fuel, av-gas e ifo 380 en puertos y aeropuertos sin impuesto único*

Los precios en plantel de distribución de los combustibles jet fuel, av-gas e ifo 380, que se venden en aeropuertos o puertos, será aplicado automáticamente por Recope ajustando el precio de referencia internacional PRi dentro de una banda establecida por Aresep. El rango de la banda se establecerá con base en el valor de dos desviaciónes estándar por barril del precio internacional FOB de cada combustible. La desviación estándar será calculada en cada fijación extraordinaria, con base en 300 observaciones del precio FOB de referencia internacional de cada combustible ocurridas con anterioridad a la fecha de corte las fijaciones extraordinarias de las variables $PR_{ij}$, $TCR_j$, el segundo viernes de cada mes, según la sección 6. En las fijaciones ordinarias se utilizará el resultado la fijación extraordinaria vigente a la fecha de la resolución tarifaria.

Modificado el precio internacional PRi según el rango de variación, debe adicionársele el $K_{i,a}$, $Da_{i,j}$, los subsidios y $Ca_{i,a}$ para establecer el precio final, sin el impuesto único. En aquellos casos en donde no se aplique la exoneración del impuesto único, este deberá agregarse al precio. Las fórmulas para calcular el precio máximo y mínimo por litro, en colones o dólares, son las siguientes:

| | | | |
|---|---|---|---|
| Banda de precios | Precio máximo | Colones | $NPPC^{máx¢}{}_i = \left((PR_{ij} + \sigma_{ij}) * TCV\right) + (K_{i,a} - OI_{i,a} - OIP_{i,a}) + Da_{i,j} + AZ_{i,a} + AOI_{i,a} + Ca_{i,aj} + T_i - SE_{i,h} - SC_{i,j} + PS_{i,j} + RSBT_{i,a}$ |
| | | Dólares | $NPPC^{máx\$}{}_i = \left(PR_{ij} + \sigma_{ij}\right) + \frac{(K_{i,a} - OI_{i,a} - OIP_{i,a}) + Da_{i,j} + AZ_{i,a} + AOI_{i,a} + Ca_{i,aj} + T_i - SE_{i,h} - SC_{i,j} + PS_{i,j} + RSB}{TCV}$ |
| | Precio mínimo | Colones | $NPPC^{mín¢}{}_i = \left((PR_{ij} - \sigma_{ij}) * TCV\right) + (K_{i,a} - OI_{i,a} - OIP_{i,a}) + Da_{i,j} + AZ_{i,a} + AOI_{i,a} + Ca_{i,aj} + T_i - SE_{i,h} - SC_{i,j} + PS_{i,j} + RSBT_{i,a}$ |
| | | Dólares | $\boldsymbol{NPPC^{min\$}{}_i} = \left(PR_{ij} - \sigma_{ij}\right) + \frac{(K_{i,a} - OI_{i,a} - OIP_{i,a}) + Da_{i,j} + AZ_{i,a} + AOI_{i,a} + Ca_{i,aj} + T_i - SE_{i,h} - SC_{i,j} + PS_{i,j} + RSB}{TCV}$ |

Donde:

$NPPC^{máx¢}_{i,\,j}$ = Precio máximo en colones por litro, en plantel de distribución, de los combustibles jet fuel, av-gas e ifo 380, que se vende en aeropuertos o puertos, del combustible i para el ajuste extraordinario j.

$NPPC^{máx\$}_{i}$ = Precio máximo en USA dólares por litro, en plantel de distribución, de los combustibles jet fuel, av-gas e ifo 380, que se vende en aeropuertos o puertos.

$NPPC^{mín¢}_{i}$ = Precio mínimo en colones por litro, en plantel de distribución, de los combustibles jet fuel, av-gas e ifo 380, que se vende en aeropuertos o puertos.

$NPPC^{mín\$}_{i}$ = Precio mínimo en USA dólares por litro, en plantel de distribución, de los combustibles jet fuel, av-gas e ifo 380, que se vende en aeropuertos o puertos.

$\sigma_i$ = Es la desviación estándar en dólares por barril del precio internacional FOB de cada combustible. La desviación estándar será calculada con base en 300 observaciones del precio FOB de referencia internacional de cada combustible ocurridas con anterioridad a la fecha de corte las fijaciones extraordinarias de las variables $PR_{ij}$, $TCR_j$.

TCV = Tipo de cambio de venta (colones por dólar) para el Sector Público no Bancario publicado por el Banco Central de Costa Rica, para el día en que se realiza la venta del combustible. Con TCV diferente de 0.

$T_i$ = Impuesto único a los combustibles es expresado en colones por litro, por tipo de combustible, establecido en la Ley de Simplificación y Eficiencia Tributaria N° 8114 y fijado por el Ministerio de Hacienda, para los casos en que se aplique.

j = 1, 2, 3,…, J. Ajustes extraordinarios de precios, realizados a partir de la entrada en vigencia de la tarifa del estudio ordinario de precios.

***5. Fijación del precio en plantel de distribución por la vía extraordinaria***

Partiendo del modelo de fijación de precio de los combustibles en plantel de distribución descrito en el punto 5 de este documento, mediante el procedimiento de fijación extraordinaria puede ajustarse el precio de los combustibles en plantel de distribución, ante la variación de los factores siguientes:

$PR_{ij}$, $TCR_j$ = Deben ser ajustados extraordinariamente de la manera siguiente: La Autoridad Reguladora calculará los precios para cada uno de los combustibles i el segundo viernes de cada mes que corresponde a la fecha de corte del estudio extraordinario de precio. Cuando dicho viernes coincida con un día feriado o de asueto, el cálculo se hará al día hábil siguiente, utilizando la misma fecha de corte del segundo viernes del mes.

$\sigma_{ij}$ = La desviación estándar del precio internacional FOB del producto i será revisada de forma extraordinaria el segundo viernes de cada mes que corresponde a la fecha de corte del estudio extraordinario de precio, según se indicó. Lo anterior para que Recope pueda determinar el precio de venta de los combustibles dentro de la banda, en más / menos la desviación estándar en dólares por barril del precio internacional FOB de cada combustible.

$Da_{i,j}$ = Este factor será revisado bimensualdiante el procedimiento extraordinario de ajuste de precio establecido en el numeral 5.6. La revisión del cálculo de Di se realizará en la misma fecha de corte en que se realice la revisión extraordinaria del PRi y TCR**.**

$SC_{i,j}$ = Este factor se aplicará al precio del combustible siguiendo el procedimiento extraordinario de ajuste de precio establecido en el numeral 5.7. La revisión del cálculo del subsidio se realizará en la misma fecha de corte en que se realice la revisión extraordinaria del PRi y TCR.

$PS_{i,j}$ = Este factor se aplicará al precio del combustible siguiendo el procedimiento extraordinario de ajuste de precio establecido en el numeral 5.7. La revisión de la

asignación del subsidio se realizará en la misma fecha de corte en que se realice la revisión extraordinaria del PRi y TCR.

$Ca_{i,aj}$ = Este factor se actualizará cada vez que la Contraloría General de la República apruebe el monto del mismo y éste sea publicado por Aresep, se incluirá en la última fijación extraordinaria de cada año.

$T_i$ = Este factor se aplicará cuando proceda según lo establecido en la Ley de Simplificación y Eficiencia Tributaria, N° 8114. El precio del combustible se ajustará conforme a las actualizaciones del monto del impuesto que realice el Ministerio de Hacienda mediante decreto ejecutivo.

De conformidad con lo expuesto, en un mismo mes y en un solo expediente tarifario, se tramitarán las revisiones de las variables que correspondan según los puntos anteriores.

El ajuste de precios se someterá al procedimiento que estipula la Ley 7593 y sus reformas, el Reglamento a dicha ley y varios votos de la Sala Constitucional, entre ellos el 2010-004042, para resolver los ajustes de precios extraordinarios. La Aresep dará un plazo razonable para cumplir con el derecho de participación ciudadana. Para ello se seguirá el procedimiento establecido en la RRG-7205-2007 del 7 de setiembre de 2007 publicada en La Gaceta 181 del 20 de setiembre de 2007 y sus modificaciones o cualquier otra resolución que la sustituya. De este trámite se excluyen los ajustes en los precios del combustible ocasionados por la actualización del impuesto único, el cual se deberá realizar de acuerdo a lo que establece la Ley 8114.

***6. Precio al consumidor final***

Una vez ajustado el precio en plantel de distribución al mayoreo de Recope, se trasladará el ajuste a los precios del consumidor en estaciones de servicio mixtas y distribuidores sin punto fijo de venta (peddlers). La fórmula para establecer el precio al consumidor será la siguiente:

$$PCDF_{i,j} = PPC_{i,j} + MgTi + MgDi \quad \textit{(Ecuación 28)}$$

Donde:

$PCDF_{i,j}$ = Precio al consumidor del combustible i, al nivel del distribuidor y/o comercializador de combustible, en colones por litro.

$PPC_{i,j}$ = Precio de venta en plantel de distribución al mayoreo del combustible i, en el ajuste extraordinario j.

$MgT_i$ = Margen promedio de transporte del combustible en colones por litro, que se incorpora por tipo de combustible para mantener un precio uniforme al nivel del distribuidor o comercializador de combustible, con o sin punto fijo de venta. El flete promedio de transporte será revisado cada vez que se hace una revisión ordinaria de flete de transporte, con base en la metodología tarifaria de transporte de combustibles definida por la Autoridad Reguladora.

$MgD_i$ = Margen del distribuidor con o sin punto fijo de venta, en colones por litro, por tipo de combustible, el cual será determinado con base en la metodología tarifaria definida por la Autoridad Reguladora.

i = Tipo de combustible.

### *7. Vigencia de las resoluciones*

Las variaciones de precio de los combustibles se aplicarán el día natural siguiente al de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta o según se establezca en cada resolución, de conformidad con lo establecido en el artículo 34 de la Ley 7593.

### *8. Información requerida*

Toda la información requerida para la aplicación de esta metodología será solicitada a Recope por la Intendencia de Energía.

### *9. Consideraciones adicionales*

Se consideran como reservas de inversión según la Ley 7722 el rendimiento sobre base tarifaria y los cambios en el capital de trabajo

Anexo 1. Glosario de términos relevantes

| Término | Concepto |
|---|---|
| Activo fijo neto en operación | Valor neto de la inversión, valuada a su valor razonable menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro de valor que haya sufrido dicho activo. Normalmente, el valor razonable de los terrenos y edificaciones se determinará a partir de la evidencia basada en el mercado mediante una tasación realizada habitualmente por tasadores cualificados profesionalmente. El valor razonable de los elementos de planta y equipo será habitualmente los valores determinados por el Ministerio de Hacienda. |
| Base tarifaria | Es el activo fijo neto en operación |
| Biocombustible | Mezcla de hidrocarburos que se utiliza como combustible, que se deriva de la biomasa, a partir de materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía, el cual cumple con los indicadores técnicos de calidad correspondientes. |
| Canon | Es la principal fuente de financiamiento del ente regulador. En el caso de ARESEP, los responsables del pago del canon son los prestadores de los servicios públicos regulados y se incluye dentro del costo de cada servicio público. El cobro del canon es anual y se determina de acuerdo con el principio de servicio al costo y por un sistema de costeo para cada actividad regulada. |
| Capital de trabajo | Inventario promedio mensual en colones por tipo de combustible. |
| Combustible derivado de hidrocarburo | Combustible producto de la mezcla de compuestos químicos resultantes de la combinación del carbono con el hidrógeno. |
| Costo | Erogación o desembolso, o la obligación de incurrir en ellos, identificados con mercancías o servicios adquiridos. |

| | |
|---|---|
| Costos de operación | Costos y gastos necesarios para disponer los combustibles en planteles de distribución y para garantizar el suministro oportuno a largo plazo. |
| Costos tarifarios | Son costos incurridos en la producción de un servicio regulado, que se incluyen en el cálculo tarifario por ser necesarios para el desarrollo y prestación de dicho servicio, de conformidad con el principio de servicio al costo. |
| Depreciación | Es el proceso contable mediante el cual se distribuye, de manera sistemática y racional, el costo de los activos, menos el valor de rescate (si lo hubiere), a lo largo de su vida útil. |
| Depreciación acumulada | La cantidad total de depreciación que ha acumulado un activo o grupo de activos durante todo el periodo en que se ha estado en posesión de ellos. |
| Desviación estándar | Medida del grado de dispersión de los datos con respecto al valor promedio. Dicho de otra manera, la desviación estándar es simplemente el "promedio" o variación esperada con respecto a la media aritmética. |
| Diario Oficial La Gaceta | Diario oficial de la República de Costa Rica. |
| Estudio tarifario | Trámite de análisis económico, financiero y contable que realiza la ARESEP sobre cada servicio público regulado. |
| Factor de conversión de barriles a litros | 158,987 litros por barril. |
| FOB | Siglas de Free on board o puerto de carga convenido, se refiere a las operaciones de compraventa en que el transporte de las mercancías se realiza por barco y el vendedor entrega la mercancía a "bordo del buque". |
| Fórmulas tarifarias | Procedimiento de cálculo contable, financiero, económico, matemático, estadístico, ambiental, de infraestructura y depreciación de los sistemas que se involucran en la metodología tarifaria. |
| Impuesto único | Impuesto establecido en la Ley de Simplificación y Eficiencia Tributaria, N° 8114. |
| Índice de precios | Es el resultado de dividir el precio de un producto o la sumatoria de un grupo de precios de productos, en dos momentos distintos, con el fin de medir la magnitud de su variación en el tiempo. |
| Índice de precios al consumidor | Es un indicador económico que muestra la variación en los precios de un conjunto de bienes y servicios que consume habitualmente la población. |
| Inventario | Inventario promedio mensual en colones por tipo de combustible de los 12 meses calendarios previos a la fecha de la audiencia pública. |
| Ley 7593 | Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (última versión con las reformas incorporadas por la ley 8660). |
| Marco regulatorio vigente | Es el conjunto de cuerpos legales vigentes que constituyen el bloque jurídico específicamente regulatorio para una actividad específica. |
| Margen de operación | Margen que se le reconoce a Recope para recuperar sus costos de operación. Se exceptúan de aquellos costos pertenecientes a actividades que realiza la gerencia de refinación que no sean de apoyo a la distribución, almacenamiento y trasiego de combustibles terminados. |
| Metodología tarifaria | Secuencia ordenada de los procedimientos que se utilizan para determinar las tarifas de los servicios públicos; comprende la definición del modelo, los valores estándar, los parámetros e indicadores operativos del servicio. |
| Metodología tarifaria extraordinaria | Metodología tarifaria en cuya aplicación se utiliza el procedimiento de fijación extraordinario definido en la Ley 7593, en su reglamento y en la resolución RRG-7205-2007. |

| | |
|---|---|
| Metodología tarifaria ordinaria | Metodología tarifaria en cuya aplicación se utiliza el procedimiento de fijación ordinario definido en la Ley 7593. |
| Período fiscal | Es de un año contado a partir del 1° de enero de cada año y el 31 de diciembre del mismo año. |
| Plantel | Instalaciones destinadas al almacenamiento y distribución de combustibles, cementos asfálticos y naftas a granel. |
| Rendimiento sobre la base tarifaria | Es la rentabilidad reconocida a un operador regulado sobre la inversión en activos fijos netos. |
| Resoluciones tarifarias | Acto administrativo mediante el cual se aprueba, rechaza o modifica una tarifa o pliego tarifario. |
| Servicio al costo | Forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera tal que se contemplen los costos de la prestación del servicio y se permita una retribución competitiva para el adecuado desarrollo de la actividad. |
| Subsidio | Ayuda económica concedida por el Estado u otro organismo oficial para cubrir una necesidad social o económica. |
| Tarifa | Precio que pagan los usuarios o consumidores, por la compra de determinados bienes o servicios regulados. |
| Tipo de cambio | Es el precio de la divisa, el número de unidades de moneda nacional que hay que cambiar por una unidad de moneda extranjera. |

***Anexo 2. Glosario de variables***

| | |
|---|---|
| $\% C_L$ | = Porcentaje de componente del gasto local. |
| $\% C_e$ | = Porcentaje de componente del gasto externo. |
| % $\text{pérdidas}_i$ | = Porcentaje de pérdidas en tránsito por producto i. |
| $\% S_{i,j}$ | = Porcentaje a subsidiar del precio del combustible i, para el ajuste extraordinario j. |
| $\sigma_i$ | = Es la desviación estándar en dólares por barril del precio internacional FOB de cada combustible. La desviación estándar será calculada con base en 300 observaciones del precio FOB de referencia internacional de cada combustible ocurridas con anterioridad a la fecha de corte las fijaciones extraordinarias de las variables $PR_{ij}$, $TCR_j$. |
| $\gamma_h$ | = Proporción de cada combustible h que se utiliza en la mezcla. |
| a | = Año en el que estará vigente la tarifa calculada con esta metodología. |
| a-1 | = Año base. |
| *AD* | = Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico del plan de inversiones respectivo. |
| $AFC_a$ | = Activo fijo al costo del periodo *a*. |
| $AFC_{a-1}$ | = Activo fijo al costo del periodo *a-1*. |
| $AFC_t$ | = Activo fijo al costo del periodo *a-1*. |
| $AFNOR_a$ | = Activo fijo neto en operación revaluado del periodo *a*. |
| $AFNOR_{a-1}$ | = Activo fijo neto en operación revaluado del periodo *a-1*. |
| $AFNOR_{ia}$ | = Activo fijo neto de operación al costo y revaluado del combustible i para el año a, al último cierre fiscal, el cual se calcula como el activo fijo neto en colones que efectivamente se encuentre en operación y se utilice en el proceso productivo asociado con el servicio regulado, más el promedio anual de adiciones por la capitalización de los activos del año a, menos los retiros de activos obsoletos, deteriorados o trasladados a la prestación de otros servicios no incluidos en el $K_{i,a}$, más su correspondiente revaluación menos la depreciación acumulada, tanto al costo como revaluada (Ver sección 5.10.2). |
| $AFR_a$ | = Total de activos fijos revaluados, para el periodo *a* (ver ecuación 25e). |

| | |
|---|---|
| $AFRa$ | = Activo fijo revaluado del periodo *a*. |
| $AFR_{a-1}$ | = Activo fijo revaluado, periodo *a-1*. |
| $AjOI_{i,a}$ | = Ajuste por concepto de gastos de operación por litro para el combustible i, para el año a. |
| $AjZ_{i,a}$ | = Ajuste por concepto de gastos de operación por litro para el combustible i, para el año a. |
| $Aoi_{i,a}$ | = Ajuste por concepto de otros ingresos por litro para el combustible i, en el año a (ver detalle de cálculo en la sección 5.8.2). |
| $Aoi_{i,a-1}$ | = Ajuste por concepto de otros ingresos para el combustible i, para el año a-1. |
| $aoi_{i,a}$ | = Ajuste por diferencial entre ingresos incluidos en al cálculo de la tarifa vigente e ingresos reales por concepto de otros ingresos relacionados al combustible i, para el año a. |
| apkp | = Porcentaje de aporte propio sobre el capital obtenido como $\frac{P}{A}$ siendo: P el valor del capital propio o patrimonio excluidos los aportes realizados al proceso de refinación, según el último estado financiero auditado anterior a la fijación tarifaria y A el indicado en la variable pa. |
| $AZ_{i,a}$ | = Ajuste por concepto de gastos de operación por litro para el combustible i, en el año a (ver detalle de cálculo en la sección 5.8.1). |
| $az_{i,a}$ | = Ajuste por diferencial de ingresos y gastos de operación relacionados al combustible i, para el año a (ver ecuación 19). |
| $Az_{i,a-1}$ | = Ajuste por gastos de operación para el combustible i, para el año a-1. |
| b1 | = Índice que indica el primer día del mes 1 considerado en el ajuste por diferencial. |
| b2 | = Índice que indica el último día del mes 2 considerado en el ajuste por diferencial. |
| $Ca_{i,a}$ | = Canon de regulación de la actividad de suministro del combustible i, en el año a (ver detalle de cálculo en la sección 5.9). |
| $CC_{i,r}$ | = Compra al costo FOB real del producto i del embarque r, para el día de descarga d, al tipo de cambio de venta para el sector público no bancario (CRC/USD) de la fecha de pago del embarque r. |
| $CF_{i,r,l}$ | = Compras físicas en litros del producto i del embarque r, para el día de descarga d. |
| $CIP_{i,d}$ | = Costo FOB del litro promedio de combustible i para el día d. |
| $CIP_{i,d}$ | = Costo FOB Promedio del inventario en colones del combustible i en tanque, para el día d. |
| $C_{i,a}$ | = Costos totales operativos tarifarios anuales por tipo de combustible i, en el año a. |
| *Com* | = Compuesto. |
| CstPort$/$bbl_{i,a-1}$ | = Costo portuario del año base a-1 en dólares por barril para el combustible i. |
| CstPort¢/$L_{i,a}$ | = Costo portuario proyectado en colones por litro para el combustible i, en el año a. |
| CT | = Capital de trabajo (Ver sección 5.10.5) |
| $CT_{i,a}$ | = Capital de trabajo para el combustible i, en el año a. |
| *cto* | = Al costo |
| d | = Índice que indica el día de la semana. |
| $Da_{i,j}$ | = Ajuste en el precio de venta causado por el diferencial de precio del combustible i en el ajuste extraordinario j (ver detalle de cálculo en la sección 5.6). |
| $DC_a$ | = Depreciación al costo, periodo *a*. |
| $DC_{a-1}$ | = Depreciación acumulada del activo al costo, para el periodo *a-1*. |
| *Dep* | = Depreciación. |
| $Dep_r$ | = Gasto de depreciación de los activos revaluados (ver Ecuación 25n). |
| $DIP_{i,a-1}$ | = Días de inventario Promedio real del periodo a-1. |
| $DR_a$ | = Depreciación acumulada revaluada del periodo *a*. |
| $DR_{a-1}$ | = Depreciación revaluada del periodo *a-1*. |
| *E* | = Externo. |
| Fl$/$bbl_{i,a-1}$ | = Flete marítimo del año base a-1 en dólares por barril para el combustible i. |
| Fl¢/$L_{i,a}$ | = Flete marítimo proyectado en colones por litro para el combustible i, en el año a. |

| | |
|---|---|
| $GRZ_{i,n}$ | = Gastos reales por concepto de margen de costos de operación $C_{i,a-1}$ del combustible i, para el periodo n. |
| i | = Tipo de combustible. |
| $INC_{i,a-1}$ | = Inventario neto al costo del producto i, en el año a-1 |
| $Inv_{i,l,d}$ | = Saldo de inventario del combustible i en litros l para el día d. |
| *IPCRa* | = Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del *a*. |
| $IPCR_{a-1}$ | = Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del periodo a-1. |
| $IPC_{USA,\ a}$ | = Inflación de los Estados Unidos de América proyectada para el año a. |
| $IPUSA_a$ | = Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del periodo *a*. |
| $IPUSA_{a-1}$ | = Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre de periodo *a-1*, con $IPUSA_{a-1}$ diferente de 0. |
| IR | = Índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda. |
| $IR_{com}$ | = Índice de revaluación compuesto. |
| $IR_E$ | = Índice de revaluación de activos externo. |
| $IR_L$ | = Índice de revaluación de activos local. |
| $IRZ_{i,n}$ | = Ingresos reales por concepto de margen de costos de operación $C_{i,a-1}$ del combustible i, para el periodo n. |
| $K_{i,a}$ | = Margen de operación por litro de combustible vendido y por tipo de combustible i, en el año a. |
| $Mg\$/bbl_{i,a-1}$ | = Margen de comercialización del proveedor, que es el promedio del año base a-1 en dólares por barril para el combustible i. |
| $Mg¢/L_{i,a}$ | = Margen de comercialización del proveedor, que es el proyectado en colones por litro para el combustible i, en el año a. |
| $MgD_i$ | = Margen del distribuidor con o sin punto fijo de venta, en colones por litro, por tipo de combustible, el cual será determinado con base en la metodología tarifaria definida por la Autoridad Reguladora. |
| $MgT_i$ | = Margen promedio de transporte del combustible en colones por litro, que se incorpora por tipo de combustible para mantener un precio uniforme al nivel del distribuidor o comercializador de combustible, con o sin punto fijo de venta. El flete promedio de transporte será revisado cada vez que se hace una revisión ordinaria de flete de transporte, con base en la metodología tarifaria de transporte de combustibles definida por la Autoridad Reguladora. |
| $NPPC_{i,\ j}^{máx¢}$ | = Precio máximo en colones por litro, en plantel de distribución, de los combustibles jet fuel, av-gas e ifo 380, que se vende en aeropuertos o puertos, del combustible i para el ajuste extraordinario j. |
| $NPPC_{i}^{máx\$}$ | = Precio máximo en USA dólares por litro, en plantel de distribución, de los combustibles jet fuel, av-gas e ifo 380, que se vende en aeropuertos o puertos. |
| $NPPC_{i}^{mín¢}$ | = Precio mínimo en colones por litro, en plantel de distribución, de los combustibles jet fuel, av-gas e ifo 380, que se vende en aeropuertos o puertos. |
| $OIPR_{i,n}$ | = Otros Ingresos prorateados reales obtenidos por Recope para el combustible i, para el periodo n. |
| $OIP_{i,a}$ | = Otros ingresos prorrateados. Se refiere a otros ingresos diferentes a la venta de combustibles en plantel de distribución, que no pueden ser asociados a un combustible en particular en el año a. Se utilizan los valores reales de las cuentas de otros ingresos para los cuales Recope no cuente con los gastos asociados a su generación y no puedan separarse las actividades contablemente (ver detalle de cálculo en la sección 5.5). |
| $OIP_{i,n}$ | = Otros Ingresos prorateados reflejados vía tarifa en la venta de la combustible i, para el periodo n. |
| $OIR_{i,n}$ | = Otros Ingresos reales obtenidos por Recope para el combustible i, para el periodo n. |

| | |
|---|---|
| $OIT_a$ | = Otros ingresos totales en el año a. Son los otros ingresos que no son asociados a un combustible en particular. |
| $OI_{i,a}$ | = Otros ingresos diferentes a la venta de combustibles en plantel de distribución, para el combustible i en el año a. Se utilizan los valores reales de las cuentas de otros ingresos para los cuales Recope no cuente con los gastos asociados a su generación y no puedan separarse las actividades contablemente (ver detalle de cálculo en la sección 5.5). |
| $OI_{i,n}$ | = Otros Ingresos reflejados vía tarifa en la venta de la combustible i, para el periodo n. |
| pa | =Porcentaje de apalancamiento obtenido como $\frac{D}{A}$ siendo: D el valor de la deuda, el cual considera únicamente las obligaciones con costo financiero excluidas las adquiridas para financiar la actividad de refinación y A la sumatoria de la deuda con costo más el patrimonio (D+P), ambos según el último estado financiero auditado anterior a la fijación tarifaria. |
| $Part_{i,j}$ | = Participación relativa en las ventas totales físicas del combustible i, para el ajuste extraordinario j. |
| $PCDF_{i,j}$ | = Precio al consumidor del combustible i, al nivel del distribuidor y/o comercializador de combustible, en colones por litro. |
| $PPA_{i,CIF}$ = | Precio promedio de referencia CIF sin impuesto en litros para el combustible i. Calculada como una media aritmética simple de las facturas por embarque para el año a-1. |
| $PPC_i$ | = Precio de venta en plantel de distribución, por litro, al mayoreo del combustible i. |
| $PPC_{i,j}$ | = Precio de venta en plantel de distribución al mayoreo del combustible i, en el ajuste extraordinario j. |
| $PR_{h,j}$ | = Precio FOB de referencia internacional del combustible "h" para el ajuste extraordinario j. |
| $PR_i$ | = Precio FOB promedio internacional de referencia por litro del combustible i. Definido en la sección 5.3 |
| $PR_{i,j}$ | = Precio FOB a utilizar en caso de una mezcla del combustible i, para el ajuste extraordinario j. |
| $PR_{i1j}$ | = Precio FOB de referencia internacional del combustible "i1" para el ajuste extraordinario j. En caso de que "1" sea un biocombustible: si es importado se utiliza el precio de la misma fuente de información detallada en el punto anterior, o si es producido a nivel nacional el menor resultante entre el precio FOB de referencia anteriormente citado o el precio del productor nacional del biocombustible entregado en el lugar donde se realizará la mezcla. |
| $PR_{i2j}$ | =Precio de referencia internacional del combustible "i2" utilizado en la mezcla ya definido en el punto anterior, para el ajuste extraordinario j. |
| $PR_{i,j,d}$ | = Precio FOB promedio de referencia del combustible i del ajuste j en colones vigente el día d. |
| $PS_{i,j}$ | = Asignación del subsidio del combustible i, para el ajuste j. Únicamente participan los combustibles i no subsidiados. |
| $Pss_{i,j}$ | = Pecio plantel sin subsidio del combustible i, para el ajuste extraordinario j. |
| $Q_{i,a}$ | = Volumen en litros vendidos del combustible i, en el año a. |
| $RA_{cto}$ | = Retiro de activos al costo. |
| $RA_{dr}$ | = Retiro de activos depreciados revaluados. |
| $RA_r$ | = Retiros de activos revaluado. |
| $r_c$ | = Costo promedio ponderado del capital. |
| $RD_{cto}$ | = Retiro de activos depreciados al costo. |
| $Rev$ | = Revaluación de activos del periodo *a (*ver ecuación 25f). |
| $Rev_{dr}$ | = Revaluación de la depreciación revaluada. |
| $RSBT_{i,a}$ | = Rendimiento sobre la base tarifaria del combustible i para el año a. |
| $SC_{i,j}$ | = Subsidio cruzado por tipo de combustible i, para el ajuste extraordinario j (ver detalle de cálculo en la sección 5.7.2). |
| $Seg\$/bbl_{i,a-1}$ | = Seguro marítimo del año base a-1 en dólares por barril para el combustible i. |
| $Seg¢/L_{i,a}$ | = Seguro marítimo proyectado en colones por litro para el combustible i, en el año a. |
| $SE_{i,h}$ | = Subsidio específico por tipo de combustible i otorgado por el Estado mediante transferencia directa a Recope durante el periodo h (ver detalle de cálculo en la sección 5.7.1). |

| | |
|---|---|
| $SE_{i,h}$ | = Monto en colones por litro en que se afecta el precio del combustible i, por concepto de subsidio durante el periodo h, expresado en colones por litro. |
| *t+1* | = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. |
| $TA_{cto}$ | = Traslado de activos al costo. |
| $TA_{dr}$ | = Traslado de activos depreciados revaluados. |
| $TA_{r}$ | = Traslado de activos revaluados. |
| TC¢ | = Tipo de cambio, de venta para el sector público no bancario (CRC/USD), calculado como una media aritmética simple diaria de los 3 meses anteriores a la fecha de la audiencia pública. |
| TCR | = Tipo de cambio, de venta para el sector público no bancario (CRC/USD), calculado como una media aritmética simple diaria de los 3 meses anteriores a la fecha de la audiencia pública. |
| TCRj | = Tipo de cambio (colones / dólares USA) del ajuste extraordinario j (ver detalle de cálculo en la sección 5.3). |
| TCV | = Tipo de cambio de venta (colones por dólar) para el Sector Público no Bancario publicado por el Banco Central de Costa Rica, para el día en que se realiza la venta del combustible. Con TCV diferente de 0. |
| $Tcv_{a-1}$ | = Tipo de cambio de venta (CRC/USD) establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de diciembre del periodo *a-1, c*on $\mathrm{Tcv}_{a-1}$ diferente de 0. |
| $Tcve_{a}$ | = Tipo de cambio de venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE |
| *TDA* | = Tasa de depreciación del activo |
| $TD_{cto}$ | = Traslados depreciación al costo. |
| TDcto | = Traslados depreciados al costo. |
| $T_i$ | = Impuesto único por tipo de combustible i (ver detalle de cálculo en la sección 5.11). |
| $tie_{a-1}$ | = Costo del endeudamiento: valor de las obligaciones de largo plazo con costo financiero. Se obtiene del promedio ponderado de la tasa de interés de los pasivos de largo plazo con costo de la empresa con corte al periodo fiscal anterior a la fijación tarifaria (siendo el ponderador el monto del principal de cada préstamo incluido en el cálculo). |
| $tip_{a-1}$ | = Tasa de interés pasiva nominal promedio general. Se utilizará la media aritmética simple del valor diario de tasa de interés pasiva bruta promedio del Sistema Financiero, en colones publicada por el BCCR, y se usará la serie de datos para el año fiscal anterior al que se realiza la fijación tarifaria. |
| *VAR* | = Valor de rescate, expresado como porcentaje. |
| $VDR_{i,d,l}$ | = Ventas reales del producto i en litros l para el día d. |
| $VI_{i,d}$ | = Valor del inventario del combustible i para el día d. |
| $VI_{i,d-1}$ | = Valor del inventario diario promedio del combustible i para el día d-1. |
| $VT_{i,a-1}$ | = Ventas totales reales en litros para el combustible i, en el año a-1. |
| $VTE_{i,h}$ | = Ventas totales estimadas en litros del producto i y para el periodo h. |
| $VTE_{i,a}$ | = Ventas totales estimadas en litros para el combustible i, en el año a. |
| $VTE_{i,a-1}$ | = Ventas totales estimadas en litros para el combustible i, en el año a-1. |
| $VTE_{i,j}$ | = Ventas totales estimadas en litros, para el combustible i en el ajuste extraordinario j. |
| $VTP_{i,a-1}$ | = Ventas diarias promedio, en litros para el combustible i. Calculadas como una media aritmética simple de las ventas diarias en el año a-1. |
| $VTR_{i,a-1}$ | = Ventas totales reales en litros para el combustible i, en el año a-1. |
| $VTS_i$ | = Valor total del subsidio aprobado por la Asamblea Legislativa o el ente competente y trasladado a Recope para el producto i y para el periodo h. |
| $VTS_j$ | = Valor total del subsidio para el ajuste extraordinario j. |
| *VU* | = Vida útil, con Vu distinto de 0. |
| X% | = Porcentaje de participación del combustible "1" en la mezcla de los productos que vende Recope. |

**2-.** Instruir al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.

**3-**. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.

**4-**. Instruir a la Comisión Autónoma Ad Hoc, para que proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final de la norma técnica los cuales deberán ser remitidos a la Junta Directiva oportunamente.

*A las diecisiete horas con quince minutos se retiran del salón de sesiones, los señores (as) Ingrid Araya Badilla, Marco Otoya Chavarría, Marlon Yong Chacón, Daniel Fernández Sánchez, Juan Carlos Mena Chavarría y Karla Montero Víquez.*

**ARTÍCULO 11. Propuesta de archivo del expediente con trámite de "Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables". Expediente OT-153-2014.**

*A las diecisiete horas con veinte minutos se reincorpora a la sesión, el señor Edgar Gutiérrez López. Asimismo, ingresa el señor Luis Cubillo Herrera y la señora Samanta Wegmann Quesada, integrantes de la Comisión ad-hoc, a participar en la presentación de este artículo.*

La Junta Directiva conoce los oficios 02-CAGPRR-2015 del 26 de enero de 2015 y 01-CAGPRR-2015 del 19 de enero de 2014, mediante los cuales la Comisión ad-hoc Generación Privada Recursos Renovables rinde criterio sobre la propuesta de archivo del expediente con trámite de "Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables"

El señor ***Luis Cubillo Herrera*** explica que, en atención lo dispuesto en la sesión 03-2015, se eleva en esta oportunidad, para aprobación de esta Junta Directiva, la resolución ajustada conforme a los comentarios y observaciones realizadas en dicha sesión.

Analizado el tema, conforme a lo expuesto por la Comisión ad-hoc Generación Privada Recursos Renovables, sobre la base de los oficios 01-CAGPRR-2015 y 02-CAGPRR-2015, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

**ACUERDO 11-04-2015**

**1.** Revocar el punto 2) del acuerdo 03-37-2014 del acta de la sesión extraordinaria 37-2014, celebrada el 30 de junio de 2014 que indicó: "*Someter al proceso de audiencia pública, la propuesta de "Modificación de Metodología de Fijación de Tarifas para los Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables", remitida por la Comisión ad hoc mediante oficio del 16 de junio de 2014, cuyo texto se copia a continuación: (...)"*

**2.** Ordenar el archivo del expediente OT-153-2014 en el cual se tramita la propuesta de "*Modificación de Metodología de Fijación de Tarifas para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables*".

**3.** Solicitar a la Comisión ad-hoc la remisión de una nueva propuesta a esta Junta Directiva, en un plazo máximo de un mes, contado a partir de la comunicación respectiva de este acuerdo.

**4.** Comunicar este acuerdo a la Intendencia de Energía, a la Dirección General de Atención al Usuario, a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, al Despacho del Regulador y a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.

**5.** Díctese la siguiente resolución:

**RESULTANDO:**

**I.** Que el 7 de mayo de 2010, mediante la resolución RJD-009-2010 , publicada en La Gaceta Nº 109 del 07 de junio de 2010, la Junta Directiva aprobó la "*Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley Nº 7200) que firmen un nuevo contrato de compraventa de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad*"., Dicha Metodología fue modificada posteriormente, mediante la resolución RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014, la cual fue publicada en el Alcance Digital Nº10 a La Gaceta Nº 65 del 2 de abril de 2014.

**II.** Que el 10 de agosto de 2011, mediante la resolución RJD-152-2011, publicada en La Gaceta Nº 168 del 1° de setiembre de 2011, la Junta Directiva aprobó la "*Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas*". Dicha metodología fue modificada posteriormente, mediante la resolución RJD-161-2011, del 26 de octubre de 2011, publicada en La Gaceta Nº 230 del 30 de noviembre de 2011, la resolución RJD-013-2012 del 29 de febrero del 2012, publicada en La Gaceta Nº 74 del 17 de abril del 2012 y la resolución RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014, publicada en el Alcance Digital Nº10 a La Gaceta Nº 65 del 2 de abril de 2014.

**III.** Que el 30 de noviembre de 2011, mediante la resolución RJD-163-2011, publicada en La Gaceta Nº 245 del 21 de diciembre de 2011, la Junta Directiva aprobó el "*Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas*". Dicho Modelo fue modificado posteriormente, mediante la resolución RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014, resolución publicada en el Alcance Digital Nº 10 a La Gaceta Nº 65 del 2 de abril de 2014.

**IV.** Que el 5 de junio de 2014, el Regulador General dispuso conformar una Comisión Ad-Hoc para preparar una propuesta de modificación a la metodología vigente para fijar los precios de compra de energía a los generadores privados.

**V.** Que el 12 de junio de 2014, mediante oficio sin número, la Comisión Ad-Hoc envió al Regulador General una propuesta de *"Modificación de Metodología de Fijación*

*de Tarifas para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables*" (folios 20 al 37).

**VI.** Que el 16 de junio de 2014, mediante el oficio 425-RG-2014, el Regulador General envió a la Secretaría de Junta Directiva (en adelante SJD), la propuesta de *"Modificación de Metodología de Fijación de Tarifas para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables*" que le presentó la Comisión (folio 19).

**VII.** Que el 30 de junio de 2014, en la sesión extraordinaria 37-2014, la Junta Directiva conoció la propuesta remitida, tomando el acuerdo 03-37-2014 que dispuso: *"1. Solicitar al Departamento de Gestión Documental la apertura de un expediente que contenga los documentos de la propuesta de "Modificación de Metodología de Fijación de Tarifas para los Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables", a efectos de que esté disponible para los interesados. 2. Someter al proceso de audiencia pública, la propuesta de "Modificación de Metodología de Fijación de Tarifas para los Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables", remitida por la Comisión ad hoc mediante oficio del 16 de junio de 2014, cuyo texto se copia a continuación (...)"* (folios 01 al 17).

**VIII.** Que el 15 y 18 de julio de 2014, se publicó respectivamente, en La Gaceta N° 135, así como en La Nación y la Prensa Libre, la convocatoria para celebrar la respectiva audiencia pública sobre la propuesta, el día 13 de agosto de 2014 (folios 42, 59 y 60).

**IX.** Que el 5 de agosto de 2014, mediante las resoluciones de las 9:37 horas y de las 15:00 horas, ambas del 4 de agosto de 2014, el Tribunal Contencioso Administrativo le notificó a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, una solicitud de medida cautelar presentada por la empresa Hidroeléctrica Platanar S.A., a fin de que se ordenara la suspensión de la audiencia pública programada para el 13 de agosto de 2014.

**X.** Que el 5 de agosto de 2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (en adelante DGAJR), mediante el memorando 578-DGAJR-2014, le comunicó a la Intendencia de Energía, al Centro del Desarrollo para la Regulación y a la Comisión encargada de la elaboración de la propuesta metodológica, la notificación de la medida cautelar. (folios 179 al 201).

**XI.** Que el 7 de agosto de 2014, la Comisión Ad-Hoc, mediante oficio sin número, emitió criterio respecto a la solicitud de medida cautelar, a fin de dar respuesta al Tribunal. (no consta en autos)

**XII.** Que el 11 de agosto de 2014, mediante oficios sin número, la Comisión Ad-Hoc respondió y aclaró las dudas e interrogantes presentadas por Plantas Eólicas, S.R.L. (folios 49 al 54), ACOPE (folios del 55 al 58), Don Pedro S.A., Río Volcán S.A. y Molinos de Viento S.A. (folios del 61 al 65), Doña Julia S.R.L. (folios del 66 al 69) e

Hidroeléctrica Platanar, S.A. (folios del 71 al 75), lo cual consta en el expediente OT-153-2014.(folios del 205 al 223).

**XIII.** Que el 12 de agosto 2014, el Instituto Costarricense de Electricidad (en adelante ICE), presentó su oposición a la propuesta de *"Modificación de Metodología de Fijación de Tarifas para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables*". (folios 100 al 178)

**XIV.** Que el 12 de agosto de 2014, mediante la resolución N° 1971-2014-T de las 10:15 horas del 12 de agosto de 2014, el Tribunal Contencioso Administrativo le notificó a la Aresep, el rechazo de la solicitud de medida cautelar presentada por Hidroeléctrica Platanar S.A. (folios 229 al 235).

**XV.** Que el 12 de agosto de 2014, la DGAJR, mediante el memorando 614-DGAJR-2014, comunicó la resolución de rechazo de la medida cautelar. (folios 228 al 235).

**XVI.** Que el 12 de agosto de 2014, mediante la resolución de la Sala Constitucional de las 10:09 horas del 12 de agosto de 2014, se le notificó a la Aresep, la suspensión de la audiencia pública convocada para el 13 de agosto de 2014. Ello, por recurso de amparo planteado por la empresa Hidro Venecia (no consta en autos).

**XVII.** Que el 13 de agosto de 2014, la DGAJR, mediante el memorando 617-DGAJR-2014, comunicó la interposición del recurso de amparo contra la ARESEP, la suspensión de la audiencia pública y a la vez solicitó a la Comisión Ad-Hoc criterio al respecto. (no consta en autos)

**XVIII.** Que el 14 de agosto de 2014, mediante oficio sin número, la Comisión Ad-Hoc emitió informe técnico sobre el recurso de amparo. Dicho criterio da sustento a la presente resolución.

**XIX.** El 19 de enero de 2015, mediante el oficio 01-CAGPRR-2015, la Comisión Ad Hoc, remitió a la Junta Directiva, el informe técnico en el cual presentó una "Propuesta de solicitud de archivo del expediente OT-153-2014: "Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables" (folios 255 al 260).

**XX.** Que al día de hoy, no ha sido notificada la resolución de la Sala Constitucional respecto al recurso de amparo.

## CONSIDERANDO:

**I.** Que del oficio 01-CAGPRR-2015 del 19 de enero de 2015, emitido por la Comisión Ad Hoc, arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

"(…)

***2. Marco legal***

*Mediante la Ley General de la Administración Pública, en su artículo 152 inciso 1) y 153 se regula la figura de la revocación de los actos administrativos, de la siguiente manera:*

*"Artículo 152.-*
*1. El acto administrativo podrá revocarse por razones de oportunidad, conveniencia o mérito, con las excepciones que contempla esta ley. (...)*

*Artículo 153.-*
*1. La revocación podrá fundarse en la aparición de nuevas circunstancias de hecho, no existentes o no conocidas al momento de dictarse el acto originario.*
*2. También podrá fundarse en una distinta valoración de las mismas circunstancias de hecho que dieron origen al acto, o del interés público afectado. (...)"*

***3. Motivación del acto***

*Las principales razones para solicitar el archivo del actual expediente OT-153-2014, son las siguientes:*

*a) Es necesario que se tome en cuenta aspectos de la oposición del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), presentada el día 12 de agosto de 2014, la cual se centra especialmente en dos aspectos propios de cómo se deben definir los precios a pagar por la energía entregada por las plantas de generación privada existentes: (1) la viabilidad de establecer una banda tarifaria para los casos de una renovación de un contrato que ha venido operando con precio único y en cuyo caso (dice el ICE) no hay posibilidad de hacer una puja de precios entre varios actores, esto es que en estos casos no se puede esperar propuestas de precios en el rango establecido por la banda (no hay competencia); y (2) la necesidad de corregir la fórmula de costos de explotación, ya que el ICE considera que tal y como está planteada la propuesta no se es consistente con el servicio al costo, ya que en la fórmula se reconoce un pago adicional por concepto de costo de explotación, siendo que este pago se incrementa exponencialmente conforme se incrementa la vida de la planta; se considera que estos aspectos requieren de un mayor análisis antes de llevar la propuesta a su aprobación final o a una nueva audiencia.*

*b) También, con base en las oposiciones de generadores privados se identificó la necesidad de redimensionar el tratamiento del factor ambiental.*

*c) Por razones de oportunidad y conveniencia, dado que someter a audiencia pública una propuesta de metodología que requiere una valoración más profunda de aspectos técnicos medulares, implicaría un desgaste innecesario y un uso ineficiente de los fondos públicos, ya que existe duda razonable de aspectos que podrían conllevar a la necesidad de incorporarse cambios sustanciales a la propuesta, luego de ser sometida a audiencia pública. Si esto*

*llegase a suceder implicaría un nuevo sometimiento a ese proceso de participación ciudadana, de conformidad con lo señalado por la Sala Constitucional en los votos Nº 2006-15635 de las 10:52 horas del 27 de octubre de 2006, Nº 2008-17093 de las 10:18 del 14 de noviembre de 2008, N° 7213-2012 de las 16:01 horas del 30 de mayo de 2012. La idea es reducir al mínimo posible esa probabilidad de una segunda audiencia.*

*d) Además, se considera oportuno cerrar el expediente debido al tiempo transcurrido desde que se dio orden de inicio del mismo y la incertidumbre en cuanto a la comunicación de la decisión ya anunciada de la Sala Cuarta sobre el recurso de amparo del señor Rojas Rodríguez. Esto permitiría hacer los ajustes que se lleguen a determinar como necesarios y dar inicio a un proceso totalmente nuevo.*

*(...)"*

**II.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.** Acoger en todos sus extremos, el informe técnico de la Comisión Ad-Hoc emitido mediante oficio 01-CAGPRR-2015 del 19 de enero de 2015, en el cual se presentó la *"Propuesta de solicitud de archivo del expediente OT-153-2014: "Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables"*., **2**. Revocar el punto 2) del acuerdo 03-37-2014 del acta de la sesión extraordinaria 37-2014, celebrada el 30 de junio de 2014 que indicó: "*Someter al proceso de audiencia pública, la propuesta de "Modificación de Metodología de Fijación de Tarifas para los Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables", remitida por la Comisión ad hoc mediante oficio del 16 de junio de 2014, cuyo texto se copia a continuación: (...)",* ***3.*** Ordenar el archivo del expediente OT-153-2014 en el cual se tramita la propuesta de "*Modificación de Metodología de Fijación de Tarifas para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables*", 4. Solicitar a la Comisión Ad-Hoc la valoración de los aspectos expuestos en su informe técnico y remitir una nueva propuesta a esta Junta Directiva, en un plazo máximo de un mes, contado a partir de la comunicación respectiva de este acuerdo, **5**. Comunicar este acuerdo a la Intendencia de Energía, a la Dirección General de Atención al Usuario, a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, al Despacho del Regulador y a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, **6**. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la publicación de esta resolución en el Diario Oficial La Gaceta.

**III.** Que en sesión 4-2015 del 5 de febrero de 2015, cuya acta fue ratificada el 12 de febrero de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 01-CAGPRR-2015 del 19 de enero de 2015 emitido por la Comisión Ad Hoc, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

**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**

**I.** Acoger en todos sus extremos, el informe técnico de la Comisión Ad-Hoc emitido mediante oficio 01-CAGPRR-2015 del 19 de enero de 2015, en el cual se presentó la *"Propuesta de solicitud de archivo del expediente OT-153-2014: "Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables".*

**II.** Revocar el punto 2) del acuerdo 03-37-2014 del acta de la sesión extraordinaria 37-2014, celebrada el 30 de junio de 2014 que indicó: "*Someter al proceso de audiencia pública, la propuesta de "Modificación de Metodología de Fijación de Tarifas para los Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables", remitida por la Comisión ad hoc mediante oficio del 16 de junio de 2014, cuyo texto se copia a continuación: (...)"*

**III.** Ordenar el archivo del expediente OT-153-2014 en el cual se tramita la propuesta de "*Modificación de Metodología de Fijación de Tarifas para Generadores Privados de Energía Eléctrica con Recursos Renovables*".

**IV.** Solicitar a la Comisión Ad-Hoc la valoración de los aspectos expuestos en su informe técnico y remitir una nueva propuesta a esta Junta Directiva, en un plazo máximo de un mes, contado a partir de la comunicación respectiva de este acuerdo.

**V.** Comunicar este acuerdo a la Intendencia de Energía, a la Dirección General de Atención al Usuario, a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, al Despacho del Regulador y a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.

**VI.** Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la publicación de esta resolución en el Diario Oficial La Gaceta.

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.**

*A las diecisiete horas con veinticinco minutos se retiran del salón de sesiones, los señores (a) Luis Cubillo Herrera, Marlon Yong Chacón y Samanta Wegmann Quesada.*

**ARTÍCULO 12. Gestión de presunta nulidad absoluta, evidente y manifiesta del oficio 518-GG-2013 mediante el cual se adjudicó la contratación directa por excepción 2013CD-000258-ARESEP.**

*A las diecisiete con treinta minutos ingresa al salón de sesiones, la señora Selene Camacho Quesada, funcionaria de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, a exponer el tema objeto de este artículo.*

La Junta Directiva conoce el oficio 063-DGAJR-2015 del 27 de enero de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rinde criterio sobre la Gestión de presunta nulidad absoluta, evidente y manifiesta del oficio 518-GG-2013 del 31 de julio de 2013, mediante el cual se adjudicó la contratación directa por excepción 2013CD-000258-ARESEP." Contratación Directa de Servicios Profesionales para la elaboración de auditorías de demanda y cálculo de indicadores y parámetros operativos del servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús".

La señora ***Selene Camacho Quesada*** se refiere a los antecedentes, conclusiones y recomendaciones del tema.

Analizado lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, sobre la base del oficio 063-DGAJR-2015, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

**ACUERDO 12-04-2015**

**1.** Trasladar al Regulador General para su conocimiento, la gestión interpuesta por el señor Carlos Eduardo Castro Solano, como representante legal de Autotransportes San José - San Juan de Tobosi Sur S.A., contra el oficio 518-GG-2013 dictado por el Gerente General el 31 de julio de 2013.

**2.** Notificar lo resuelto al señor Carlos Eduardo Castro Solano, como representante legal de Autotransportes San José - San Juan de Tobosi Sur S.A.

**3.** Díctese la siguiente resolución:

**RESULTANDO:**

**I.** Que el 26 de junio de 2013, el Intendente de Transporte, por oficio 693-IT-2013, solicitó al Departamento de Proveeduría, iniciar la contratación directa de la Universidad de Costa Rica, específicamente de la Escuela de Ingeniería Civil, para que por medio del Programa de Investigación en Desarrollo Urbano Sostenible (PRODUS), elabore auditorías de demanda y cálculo de indicadores y parámetros operativos del servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús. Dicha contratación se sustentaría en el artículo 130 de la Ley de Contratación Administrativa (sic). (folios 1 al 12)

**II.** Que el 2 de julio de 2013, el Gerente General, por oficio 432-GG-2013, con fundamento en el artículo 5 inciso d) del Reglamento Interno de Contratación

Administrativa de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (RICA) emitió la decisión inicial para dicha contratación. El procedimiento de esta contratación se sustentó en el artículo 2, inciso c) de la Ley de Contratación Administrativa (LCA) en concordancia con el artículo 130 del Reglamento a la Ley de Contratación Administrativa (RLCA), los cuales facultan a los sujetos de derecho público a contratar de manera directa, sin mediar concurso. (folios 14 al 16)

**III.** Que el 15 de julio de 2013, por correo electrónico del señor Franklin Jaubert Elizondo, funcionario del Departamento de Proveeduría, se cursó invitación a participar, dirigida a los señores Rosendo Pujol y Jonathan Agüero a los correos electrónicos: rosendo.pujol@ucr.ac.cr y jonathan.aguero@ucr.ac.cr, señalando la apertura de ofertas para las 10:00 horas del 19 de julio de 2013. (folio 25)

**IV.** Que el 19 de julio de 2013, a las 10:00 horas, se procedió a la apertura de la oferta presentada por la Fundación de la Universidad de Costa Rica para la Investigación (FUNDEVI). La oferta indica expresamente: "(…) La Fundación de la Universidad de Costa Rica para la Investigación (FUNDEVI), de conformidad con los Lineamientos de Vínculo Externo vigentes aprobados por el Consejo Universitario, les presentamos la propuesta técnica y financiera para que FUNDEVI, por medio del Programa de Investigación en Desarrollo Urbano Sostenible (ProDUS), de la Escuela de Ingeniería de la Universidad de Costa Rica, participe en la Contratación Directa N° 2013CD-000258-ARESEP (…)". (folios 27 al 134)

**V.** Que el 29 de julio de 2013, por oficio 748-IT-2013, el Intendente de Transporte a.í emitió criterio técnico, recomendando la adjudicación de la contratación directa a favor de FUNDEVI. (folios 136 al 141)

**VI.** Que el 31 de julio de 2013, por oficio 518-GG-2013, el Gerente General adjudicó la contratación directa 2013CD-000258-ARESEP, a FUNDEVI por ¢30.000.000.00 (treinta millones de colones 00/100). (folio 143)

**VII.** Que contra el acto de adjudicación no se interpuso recurso alguno, adquiriendo firmeza la adjudicación.

**VIII.** Que el 1 de agosto de 2013, se generó la orden de compra 7470-2013, a nombre de FUNDEVI, cédula jurídica 3-006-101757, por un monto de ¢30.000.000.00 (treinta millones de colones 00/100). El Intendente de Transporte, con el soporte técnico del personal de la Intendencia, fungirían como la contraparte institucional, encargada de verificar la correcta ejecución de la contratación. La indicada orden de compra fue notificada al contratista el 12 de agosto de 2013, mediante correo electrónico del señor Jaubert Elizondo, funcionario del Departamento de Proveeduría, dirigido a los señores Rosendo Pujol y Jonathan Agüero a los correos electrónicos: rosendo.pujol@ucr.ac.cr y jonathan.aguero@ucr.ac.cr. (folios 144 al 147 y 152)

**IX.** Que el 9 de agosto de 2013, por resolución RGG-245-2013, el Gerente General aprobó la orden de compra 7470-2013. (folios 150 al 151)

**X.** Que el 19 de agosto de 2013, por oficio 855-IT-2013, el Intendente de Transporte giró a la contratista la respectiva orden de inicio. (folio 153)

**XI.** Que el 30 de octubre de 2013, por memorando 1130-IT-2013, ampliado por oficio 1134-IT-2013 del 1 de noviembre de 2013, el Intendente de Transporte solicitó la ampliación de la contratación, con base en lo establecido en el artículo 200 de la LCA, por un plazo de cuatro meses más y por un monto de ¢12.500.000.00 (doce millones quinientos mil colones 00/100), lo anterior para incluir en la contratación, las rutas intersectoriales Guadalupe-Uruca, Desamparados-Moravia y Uruca-Escazú. (folios 219 al 223)

**XII.** Que el 31 de octubre de 2013, por resolución RDGO-020-2013, el Gerente General aprobó la ampliación de la contratación directa 2013CD-000258-ARESEP. (folios 224 al 228)

**XIII.** Que el 13 de noviembre de 2013 se generó la orden de compra 7645-2013, a nombre de FUNDEVI, cédula jurídica 3-006-101757, por un monto de ¢12.500.000.00 (doce millones quinientos mil colones 00/100). (folios 229 al 230)

**XIV.** Que el 15 de noviembre de 2013, por resolución RRGA-006-2013, la Reguladora General Adjunta aprobó la orden de compra 7645-2013. (folios 231 al 234)

**XV.** Que el 12 de febrero y 18 de agosto, ambos de 2014, el Intendente de Transporte, mediante memorandos 112-IT-2014 y 773-IT-2014, respectivamente, autorizó, una vez recibidos los informes finales por parte del contratista, el pago de las facturas 79380 y 96816. (folios 715 al 726)

**XVI.** Que el 10 de abril de 2014, el señor Carlos Eduardo Castro Solano, como representante legal de Autotransportes San José - San Juan de Tobosi Sur S.A. (en adelante Autotransportes Tobosi), interpuso gestión de nulidad absoluta, solicitando la anulación total de la contratación directa 2013CD-000258-ARESEP. (folios 697 al 701)

**XVII.** Que el 3 de junio de 2014, por resolución RRG-215-2014, el Regulador General resolvió, rechazar de plano por improcedencia manifiesta, la gestión de nulidad absoluta interpuesta por el señor Castro Solano en representación de Autotransportes Tobosi, dando por agotada la vía administrativa. La resolución fue notificada automáticamente a la gestionante, una vez hechos los intentos de ley al fax señalado y remitido al correo electrónico, sin confirmación positiva. (folios 703 al 713 y 727 al 739)

**XVIII.** Que el 6 de noviembre de 2014, el señor Castro Solano, como representante legal de Autotransportes Tobosi, interpuso escrito solicitando a la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, declarar la nulidad absoluta, evidente y manifiesta del oficio 518-GG-2013.

**XIX.** Que el 11 de noviembre de 2014, por memorando 798-SJD-2014, el Secretario de Junta Directiva trasladó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis, la gestión interpuesta contra el oficio 518-GG-2013.

**XX.** Que el 27 de enero de 2015, mediante oficio 063-DGAJR-2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rindió el criterio jurídico solicitado.

**CONSIDERANDO:**

**I.** Que la gestión interpuesta ante la Junta Directiva por Autotransportes Tobosi fue analizada por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitiéndose el respectivo criterio jurídico, que sirve de sustento para la presente resolución, del cual conviene extraer lo siguiente:

*" (...)*

***II. COMPETENCIA DE LA JUNTA DIRECTIVA.***

*De conformidad con la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593), artículo 45, 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.*

*Dicha norma establece a su vez -en el artículo 53- los deberes y atribuciones de la Junta Directiva, al enlistar lo siguiente:*

*a) Definir la política y los programas de la Autoridad Reguladora, de conformidad con los principios y objetivos de esta Ley.*
*b) Resolver, agotando la vía administrativa, los recursos relacionados con asuntos de competencia de la Autoridad Reguladora, excepto los asuntos relacionados con materia laboral.*
*c) Conocer y resolver los asuntos que el regulador general someta a su consideración.*
*d) Aprobar el estudio de cánones y el presupuesto de la Autoridad Reguladora, así como sus modificaciones.*
*e) Resolver los asuntos de su competencia en materia administrativa.*
*f) Aprobar los contratos de obras y servicios, de acuerdo con el ordenamiento jurídico vigente.*
*g) Examinar y aprobar los estados financieros de la Autoridad Reguladora, así como la liquidación de su presupuesto.*
*h) Aprobar los informes que anualmente publicará la Autoridad Reguladora sobre su gestión.*
*i) Nombrar y remover al auditor interno, de acuerdo con la ley.*
*j) Conocer, en alzada, de las apelaciones que se presenten por resoluciones del regulador general o del auditor interno.*
*k) Presentar, a la Asamblea Legislativa, a más tardar el último día del mes de abril de cada año, un informe de las labores y actividades realizadas durante el año anterior.*
*l) Aprobar la organización interna de la Autoridad Reguladora y el estatuto interno de trabajo.*

*m) Mantener estrecha comunicación y coordinación con el Ministerio de Economía, Industria y Comercio, en cuanto a la política de precios que debe seguir el Gobierno.*
*n) Dictar los reglamentos técnicos que se requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en esta Ley y las modificaciones de estos*
*ñ) Dictar las normas y políticas que regulen las condiciones laborales, la creación de plazas, los esquemas de remuneración, las obligaciones y los derechos de los funcionarios y trabajadores de la Autoridad Reguladora y de la Sutel.*
*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.*
*p) Los demás deberes y atribuciones que se le confieren, de conformidad con las leyes o los reglamentos de servicio de cada actividad regulada. (El subrayado no es del original)*

*Por su parte, el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF), publicado en el Alcance 101 a La Gaceta 105 del 3 de junio de 2013, establece en cuanto a la estructura organizativa, que la Aresep está constituida por los siguientes órganos:*

- *JUNTA DIRECTIVA (JD)*
  *(...)*
- *DESPACHO DEL REGULADOR (RG)*
  *(...)*
- *INTENDENCIAS DE REGULACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS*
  *(...)*
- *DIRECCIONES GENERALES DE REGULACIÓN*
  *(...)*
- *DIRECCIÓN GENERAL DE OPERACIONES (DGO)*
  *(...)*
- *ÓRGANO DESCONCENTRADO*
  *(...)*

*En cuanto a organización y funciones de la Junta Directiva, el RIOF, en el artículo 6, señala en lo que interesa:*

*(...) 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:*
*1. Definir la política y los programas de la Aresep de conformidad con los principios y objetivos de la Ley.*

*2. Resolver, agotando la vía administrativa, los recursos relacionados con asuntos de competencia de la Aresep, excepto los relacionados con la materia laboral.*
*3. Conocer y resolver los asuntos que el Regulador General someta a su consideración.*
*4. Aprobar el estudio de cánones y el presupuesto de la Aresep, así como sus modificaciones.*
*5. Resolver los asuntos de su competencia en materia administrativa.*
*6. Aprobar los contratos de obras y servicios, de acuerdo con el ordenamiento jurídico vigente.*
*7. Examinar y aprobar los estados financieros de la Aresep, así como la liquidación de su presupuesto.*
*8. Aprobar los informes que anualmente publicará la Aresep sobre su gestión.*
*9. Nombrar y remover al Auditor Interno y al Subauditor Interno, de acuerdo con la ley.*
*10. Conocer, en alzada, de las apelaciones que se presenten por resoluciones del Regulador General o del Auditor Interno.*
*11. Presentar, a la Asamblea Legislativa, a más tardar el último día del mes de abril de cada año, un informe de las labores y actividades realizadas durante el año anterior.*
*12. Aprobar la organización interna de Aresep y el estatuto interno de trabajo.*
*13. Mantener estrecha comunicación y coordinación con el Ministerio de Economía, Industria y Comercio, en cuanto a la política de precios que debe seguir el Gobierno.*
*14. Dictar los reglamentos técnicos que se requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en la ley y las modificaciones de estos.*
*15. Dictar las normas y políticas que regulen las condiciones laborales, la creación de plazas, los esquemas de remuneración, las obligaciones y los derechos de los funcionarios y trabajadores de la Aresep.*
*16. Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia.*
*17. Otorgar las concesiones de servicio público para la venta de energía al Instituto Costarricense de Electricidad.*
*18. Ordenar la apertura de los procedimientos administrativos, en los cuales una posible sanción a imponer sea la revocatoria de la concesión o el permiso, dictar los actos preparatorios y las medidas cautelares de cierre de empresa o remoción de equipo y dictar la resolución final. Además deberá conocer los recursos que se presenten contra estos actos.*
*19. Declarar la caducidad de las concesiones o permisos otorgados para la prestación de los servicios públicos de su competencia, cuando corresponda.*
*20. Resolver, agotando la vía administrativa, los recursos de apelación que se presenten en contra de las resoluciones que le sean presentadas sobre la aprobación o no de los cánones del Consejo de Transporte Público.*
*21. Establecer los requisitos de admisibilidad a que se someterán los trámites de tarifas, quejas, refrendos, concesiones, aprobaciones de cánones y precios de los servicios públicos.*

*22. Los demás deberes y atribuciones que se le confieren, de conformidad con las leyes o los reglamentos de servicio de cada actividad regulada.*
*En relación con la Sutel, la Junta Directiva tiene las siguientes funciones: (…).*

*Finalmente y en materia específica de contratación administrativa, materia en la cual se dictó el oficio 518-GG-2013, del cual se solicita sea declarada su presunta nulidad absoluta, evidente y manifiesta, el Reglamento interno de contratación administrativa de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (RICA), publicado en el Alcance 87 a La Gaceta 211 del 3 de noviembre de 2011, establece en cuanto a la tramitación de los procedimientos de compras públicas:*

***Artículo 5º-****El órgano interno con competencia para adoptar la decisión inicial, aprobar y modificar los carteles, así como acordar la adjudicación, la declaratoria de infructuoso o desierto correspondiente, es:*
*a) Licitaciones Públicas: Regulador General. En ausencia del Regulador General puede actuar el Regulador General Adjunto o el Gerente General.*
*b) Licitaciones Abreviadas: Gerente General. En ausencia del Gerente General puede actuar el Regulador General o el Regulador General Adjunto.*
*c) Contrataciones Directas de escasa cuantía: La jefatura de la Dirección Administrativa Financiera o quien le sustituya.*
*d) Contrataciones directas vía excepción:*
*d.1) El Regulador General en las contrataciones que alcancen el monto de una licitación pública.*
*d.2) El Gerente General en las contrataciones que alcancen el monto de una licitación abreviada.*
*d.3) La jefatura de la Dirección Administrativa Financiera, en las contrataciones que alcancen el monto de una contratación directa de escasa cuantía.*
*Cuando se trate de adquisiciones de bienes o servicios en las que el inicio de los procedimientos de contratación sea gestionado por la Auditoría Interna, se mantendrá la independencia funcional y de criterio señalada en la Ley General de Control Interno.*

***Artículo 10. -*** *De la Junta Directiva. Corresponde a la Junta Directiva aprobar los contratos y las órdenes de compra de obras y servicios originados en una licitación pública o en una contratación directa vía excepción, cuyo monto ascienda al establecido para una licitación pública.*
*Los contratos y órdenes de compra de obras y servicios originados en una licitación abreviada o en una contratación directa vía excepción, cuyo monto ascienda al establecido para una licitación abreviada, serán aprobados por el Regulador General.*
*Los contratos y órdenes de compra de obras y servicios originados en una contratación directa cuyo monto no sobrepase al establecido para una contratación directa de escasa cuantía, serán aprobados por el Gerente General.*

*Según se logra desprender de los antecedentes citados, así como de la solicitud presentada por el señor Castro Solano, como representante legal de Autotransportes*

*Tobosi, el acto sobre el cual se solicita declarar la nulidad absoluta, evidente y manifiesta, corresponde al oficio 518-GG-2013 dictado por el Gerente General, y que concierne al acto de adjudicación de la contratación directa por excepción 2013CD-000258-ARESEP.*

*Una vez determinada la naturaleza de la gestión dirigida a la Junta Directiva de la Aresep, se puede indicar que de acuerdo con la normativa citada, que establece las funciones y ámbito de actuación de la Junta Directiva, no corresponde a ése órgano el conocimiento de dicha gestión, por no estar dentro de sus competencias en materia administrativa propiamente dicha, ni en materia relacionada con contratación administrativa.*

*Que en casos como el presente, y en apego a los principios constitucionales de eficacia, eficiencia, simplicidad, coordinación de la organización y función administrativa, así como celeridad, que orientan, dirigen y condicionan a todas las administraciones públicas en su cotidiano quehacer, lo procedente es aplicar el principio de informalismo a favor del administrado.*

*De conformidad con el voto 2005-06141 del 24 de mayo de 2005, dictado por la Sala Constitucional, el principio de informalismo debe entenderse en los términos que se dirá:*

> *VI.- INFORMALISMO A FAVOR DEL ADMINISTRADO Y VALIDEZ DE LA SOLICITUD PLANTEADA ANTE CUALQUIER INSTANCIA ADMINISTRATIVA DE UN MISMO ENTE U ÓRGANO PÚBLICO. El principio del informalismo en favor del administrado en los procedimientos administrativos tiene un profunda raigambre constitucional, puesto que encuentra asidero en el indubio pro actione y en el derecho de acceder a los mecanismos de auto-control de las propias Administraciones públicas como el procedimiento administrativo constitutivo (de la manifestación de voluntad final) o de impugnación (recursos), establecidos en vista de las prerrogativas de la autotutela declarativa y ejecutiva de que gozan los poderes públicos frente a los particulares. De otra parte, <u>la seguridad jurídica y la coordinación inter-administrativa imponen, ante el desconocimiento del administrado de lo alambicado y complejo de la estructura de la organización administrativa, que cualquier solicitud o petición planteada ante una instancia de un mismo ente u órgano público sea trasladada inmediatamente por éste al órgano competente para conocerla y resolverla, para atender así, adecuadamente, los principios constitucionales de eficacia, eficiencia, simplicidad y celeridad en el cumplimiento de las funciones administrativas</u>. En tales casos se produce una simple incompetencia relativa (por el territorio respecto de un mismo ente ú* (sic) *órgano público), que no debe ser cargada o soportada por el administrado quien <u>desconoce la distribución interna de las competencias entre las diversas oficinas que conforman un ente u órgano y no tiene el deber de estar impuesto de tal detalle.</u> Distinto resulta cuando, el pedimento o solicitud se formula ante un órgano de un ente público diferente al que debe resolver, puesto que, en tal circunstancia sí se produce una incompetencia por razón de la materia de carácter absoluta. Sobre este particular, <u>la Ley General</u>*

> *de la Administración Pública contiene normas que obligan al órgano u oficina relativamente incompetente a remitir la solicitud o pedimento a la instancia que lo sea. Así el artículo 68 de ese cuerpo normativo establece que "Cuando la incompetencia sea declarada en relación con una petición o instancia sujeta a término, se tendrá ésta por presentada en tiempo si el órgano competente, pertenece al mismo Ministerio, tratándose del Estado, o al mismo ente, tratándose de entidades descentralizadas". Por su parte, el ordinal 69 de este texto legal le impone, incluso, el deber al órgano que declina la competencia de adoptar las medidas de urgencia para evitar daños graves e irreparables a los particulares o la Administración, comunicándole al órgano competente lo que haya resuelto para conjurar en peligro en la mora (periculum in mora). Finalmente, el numeral 292, párrafo 1°, de la Ley General de la Administración Pública preceptúa que "Toda petición o reclamación mal interpuesta podrá ser tramitada de oficio por la autoridad correspondiente".* El subrayado no es del original

*Por otra parte, se debe tomar en consideración que la gestión interpuesta por Autotransportes Tobosi se fundamentó en el artículo 173 de la Ley 6227, el cual cita en su numeral 2:*

> *2) Cuando se trate de la Administración Central del Estado, el ministro del ramo que dictó el respectivo acto deberá declarar la nulidad. Cuando se trate de otros entes públicos o Poderes del Estado, deberá declararla el órgano superior supremo de la jerarquía administrativa (...).*

*En este sentido, la Ley 6227, en sus artículos 102 y 103, al enlistar las potestades del superior jerárquico, señala:*

> ***Artículo 102.-*** *El superior jerárquico tendrá las siguientes potestades:*
> *a) Dar órdenes particulares, instrucciones o circulares sobre el modo de ejercicio de las funciones por parte del inferior, tanto en aspectos de oportunidad y conveniencia como de legalidad, sin otras restricciones que las que se establezcan expresamente;*
> *b) Vigilar la acción del inferior para constatar su legalidad y conveniencia, y utilizar todos los medios necesarios o útiles para ese fin que no estén jurídicamente prohibidos;*
> *c) Ejercer la potestad disciplinaria;*
> *d) Adoptar las medidas necesarias para ajustar la conducta del inferior a la ley y a la buena administración, revocándola, anulándola o reformándola de oficio, o en virtud de recurso administrativo;*
> *e) Delegar sus funciones y avocar las del inmediato inferior, así como sustituirlo en casos de inercia culpable, o subrogarse a él ocupando temporalmente su plaza mientras no regrese o no sea nombrado un nuevo titular, todo dentro de los límites y condiciones señalados por esta ley; y*
> *f) Resolver los conflictos de competencia o de cualquier otra índole que se produzcan entre órganos inferiores.*
>
> ***Artículo 103.-***

*1. El jerarca o superior jerárquico supremo tendrá, además, la representación extrajudicial de la Administración Pública en su ramo y el poder de organizar ésta mediante reglamentos autónomos de organización y de servicio, internos o externos, siempre que, en este último caso, la actividad regulada no implique el uso de potestades de imperio frente al administrado.*
*2. Cuando a la par del órgano deliberante haya un gerente o funcionario ejecutivo, éste tendrá la representación del ente o servicio.*
*3. El jerarca podrá realizar, además, todos los actos y contratos necesarios para el eficiente despacho de los asuntos de su ramo.*

*En lo que atañe expresamente a la Aresep, la Ley 7593 establece, en su artículo 57, las atribuciones, funciones y deberes del Regulador General y la Reguladora General Adjunta. Así, el acápite a) 3., otorga específicamente la competencia del Regulador General para ejercer la representación judicial y extrajudicial de la Institución. Por su parte, el acápite a) 4., le asigna funciones como superior jerárquico en materia administrativa, reconociéndole ésta condición.*

*Por su parte, en cuanto a la organización interna de la Aresep el RIOF, en el artículo 9 dispone que sea el Regulador General el jerarca superior administrativo.*

*De lo anterior se concluye que la Ley 6227 reconoce las funciones y atribuciones del jerarca superior administrativo y que en el caso de la Aresep, estas funciones recaen en el Regulador General.*

*Por lo expuesto, y para el caso concreto, el Regulador General es quien ostentaría la competencia para resolver la gestión planteada por Autotransportes Tobosi.*

***III. CONCLUSIONES.***

*Conforme lo expuesto, se arriba a las siguientes conclusiones:*

1. *La Aresep gestionó la contratación directa por excepción 2013CD-000258-ARESEP, con la Universidad de Costa Rica, específicamente con la Escuela de Ingeniería Civil, para que, por medio del Programa de Investigación en Desarrollo Urbano Sostenible (PRODUS), le elaborara auditorías de demanda y cálculo de indicadores y parámetros operativos del servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús.*

2. *La contratación fue adjudicada mediante el oficio 518-GG-2013 del Gerente General, contra este acto, el señor Castro Solano, como representante legal de Autotransportes Tobosi, presentó escrito solicitando a la Junta Directiva declarar la nulidad absoluta, evidente y manifiesta, con base en el artículo 173 de la Ley 6227.*

3. *Los artículo 45 y 53 de la Ley 7593, así como los artículos 2 y 6 del RIOF y 5 y 10 del RICA, establecen, de acuerdo a la estructura organizativa de la Aresep, las competencias y funciones de la Junta Directiva, sin que de este listado se*

*desprenda que corresponda a la Junta Directiva atender la gestión interpuesta por Autotransportes Tobosi.*

4. *De conformidad con el principio de informalismo que, entre otros, rige y orienta a la administración pública, las gestiones presentadas ante un órgano incompetente de la misma Administración, deberá ser remitidas por éste a la instancia competente.*

5. *El artículo 173 de la Ley 6227 que sustenta la gestión de Autotransportes Tobosi, establece que cuando procede declarar la nulidad absoluta, evidente y manifiesta de un acto de la Administración, dicha competencia corresponde al órgano superior supremo de la jerarquía administrativa.*

6. *En concordancia de lo estipulado en los artículos 102 y 103 de la Ley 6227, 57 a) 3 y 57 a) 4 de la Ley 7593 y 9 del RIOF, el Regulador General es el jerarca superior administrativo de la Aresep.*

7. *La gestión interpuesta por Autotransportes Tobosi debe ser conocida por el Regulador General.*

*(...)".*

**II.** Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo al mérito de los autos, se acoge el criterio jurídico citado, siendo lo procedente trasladar al Regulador General, para su conocimiento, la gestión interpuesta contra el oficio 518-GG-2012, tal y como se dispone:

**III.** Que en la sesión 4-2015, del 5 de febrero de 2015, cuya acta fue ratificada el 12 de febrero de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 054-DGAJR-2015 de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

**POR TANTO:**

Con fundamento en las facultades conferidas por la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227) y la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593),

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

**RESUELVE:**

**I.** Trasladar al Regulador General para su conocimiento, la gestión interpuesta por el señor Carlos Eduardo Castro Solano, como representante legal de Autotransportes San José - San Juan de Tobosi Sur S.A., contra el oficio 518-GG-2013 dictado por el Gerente General el 31 de julio de 2013.

**II.** Notificar lo resuelto al señor Carlos Eduardo Castro Solano, como representante legal de Autotransportes San José - San Juan de Tobosi Sur S.A.

**NOTIFÍQUESE.**

**ARTÍCULO 13. Recurso de apelación interpuesto por Transmuelle de San Carlos S.A., contra la resolución RIE-43-2014 del 29 de julio de 2014. Expediente ET-14-2014.**

*A las diecisiete horas con treinta y cinco minutos, ingresan al salón de sesiones, los señores (as): José Andrés Meza Villalobos, Viviana Lizano Ramírez, Daniel Fernández Sánchez, José Carlos Rojas Vargas, Eric Chaves Gómez y Aracelly Marín González, funcionarios (as) de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, a exponer el tema objeto de este y siguientes dos recursos.*

La Junta Directiva conoce el oficio 054-DGAJR-2015 del 26 de enero de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rinde criterio sobre el recurso de apelación interpuesto por Transmuelle de San Carlos S.A., contra la resolución RIE-43-2014 del 29 de julio de 2014.

La señorita ***Viviana Lizano Ramírez*** y el señor ***José Andrés Meza Villalobos*** explican los antecedentes, los argumentos del recurrente, así como a 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 054-DGAJR-2015, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

**ACUERDO 13-04-2015**

**1.** Declarar sin lugar, por el fondo, el recurso de apelación interpuesto por Transmuelle de San Carlos S.A., contra la resolución RIE-43-2014.

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 23 de mayo del 2011, el Decreto Ejecutivo N° 36627-MINAET (Reglamento para la Regulación del Transporte de Combustible), en su artículo 31, estableció que para brindar el servicio de transporte de combustibles, el prestador de servicio público se sujetará a las fijaciones tarifarias que establezca la ARESEP. Adicionalmente, en su

artículo 46, derogó el Decreto Ejecutivo 24813-MAE (Reglamento del Transporte y Acarreo de Derivados del Petróleo), el cual regulaba entre otras cosas, los márgenes de utilidad para el transporte de combustible necesario para el abastecimiento nacional.

**II.** Que el 19 de febrero de 2014, Transmuelle de San Carlos S.A. (en adelante Transmuelle), presentó solicitud "[…] *de aumento en el monto del flete para el transporte de combustibles limpios*". (Folios 1 al 288).

**III.** Que el 24 de marzo de 2014, se publicó en el La Gaceta N° 58, la convocatoria a audiencia pública correspondiente (folio 305) y posteriormente el 26 de marzo de 2014, fue publicada en los periódicos La Nación y La Extra. (Folio 306).

**IV.** Que el 6 de mayo de 2014, se celebró la audiencia pública, por medio del sistema de videoconferencia en las instalaciones de la Aresep, los Tribunales de Justicia ubicados en los centros de: Cartago, Ciudad Quesada, Heredia, Liberia, Limón, Pérez Zeledón y en forma presencial en el Salón Parroquial de Bribrí, según consta en los oficio 1327-DGAU-2014 y 1482-DGAU-2014, Acta 47-2014. (Folio 323 al 334 y 336).

**V.** Que el 22 de mayo de 2014, mediante el oficio 1483-DGAU-2014, se rindió el respectivo informe de oposiciones y coadyuvancias. (Folio 335).

**VI.** Que el 6 de junio de 2014, mediante resolución RIE-029-2014, la Intendencia de Energía (IE), resolvió, entre otras cosas, fijar el margen para el transporte de combustible denominado limpio para la zona básica y fuera de la zona básica y solicitó a todos los transportistas de combustible limpio, aportar fotocopia certificada de la siguiente información, a más tardar el 31 de julio de 2014: **a.** El título habilitante que lo faculta a prestar el servicio público de transporte de combustibles, **b.** Declaración jurada que indique: fecha a partir de la cual presta el servicio, el número de placa del cabezal y cisterna con que presta el servicio público, año, marca y serie de la cisterna y **c.** Tarjeta de circulación del cabezal, vigente. (Folios 390 al 412).

**VII.** Que el 29 de julio de 2014, mediante RIE-43-2014, la IE, resolvió prorrogar el plazo de presentación de la información solicitada a todos los transportistas de combustible limpio, a través de la resolución RIE-029-2014, hasta el 12 de setiembre de 2014. (Folios 429 al 432).

**VIII.** Que el 7 de agosto de 2014, Transmuelle de San Carlos S.A., inconforme con lo resuelto, interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio, contra la resolución RIE-43-2014. (Folios 417 al 420).

**IX.** Que el 2 de octubre de 2014, la IE, mediante resolución RIE-66-2014, rechazó el recurso de revocatoria interpuesto por Transmuelle contra la resolución RIE-43-2014 y elevó el recurso de apelación ante la Junta Directiva, emplazando a la recurrente. (Folios 483 al 488).

**X.** Que el 10 de octubre de 2014, la IE, mediante el oficio 1367-IE-2014, rindió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP. (Folios 479 y 480).

**XI.** Que el 14 de octubre de 2014, mediante memorando 680-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva, trasladó, para su análisis, el recurso de apelación interpuesto por Transmuelle a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR). (No consta en autos).

**XII.** Que el 26 de enero de 2014, mediante el oficio 054-DGAJR-2015, la DGAJR rindió su criterio respecto al recurso de apelación interpuesto por Transmuelle contra la resolución RIE-43-2014.

**XIII.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

**CONSIDERANDO:**

**I.** Que del oficio 054-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***

*El recurso interpuesto es el ordinario de apelación, al que se le aplica lo establecido en los artículos 342 al 352 de la LGAP.*

**2)** ***TEMPORALIDAD DEL RECURSO***

*La resolución recurrida fue notificada el 4 de agosto de 2014 (folio 431), y la impugnación fue planteada el 7 de agosto 2014 (folios 417 al 420).*

*Conforme lo dispuesto en los artículos 240, 256.4 y 346.1 de la LGAP, el citado recurso se debe interponer en el plazo de tres días hábiles contados a partir de la última comunicación del acto administrativo en cuestión, plazo que vencía el 7 de agosto 2014. En razón de lo anterior, se tiene que el recurso de apelación fue interpuesto dentro del plazo otorgado por ley.*

**3)** ***LEGITIMACIÓN***

*Respecto a la legitimación activa, cabe indicar que Transmuelle de San Carlos, S.A. está legitimada para actuar -en la forma en que lo ha hecho- de acuerdo con lo establecido en los artículos 30 y 31 de la Ley 7593, en concordancia con los artículos 275 de la LGAP.*

**4)** ***REPRESENTACIÓN***

*El señor Mario Villalobos Arias, actuó en su condición de Presidente, con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma, quien ostentaba a la*

*fecha, la representación judicial y extrajudicial de la recurrente, -según consta en la certificación notarial visible a folio 50 y 51- por lo cual, al momento de presentación del recurso, estaba facultado para actuar en nombre de la recurrente. Con base en lo anterior, el recurso resulta admisible por la forma.*

## *III. ARGUMENTOS DEL RECURRENTE*

1. *Al otorgarse la prórroga mediante la RIE-43-2014, para el plazo de entrega de los documentos solicitados en la resolución RIE-029-2014, es viable jurídicamente solicitar una revisión de los requerimientos de información solicitados a los permisionarios de transporte de combustibles.*

2. *El artículo 6 del Decreto 36.627-MINAET, sobre aportar o verificar que la unidad de transporte, cuente con el permiso de pesos y dimensiones del MOPT, no es aplicable a los cisternas de transporte de combustibles, pero sí, a las unidades integradas, lo cual responde a la finalidad de simplificar trámites y evitarle al administrado que éste deba presentar doble o triple documentación.*

3. *No es responsabilidad del prestador de servicio público en la modalidad de transporte de combustibles o del administrado, el hecho de que la Dirección General de Transporte y Comercialización de Combustibles (DGTCC) del Ministerio de Ambiente y Energía (Minae), esté en un proceso de actualización de su base de datos, por cuanto, dicho órgano técnico del Minae, está en la obligación de tener actualizado el expediente de cada uno de los prestadores de servicio público en el área de transporte y comercialización de combustibles, por lo que le corresponde a la Aresep, coordinar la certificación y el reenvío de dicha información a la DGTCC del Minae.*

## *IV. ANÁLISIS POR EL FONDO*

*La resolución RIE-66-2014, que resolvió el recurso de revocatoria interpuesto por Transmuelle contra la resolución RIE-43-2014, en lo que interesa, indicó:*

> *« […] la resolución que definió los requisitos que ahora se impugnan, fue la RIE-029-2014 y no la RIE-043-2014, debiéndose haber recurrido la primera resolución en el momento procesal oportuno […].».«[…] de conformidad con el artículo 14 incisos a) y c) en concordancia con el artículo 24, todos de la Ley 7593, se extraen las obligaciones de los prestadores de los servicios públicos de cumplir con las disposiciones que dicte la Autoridad Reguladora y de suministrar oportunamente la información que se les solicite en relación con el servicio público que preste, por lo que existe fundamento legal para requerir la información solicitada […]». «En apoyo de la línea argumentativa que estamos siguiendo, conviene tener presente que en la Ley 8220, se establece que todo trámite o requisito que se le exige al administrado, debe estar apoyado en una norma del ordenamiento jurídico; de esta forma, se desprende del numeral 4 de la citada ley que todo trámite o requisito, con independencia de su fuente*

*normativa, lo que supone la existencia de una norma previa que le da el sustento […]».*

*A mayor abundamiento, se debe señalar que el recurrente al sustanciar su recurso parte de una premisa equivocada, de la cual se originan los demás argumentos, y que hacen que estos resulten improcedentes. Éste señala que el hecho de que se prorrogue el plazo para presentar la información requerida, hace viable jurídicamente, solicitar una revisión de los requisitos solicitados, a los transportistas de combustible limpio mediante la resolución RIE-029-2014. No obstante, como se analiza a continuación, no lleva razón el recurrente en su argumento, puesto que no es esta la etapa procesal oportuna para discutir dichos requerimientos.*

*Cabe señalar que, el acto administrativo que le ordena a los transportistas de combustible limpio, el suministro de una información que la IE considera necesaria, es un acto administrativo distinto al que se está recurriendo. En este sentido, el recurrente aprovecha su impugnación de la resolución RIE-43-2014 –que únicamente amplió el plazo para presentar la información solicitada- para expresar su disconformidad con el contenido de la resolución RIE-029-2014, siendo esta una práctica improcedente, en virtud del principio de preclusión procesal.*

*El principio de Preclusión Procesal «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)».*

*Viene de lo anterior, que el momento procesal oportuno para impugnar el contenido de la resolución que establecía el cumplimiento de los requisitos indicados por el recurrente (RIE-029-2014), ya aconteció, siendo que, al impugnar dicha resolución, el propio recurrente, no señaló en su escrito (folios 386 al 389), ninguna oposición a este aspecto, motivo por el cual, en cuanto a este tema, tal resolución ya cobró firmeza, por no haber sido impugnada en su oportunidad.*

*Pretender reabrir dicha discusión, mediante la impugnación de un acto administrativo (RIE-43-2014), cuyo fin es únicamente la prórroga del plazo para la presentación de la información, ordenada por un acto previo, resulta improcedente y así debe declararse, en virtud del artículo 346 inciso 1) de la LGAP.*

*Según dicho artículo, el plazo que tenía el recurrente, para impugnar lo establecido en la RIE-029-2014 – incluyendo la información solicitada-, era de tres días contados a partir de la notificación del acto, a través de los recursos ordinarios. Curiosamente, pese a que, interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra dicha resolución, en su recurso, no manifestó oposición alguna contra los requerimientos de información realizados por la IE, de manera, que cualquier oposición que no se haya realizado dentro del plazo anterior, deberá ser rechazada por improcedente.*

*Nótese, que la resolución, RIE-43-2014, lo único que hace es ampliar el plazo para la presentación de la información requerida mediante la resolución RIE-029-2014, y es en estos términos, que debe analizarse la impugnación planteada, puesto que en ningún momento, puede dejarse de lado el contenido del acto impugnado, pues éste nos fija los derroteros, sobre los cuales podrá ejercer el recurrente su defensa y plantear su inconformidad.*

*En este caso, al no encontrarse el imperativo de presentación de información dentro del contenido del acto impugnado, no podrá válidamente, atacarse dicho imperativo, por constituir éste un aspecto distinto al que se está resolviendo.*

*En virtud de lo anterior, no lleva razón el recurrente, en que la prórroga del plazo de presentación de una información requerida por una resolución previa, mediante una nueva resolución, habilite al interesado para impugnar el contenido de la primera, en virtud de que estamos en presencia de dos actos administrativos distintos, cuyo contenido es susceptible de impugnación en momentos procesales diferentes.*

*Si bien es cierto, la recurrente interpuso el recurso bajo análisis, dentro del plazo conferido por el artículo 346 de la LGAP, se desprende de sus argumentos, que su inconformidad se refiere al contenido de la resolución RIE-029-2014 y no sobre el contenido de la resolución recurrida-RIE-43-2014-.*

*En consecuencia, siendo que no es viable jurídicamente reabrir etapas procesales fenecidas, en virtud del principio de la preclusión procesal, es que no lleva razón el recurrente.*

***V. CONCLUSIONES***

***1.*** *Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación interpuesto por Transmuelle de San Carlos S.A., contra la resolución 43-RIE-2014, resulta admisible por la forma.*

***2.*** *El recurrente interpuso el recurso bajo análisis dentro del plazo conferido por el artículo 346 de la LGAP, sin embargo, se desprende de sus argumentos que su inconformidad se refiere al contenido de la resolución RIE-029-2014 y no sobre el contenido de la resolución recurrida-RIE-43-2014-.*

***3.*** *No es viable jurídicamente reabrir etapas procesales fenecidas, en virtud del principio de la preclusión procesal. […]".*

**II.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1-** Declarar sin lugar, por el fondo, el recurso de apelación interpuesto por Transmuelle de San Carlos S.A., contra la resolución RIE-43-2014-; **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 4-2015, del 5 de febrero de 2015, cuya acta fue ratificada el 12 de febrero de 2015; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 054-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 interpuesto por Transmuelle de San Carlos S.A., contra la resolución RIE-43-2014.

**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 14. Recurso de apelación interpuesto por Transmuelle de San Carlos S.A., contra la resolución RIE-029-2014. Expediente ET-014-2014.**

La Junta Directiva conoce el oficio 065-DGAJR-2014 del 28 de enero de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rinde criterio sobre el recurso de apelación interpuesto por Transmuelle de San Carlos S.A., contra la resolución RIE-029-2014 del 6 de junio de 2014.

El señor ***Daniel Fernández Sánchez*** 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, conforme al oficio 065-DGAJR-2014, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

**ACUERDO 14-04-2015**

1. Declarar sin lugar, por el fondo, el recurso de apelación interpuesto por Transmuelle de San Carlos S.A., contra la resolución RIE-029-2014.

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 23 de mayo del 2011, el Decreto Ejecutivo N° 36627-MINAET (Reglamento para la Regulación del Transporte de Combustible), en su artículo 31, estableció que para brindar el servicio de transporte de combustibles, el prestador de servicio público se sujetará a las fijaciones tarifarias que establezca la ARESEP. Adicionalmente, en su artículo 46, derogó el Decreto Ejecutivo 24813-MAE (Reglamento del Transporte y Acarreo de Derivados del Petróleo), el cual regulaba entre otras cosas, los márgenes de utilidad para el transporte de combustible necesario para el abastecimiento nacional.

**II.** Que el 19 de febrero de 2014, Transmuelle de San Carlos S.A. (en adelante Transmuelle), presentó solicitud "[…] *de aumento en el monto del flete para el transporte de combustibles limpios*". (Folios 1 al 288).

**III.** Que el 24 de marzo de 2014, se publicó en el La Gaceta N° 58, la convocatoria a Audiencia Pública correspondiente (folio 305) y posteriormente el 26 de marzo de 2014, fue publicada en el periódico La Nación y La Extra. (Folio 306).

**IV.** Que el 6 de mayo de 2014, se celebró la Audiencia Pública, por medio del sistema de videoconferencia en las instalaciones de la Aresep, los tribunales de justicia ubicados en los centros de: Cartago, Ciudad Quesada, Heredia, Liberia, Limón, Pérez Zeledón y en forma presencial en el Salón Parroquial de Bribrí, según consta en los oficio 1327-DGAU-2014 y 1482-DGAU-2014, Acta 47-2014 (Folio 323 al 334 y 336).

**V.** Que el 22 de mayo de 2014, mediante el oficio 1483-DGAU-2014, se rindió el respectivo informe de oposiciones y coadyuvancias. (Folio 335).

**VI.** Que el 6 de junio de 2014, mediante resolución RIE-029-2014, la Intendencia de Energía (IE), resolvió, entre otras cosas, fijar el margen para el transporte de combustible denominado limpio para la zona básica y fuera de la zona básica. (Folios 390 al 412).

**VII.** Que el 17 de junio de 2014, Transmuelle, interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RIE-029-2014. (Folios 386 a 389).

**VIII.** Que el 2 de octubre de 2014, la IE, mediante la resolución RIE-65-2014 rechazó el recurso de revocatoria interpuesto por Transmuelle contra la resolución RIE-029-2014 y elevó ante la Junta Directiva el recurso de apelación. (Folios 472 al 478).

**IX.** Que el 10 de octubre de 2014, la IE, mediante el oficio 1368-IE-2014, rindió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP. (Folios 481 al 482).

**X.** Que el 14 de octubre de 2014, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el memorando 681-SJD-2014, trasladó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y

Regulatoria (DGAJR), para su análisis, el recurso de apelación interpuesto por Transmuelle. (No consta en autos).

**XI.** Que el 28 de enero de 2015, mediante el oficio 065-DGAJR-2015, la DGAJR, rindió su criterio respecto al recurso de apelación interpuesto por Transmuelle de San Carlos S.A., contra la resolución RIE-029-2014.

**XII.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

**CONSIDERANDO:**

**I.** Que del oficio 065-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***

*El recurso interpuesto es el ordinario de apelación, al que se le aplica lo establecido en los artículos 342 al 352 de la LGAP.*

**2. *TEMPORALIDAD DEL RECURSO***

*La resolución recurrida fue notificada el 13 de junio de 2014 (folio 411), y la impugnación fue planteada el 17 de junio 2014 (folios 386 al 389).*

*Conforme lo dispuesto en los artículos 240, 256.4 y 346.1 de la LGAP, el citado recurso se debe interponer en el plazo de tres días hábiles contados a partir de la última comunicación del acto administrativo en cuestión, plazo que vencía el 18 de junio 2014. En razón de lo anterior, se tiene que el recurso de apelación fue interpuesto dentro del plazo otorgado por ley.*

**3. *LEGITIMACIÓN***

*Respecto a la legitimación activa, cabe indicar que Transmuelle está legitimada para actuar -en la forma en que lo ha hecho- de acuerdo con lo establecido en los artículos 30 y 31 de la Ley 7593, en concordancia con los artículos 275 de la LGAP.*

**4. *REPRESENTACIÓN***

*El señor Mario Villalobos Arias, actuó en su condición de Presidente, con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma, quien ostentaba a la fecha, la representación judicial y extrajudicial de la recurrente, -según consta en la certificación notarial visible a folio 50 y 51- por lo cual, al momento de presentación del recurso, estaba facultado para actuar en nombre de Transmuelle.*

*Con base en lo anterior, el recurso resulta admisible por la forma.*

***III. ARGUMENTOS DEL RECURRENTE***

*Los argumentos de inconformidad de los recurrentes se enlistan a continuación:*

1. *Se realizaron cambios en los parámetros del modelo los cuales constituyen modificaciones metodológicas que debieron ser sometidos a audiencia pública. La aplicación de depreciación al equipo e inversión constituyó uno de estos cambios metodológicos.*

2. *La Intendencia de Energía no reconoce el costo por mantenimiento preventivo por considerar que la unidad no es nueva y revaloró la unidad aplicando antigüedad. Lo anterior, denota la intención de deteriorar, deliberadamente, el modelo en aras de reducir la tarifa.*

3. *Los litros transportados de GLP no corresponden a producto líquido limpio, sin embargo, fueron considerados en los cálculos tarifarios. El GLP debe de excluirse de los cálculos pues igualmente constituye una variación metodológica.*

*La variación unilateral por parte de la Intendencia de Energía de los tiempos de carga en RECOPE sin considerar otras variables constituye un aspecto grave que aumenta la cantidad de viajes y reduce la tarifa a otorgar, lo que consecuentemente es un deterioro del modelo.*

***IV. PRECISIÓN NECESARIA***

*De previo a entrar a analizar el fondo de los argumentos de inconformidad del recurrente, es conveniente indicar que actualmente no existe una metodología o modelo formalmente aprobado por este Ente Regulador, que indique detalladamente la manera en que se llevan a cabo los cálculos y la forma de actualizar toda la información que lo comprenda, es decir, el conjunto de métodos para calcular las tarifas de los servicios de transporte de combustible denominado "producto limpio".*

***V. ANÁLISIS POR EL FONDO***

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

1. *Se realizaron cambios en los parámetros del modelo que constituyen modificaciones metodológicas que debieron ser sometidos a audiencia pública. La aplicación de depreciación al equipo y a la inversión constituyó uno de estos cambios metodológicos.*

*Alega el recurrente que se realizaron cambios en los parámetros del modelo que ameritaban someterlo a audiencia pública y que para el tratamiento de la depreciación de equipo y la inversión "en este estudio se aplicó años de depreciación para valorar el costo actual", cuando lo que correspondía era "fijar un valor como nuevo, esto para garantizar la reinversión y el mantenimiento de los equipos".*

*Sobre este punto, la resolución RIE-065-2014, que resolvió el recurso de revocatoria indicó:*

> *"(...) Este procedimiento de cálculo fue adaptado desde 1996, mediante la resolución RRG-009-1996, por parte de la Autoridad Reguladora. Con base en dicha fórmula se calcula el margen para el transporte de combustible denominado limpio, sin embargo, es claro que no se define tácitamente la forma de calcular el valor de la cisterna. (...)*
>
> *(...) el utilizar la deflactación como herramienta para aproximar el valor de una unidad 2014 a un modelo más antiguo, en vez de la depreciación, constituye un cambio en el criterio tarifario utilizado y no en el modelo de cálculo, ya que la fórmula no tuvo ninguna variación. (...)"*

*El método utilizado por la Autoridad Reguladora para fijar las tarifas del transporte de combustible denominado "limpio", se basa en el mecanismo de tasa de retorno, dentro del cual resulta necesario entre otras cosas la estimación de una base tarifaria para aplicarle una tasa de beneficio o rédito. Este mecanismo no define de manera explícita la forma de cálculo de los componentes para la base tarifaria, esto principalmente por tratarse de un mecanismo de alcance general, el cual debe de adaptarse a las características particulares del sector o servicio públicos a los cuales se aplica.*

*Así las cosas, la IE estimó un valor del cabezal, del cisterna, de los extintores y del equipo, para posteriormente aplicarle la tasa de rédito y obtener el rendimiento sobre la inversión, lo cual da como resultado uno de los componentes necesarios para fijar la tarifa por medio del mecanismo de tasa de retorno.*

*De la resolución recurrida, se desprende que la IE realizó un análisis técnico de la información proporcionada por Transmuelle, cuyo resultado motivó lo dispuesto en dicha resolución. El criterio utilizado para determinar el valor del cabezal y del cisterna, no contraría lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la L.G.A.P., referidos a la discrecionalidad al dictar actos administrativos.*

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

**2.** *La Intendencia de Energía no reconoce el costo por mantenimiento preventivo, por considerar que la unidad no es nueva y revaloró la unidad aplicando antigüedad. Lo anterior denota la intención de deteriorar deliberadamente el modelo en aras de reducir la tarifa.*

*Al respecto, la resolución recurrida en el Considerando I -folio 402- indicó:*

> *"(...) Asimismo, esta intendencia no reconoce el costo por mantenimiento preventivo, debido a que existe una contradicción en la petición tarifaria, por un lado las cotizaciones presentadas por el petente corresponden a una unidad nueva, cuyo mantenimiento preventivo por parte de la casa matriz cubre el primer año y por otro*

> *incluye una lista importante de gastos asociados directamente al mantenimiento del vehículo. Esa contradicción no permite corroborar el gasto ni que se puedan justificar ambas erogaciones, razón por la cual se excluye el costo por mantenimiento preventivo, considerando además que la unidad reconocida tarifariamente no es nueva. (...)"*

*Sobre este punto la resolución que resolvió el recurso de revocatoria -RIE-065-2014-, a folio 474 indicó:*

> *"(...) Por ello se consideró no solo desproporcionada la propuesta de la empresa -en la línea que denominaron costos por mantenimiento preventivo-, sino que además no es concordante con la unidad avalada para efectos del cálculo tarifario. Esta Intendencia incorporó en las tarifas los costos por mantenimiento correctivo de acuerdo a la antigüedad del vehículo considerada para efectos tarifarios (modelo 2009), ya que el reconocimiento de ambos gastos no tendría sustento técnico bajo el principio regulatorio de servicio al costo y sería desproporcionado reconocer montos por los dos conceptos en la tarifa y en consecuencia los costos por mantenimiento preventivo no debían formar parte de los conceptos reconocidos tarifariamente. (...)".*

*La IE en la resolución recurrida, no reconoció dentro de los rubros de costos de operación la partida denominada "mantenimiento preventivo", por un valor de ¢2.257.446,69, tanto para zona básica como fuera de zona básica, tal y como lo solicitó el recurrente en su petición, según consta a folio 166. Las cotizaciones de mantenimiento preventivo aportadas por el recurrente, corresponden a equipo nuevo (así lo indican las tres cotizaciones, folios 167 al 176), lo cual no es aplicable en el caso que nos ocupa, debido a que la IE no reconoce la utilización de unidades nuevas. Adicionalmente, note el recurrente que costos como aceites de motor y diferencial, engrases, filtros de combustibles, aceites, aire y agua, alineado y balanceo de llantas, baterías, entre otros son reconocidos tarifariamente por medio de los costos de operación los cuales ascienden a ¢42.980.929,28 dentro de la zona básica y a ¢53.305.137,07 fuera de la zona básica (folio 376, archivo "ET-014-2014 Estudio tarifario Flete limpio cambios finales parte (6-6-14).xlsx", hoja de cálculo "RESULTADOS", celdas "C58" y "D58").*

*Por otra parte, se le indica al recurrente que la IE justificó la forma de determinar el valor de la unidad, lo que motivó lo dispuesto en la resolución recurrida. Es por tal razón, que esta Dirección General considera que lo actuado por la IE no contraría lo dispuesto en los artículos 15 al 17 de la LGAP, referido a la discrecionalidad al dictar actos administrativos.*

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

***3.*** *Los litros transportados de GLP no corresponden a producto líquido limpio, sin embargo fueron considerados en los cálculos tarifarios. El GLP debe excluirse de los cálculos pues igualmente constituye una variación metodológica.*

*La resolución recurrida incluyó para el cálculo del precio promedio del combustible la cantidad de litros de GLP y el precio del GLP. Al respecto, a folios 395 y 396 indicó:*

*"(...)*

*El cuadro N.°2 muestra el precio promedio plantel de los combustibles limpios utilizado por esta intendencia, el cual se basa en los precios vigentes al día de la audiencia pública fijados mediante resolución RIE-016-2014, publicados en La Gaceta N.°67 del 4 de abril de 2014. Estos precios son la base para calcular el precio promedio de ¢609,46, el cual se detalla en el siguiente cuadro y difiere del promedio calculado por el petente que asciende a ¢597,64, porque este último utiliza los precios plantel, vigentes al 6 de febrero de 2014.*

***Cuadro N.°2***

| | ***Precio promedio de los combustibles **** | | |
|---|---|---|---|
| ***Producto*** | ***Precio*** | ***%*** | ***Costo*** |
| *Nafta* | *469,255* | *0,02* | *0,11* |
| *Jet a-1* | *624,311* | *0,28* | *1,76* |
| *Av-gas* | *987,995* | *0,07* | *0,67* |
| *Gasolina súper* | *701,326* | *18,91* | *132,63* |
| *Gasolina plus 91* | *668,356* | *25,45* | *170,11* |
| *Diésel* | *620,055* | *44,93* | *278,60* |
| *Keroseno* | *551,347* | *0,32* | *1,74* |
| *GLP* | *237,939* | *10,02* | *23,83* |
| *Total* | | *100,00* | *609,46* |
| *Precio promedio* | | | ***609,46*** |
| ***Año*** | | | ***2013*** |
| ***Cantidad trasegada litros (miles)*** | | | ***2.358.235*** |
| *Nafta* | | | *560* |
| *Jet a-1* | | | *6.644* |
| *Av-gas* | | | *1.600* |
| *Gasolina súper* | | | *445.969* |
| *Gasolina regular* | | | *600.225* |
| *Diésel* | | | *1.059.586* |
| *Keroseno* | | | *7.463* |
| *GLP* | | | *236.188* |

*Fuente: RIE-016-2014, diario oficial*
*La Gaceta N.° 67 del 4 de abril 2014.*

> *El precio promedio de combustible utilizado en la presente fijación se obtuvo como un promedio ponderado, cuyo factor de ponderación es la cantidad de litros transportados reportados por Recope mensualmente a esta intendencia, para el 2013.*
>
> *(...)"*

*Sobre este punto, la resolución que resolvió el recurso de revocatoria -RIE-065-2014- a folio 475, indicó:*

> *"(...) No obstante es necesario aclarar, que los únicos datos referidos al GLP son ventas y precio, que se utilizan para determinar el precio promedio ponderado de todos los "productos limpios" en el plantel de distribución de Recope y este precio promedio se convierte en insumo únicamente para distribuir el costo por seguro de carga.*
>
> *Siendo que esta Autoridad Reguladora no hace distinción entre el margen de transportistas de los demás productos limpios excepto GLP y los exclusivos de GLP, se considera que no lleva razón el recurrente en este argumento. (...)"*

*La IE consideró en la resolución que resolvió el recurso de revocatoria, que el combustible GLP técnicamente cumple con las características de un "producto limpio" (folio 474) por lo que decidió incluirlo en el cálculo del precio promedio de los productos limpios, el cual se utiliza únicamente como insumo para distribuir el costo por seguro de carga, como puede verse a folio 376, archivo "ET-014-2014 Estudio tarifario Flete limpio cambios finales parte (6-6-14).xlsx", hoja de cálculo "RESULTADOS", celdas "C69" y "D69. Adicionalmente, la IE indicó en la misma resolución que el margen que se determina para los transportistas de producto limpio es un insumo a valorar en las fijaciones del margen de envasadores de GLP (folio 474).*

*En ese sentido, el Decreto Ejecutivo N° 36627-MINAET, en su artículo 4, inciso e) definió el producto limpio como:*

> *"(...)*
>
> *e) Producto limpio: Se refiere a los productos derivados del petróleo caracterizados por ser de baja viscosidad menor de cuatro Centistokes, entre los cuales se encuentran gasolinas, AV-gas, diésel, kerosene, jet fuel, naftas, biocombustibles,* ***gas licuado de petróleo****, propano, butano, butano, etano, metano, gas natural y otros. (...)" Resaltado no es del original.*

*Note el recurrente que el gas licuado de petróleo es clasificado como producto limpio y la resolución recurrida fijó el margen precisamente para el transporte de combustible*

*denominado limpio (para la industria), por lo que no lleva razón el recurrente en su argumento.*

4. *La variación unilateral por parte de la Intendencia de Energía de los tiempos de carga en RECOPE sin considerar otras variables constituye un aspecto grave que aumenta la cantidad de viajes y reduce la tarifa a otorgar, lo que consecuentemente es un deterioro del modelo.*

*Indica el recurrente que el rubro sobre los tiempos de carga en RECOPE no puede ser valorado en solo uno de sus componentes, ya que es muy probable que otros rubros cambiaran y por el análisis parcial de la Aresep no fueron medidos, lo que da como resultado un deterioro del modelo aumentando la cantidad de viajes y reduciendo la tarifa a otorgar.*

*Sobre este punto la resolución que resolvió el recurso de revocatoria -RIE-065-2014-, a folio 475, indicó:*

> *"(...) Se desprende de lo anterior, que se actualizó únicamente el tiempo con el que se contaba con información adicionalmente los otros tiempos considerados coincidieron con los indicados por el recurrente en su propuesta y no se contó con información pertinente para su actualización. (...)"*

*Por su parte, la resolución recurrida sobre esta variable a folios 396 y 397, indicó:*

> *"(...) Con respecto a los parámetros de tiempos de carga y descarga de productos, únicamente se actualiza el tiempo de carga, ya que no se cuenta con información de la duración de la descarga del producto. Para este caso, el dato utilizado fue proporcionado por Recope (folios 315 al 317), de acuerdo al muestreo de los tiempos de carga en todos los planteles durante marzo 2014. Esta medición da como resultado un tiempo promedio de 41 minutos y 58 segundos por unidad de transporte, tal y como se observa a continuación.*

***Cuadro N.°3***
***Tiempos de carga***
***(Marzo 2014)***

| *Plantel* | *Del 3 al 8* | *del 10 al 15* | *del 17 al 22* | *del 24 al 29* |
|---|---|---|---|---|
| *Alto* | *00:34:00* | *00:36:51* | *00:38:30* | *00:41:50* |
| *Limón* | *00:46:52* | *00:45:40* | *00:47:56* | *00:50:06* |
| *Garita* | *00:43:00* | *00:39:06* | *00:46:33* | *00:44:21* |
| *Barranca* | *00:35:54* | *00:36:29* | *00:42:10* | *00:42:12* |
| *Promedios* | *0:39:56* | *0:39:31* | *0:43:47* | *0:44:37* |
| | ***Promedio Mensual (marzo)*** | | | ***0:41:58*** |

*Fuente: Recope y Aresep*

> *El tiempo de carga presentado por el petente es de 01:07:05 (folio 10), que corresponde al dato utilizado por esta Autoridad Reguladora en anteriores estudios, no obstante en esta ocasión la Intendencia procedió a actualizarlo de conformidad con la información más reciente aportada por Recope. (...)"*

*Una vez que el tiempo de carga de 0:41:58 es transformado a 41,97 minutos por medio de las funciones de Excel "minuto()" y "segundo()", este es utilizado para cálculo del tiempo de viaje, tal y como se observa en el siguiente cuadro:*

| ***Calculo de tiempo de viaje*** | | |
|---|---|---|
| ***Actividad*** | ***Aresep*** | ***Empresa*** |
| | ***Zona básica*** | |
| | | |
| ***Viaje Gasolinera – Plantel (incluye espera)*** | *45* | *45* |
| ***Tiempo de espera ingreso plantel*** | *15* | *15* |
| ***Tiempo de carga*** | ***41,97*** | ***64,5*** |
| ***Viaje Plantel – Gasolinera (incluye espera)*** | *45* | *45* |
| ***Tiempo de descarga*** | *44,42* | *44,42* |
| ***Total horas (Th)*** | *3,19* | *3,57* |
| ***Jornada laboral (hr)*** | *8,00* | *8,00* |
| ***Viajes por día (N°) = Th/hr*** | *2,51* | *2,24* |

*Fuente: Folio 288 y 397*

*Así las cosas, la IE utilizó información actualizada aportada por Recope para estimar el tiempo de carga y utilizó para el resto de las variables (necesarias para estimar el tiempo de viaje) la información aportada por la recurrente, tal y como como se observa a folios 09 y 10.*

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

***VI. CONCLUSIONES***

1. *Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación interpuesto contra la resolución RIE-029-2014, resulta admisible por cuanto fue presentado en tiempo y forma.*

2. *El criterio utilizado para determinar el valor del cabezal y del cisterna, no contraría lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la L.G.A.P., referidos a la discrecionalidad al dictar actos administrativos.*

***3.*** *Las cotizaciones de mantenimiento preventivo aportadas por el recurrente, correspondían a equipo nuevo, lo cual no es aplicable en el caso que nos ocupa, debido a que la Intendencia de Energía no reconoce la utilización de unidades nuevas.*

***4.*** *El Decreto Ejecutivo N° 36627-MINAET clasifica el gas licuado de petróleo como producto limpio.*

***5.*** *La Intendencia de Energía, consideró que el combustible gas licuado de petróleo cumple con las características de un producto limpio por lo que se incluyó para el cálculo del precio promedio de los productos limpios.*

***6.*** *La Intendencia de Energía, utilizó información actualizada aportada por Recope para estimar el tiempo de carga y para el resto de las variables utilizó información aportada por la petente e incorporada en fijaciones tarifarias anteriores. […]".*

**II.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1- Declarar sin lugar, por el fondo, el recurso de apelación interpuesto por Transmuelle de San Carlos S.A., contra la resolución RIE-029-2014-; 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 4-2015, del 5 de febrero de 2015, cuya acta fue ratificada el 12 de febrero de 2015; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 065-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 interpuesto por Transmuelle de San Carlos S.A., contra la resolución RIE-029-2014.

**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.**

*A las dieciocho horas se retiran del salón de sesiones, los señores (as) José Andrés Meza Villalobos, Viviana Lizano Ramírez, Daniel Fernández Sánchez y José Carlos Rojas Vargas.*

**ARTÍCULO 15. Recurso de apelación interpuesto por la empresa 3-101-472889 S.A., contra la resolución RRG-323-2014. Expediente AU-241-2013.**

*A las dieciocho horas se retira del salón de sesiones, el señor Dennis Meléndez Howell, por cuanto se abstiene de conocer el siguiente recurso, ya que emitió la resolución recurrida.*

*En ausencia del Regulador General Dennis Meléndez Howell, 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 inciso a) sub inciso 6) e inciso b) sub inciso 3) de la misma ley, la señora Grettel López Castro, Reguladora General Adjunta, sustituye al señor Dennis Meléndez Howell, Regulador General, durante sus ausencias temporales, por lo que en adelante, asume la presidencia de la Junta Directiva.*

La Junta Directiva conoce el oficio 066-DGAJR-2015 del 28 de enero de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rinde criterio sobre el recurso de apelación interpuesto por la empresa 3-101-472889 S.A., contra la resolución RRG-323-2014.

La señora ***Aracelly Marín González*** se refiere a los antecedentes, argumentos del recurrente, así como a 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 del oficio 066-DGAJR-2015, la señora ***Grettel López Castro*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

***a) En cuanto al recurso interpuesto por la empresa 3-101-472889 S.A.***

**ACUERDO 15-04-2015**

**1.** Declarar sin lugar por el fondo, el recurso de apelación interpuesto por la empresa 3-101-472889 S.A. contra la resolución RRG-323-2014.

**2.** Agotar la vía administrativa.

**3.** Comunicar la presente resolución al Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados.

**4.** Díctese la siguiente resolución:

**RESULTANDO:**

**I.** Que el 18 de junio de 2013, el señor Álvaro Solera González en calidad de representante legal de la empresa 3-101-472889 Sociedad Anónima, presentó formal queja contra el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (AyA) por el cobro de tarifa empresarial en el servicio de agua que reciben en ese condominio. (Folios 1 al 17)

**II.** Que el 11 de setiembre de 2013, la empresa 3-101-472889 S.A. presentó poder emitido por el Condominio Residencial Horizontal Almería donde se le habilita para tramitar la queja a la empresa 3-101-472889 S.A. y a título personal a su representante, el señor Álvaro Solera González. (Folios 66, 70 y 71)

**III.** Que el 26 de setiembre de 2013, la Dirección General de Atención al Usuario, citó a la empresa 3-101-472889 S.A. y al AyA a la audiencia de conciliación. (Folios 98 a 102)

**IV.** Que el 7 de octubre de 2013, se realizó la audiencia de conciliación, en la cual no hubo acuerdo. (Folios 152 a 156)

**V.** Que el 26 de noviembre de 2013, el Condominio Residencial Horizontal Almería, presentó solicitud de que se le tenga como parte en este expediente. (Folios 170 a 171)

**VI.** Que el 21 de agosto de 2014, mediante el memorando N° 2406-DGAU-2014, la Dirección General de Atención al Usuario, remitió al Regulador General el proyecto de resolución correspondiente a la queja formulada por 3-101-472889 S.A. y por Condominio Residencial Horizontal Almería. (Folio 206).

**VII.** Que el 21 de agosto de 2014, mediante la resolución RRG-323-2014, el Regulador General, entre otras cosas dispuso el archivo de la queja presentada por la empresa 3-101-472889 S.A. y el Condominio Residencial Horizontal Almería, contra el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados por no encontrar mérito suficiente para la apertura de un procedimiento y trasladar a la Dirección General de Atención al Usuario, la gestión en cuanto a si la sustitución de los medidores individuales por un solo macro medidor en los proyectos habitacionales en condominio, cumple con las normativas vigentes, y si se trata de una prestación no autorizada del servicio, a fin de que realice la correspondiente investigación preliminar y recomiende si hay mérito o no para la apertura de un procedimiento sancionatorio. (Folios 207 al 219)

**VIII.** Que el 26 de agosto de 2014, a la empresa 3-101-472889 S.A., interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio, contra la resolución RRG-323-2014. (Folios 193 al 195)

**IX.** Que el 19 de diciembre de 2014, mediante la resolución RRG-514-2014, el Regulador General dispuso: "1. Declarar sin lugar por el fondo el recurso de revocatoria interpuesto por la empresa 3-101-472889 S.A., contra la resolución RRG-323-2014. 2. Comunicar al Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados lo resuelto en la resolución RRG-323-2014 y en la presente resolución. 3. Comunicar a la Dirección General de Atención al Usuario, lo resuelto en la resolución RRG-323-2014 y en la presente resolución. 4. Elevar a la Junta Directiva el recurso de apelación y prevenirle a la recurrente que cuenta con tres días hábiles, contados a partir de la notificación de la resolución, para hacer valer sus derechos ante dicho órgano de alzada. (Folios 235 al 247)

**X.** Que el 21 de enero de 2015, mediante el oficio 049-DGAJR-2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria remitió a la Junta Directiva, el informe que ordena el artículo 349 de la Ley General de la Administración Pública, sobre el recurso de apelación interpuesto contra la resolución RRG-323-2014. A la fecha, no consta que el recurrente haya presentado agravios ante el superior. (Correrá agregado a los autos)

**XI.** Que el 21 de enero de 2015, mediante el oficio 026-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva, trasladó para su análisis a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el recurso de apelación interpuesto contra la resolución RRG-323-2014. (Correrá agregado a los autos)

**XII.** Que el 28 de enero de 2015, mediante el oficio 066-DGAJR-2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rindió criterio legal sobre el recurso de apelación interpuesto contra la resolución RRG-323-2014. (Correrá agregado a los autos)

**CONSIDERANDO:**

**I.** Que el recurso fue analizado por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitiéndose el respectivo criterio jurídico, que sirve de sustento para la presente resolución, del cual conviene extraer lo siguiente:

*" (...)*

***II. ARGUMENTOS DEL RECURRENTE:***

*Del escrito del recurso de apelación, podemos extraer los siguientes argumentos:*

1. *Que ha estado pagando por dos años al AyA, la tarifa empresarial (reproductiva), por el servicio de agua potable para uso doméstico de una familia, que habita en forma permanente una casa que se ubica en el Condominio Residencial Horizontal Almería.*

2. *Que la construcción del Condominio Residencial Horizontal Almería finalizó desde hace años y todas sus casas están permanentemente habitadas para uso familiar, razón por la cual el AyA debe cobrarles la tarifa domiciliar, sin importar si el proyecto ha sido o no recibido.*

3. *Que el AyA está haciendo un cobro de tarifas distintas a las autorizadas por la Aresep, y por esta razón debe revocársele la concesión o el permiso, ello de conformidad con el artículo 41 de la Ley 7593, así como sancionársele con una multa por el cobro de precios, tarifas, tasas o contribuciones distintos de los señalados por la Aresep, según el artículo 38 de la Ley 7593.*

4. *Que el AyA está permitiendo el desvío de agua por parte del desarrollador, -quien en aquel momento controlaba el condominio-, para otro uso cobrando éste la tarifa empresarial (reproductiva) y convirtiéndose en el proceso en un mini acueducto prestatario de servicio público, violentando con esto la Ley 7593, en su artículo 41 inciso d).*

5. *Que la Autoridad Reguladora aún no ha determinado la procedencia o no de la sustitución de los medidores individuales por un solo macro medidor en los proyectos habitacionales en condominio, esto a pesar de que se dispuso en la RRG-323-2014, que se trasladaría a la Dirección General de Atención al Usuario, resolviéndose de esta manera, de forma incompleta la queja por él planteada y dejando en indefensión al usuario.*

6. *Que la resolución RRG-323-2014, no menciona en ninguna de sus partes las normativas de la ley constitutiva de Aresep.*

## *III. ANÁLISIS DEL RECURSO POR LA FORMA:*

### *1. Naturaleza:*

*El recurso interpuesto contra la resolución RRG-323-2014, en estudio, es el ordinario de apelación, al que le es aplicable lo dispuesto en los artículos 342 a 352 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227).*

### *2. Temporalidad:*

*De conformidad con lo establecido en el artículo 346 de la Ley 6227, la resolución RRG-323-2014, por tratarse de una resolución que pone fin al procedimiento administrativo, cuenta con un plazo de 3 días hábiles, para la interposición de recursos, contados a partir de la notificación de dicha resolución. Para el caso concreto, la resolución RRG-323-2014, le fue notificada a la parte promovente el 25 de agosto de 2014 (folio 217), plazo que vencía el 28 de agosto de 2014, siendo que ésta interpuso su recurso el 26 de agosto de 2014 (folios 193 al 205), motivo por el cual, el recurso debe tenerse como presentado en plazo.*

*A pesar de que erróneamente la resolución RRG-323-2014 indicó que el plazo de interposición de recursos, era de 24 horas contados a partir de la notificación de dicha resolución, lo cierto es que en el caso concreto no se le ha violentado al recurrente el ejercicio de su derecho de defensa, puesto que este planteó en tiempo los recursos correspondientes.*

### *3. Legitimación:*

*La empresa 3-101-472889 S.A, fue quien presentó la queja que dio fundamento a este procedimiento, motivo por el cual se encuentra legitimada para actuar -en la forma en que lo ha hecho- de acuerdo con lo establecido en el artículo 27 de la Ley 7593 en concordancia con el artículo 275 de la Ley 6227.*

### *4. Representación*

*El recurso fue interpuesto por el señor Álvaro Solera González, quien de acuerdo con la certificación de personería jurídica, visible a folio 4 del expediente, es el secretario con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma de la sociedad 3-101-472889 S.A., y en tal condición es que ejerce la representación*

*judicial y extrajudicial de dicha sociedad, razón por la cual se acredita que éste ha actuado con facultades suficientes para este acto, en los términos del artículo 282 de la Ley 6227.*

*Del anterior análisis se logra concluir, que el recurso es admisible por haber sido presentado en tiempo y forma.*

## *IV. SOBRE EL FONDO*

*Según se desprende de los alegatos del recurrente, así como de los hechos que fundamentan la queja planteada contra el AyA, esencialmente, la empresa 3-101-472889 S.A. está inconforme con el cobro de tarifas que le realizó el AyA, puesto que a decir de ellos, la tarifa que deben aplicarles a su consumo, es la tarifa domiciliar y no la reproductiva (empresarial), ello por tratarse de una vivienda familiar.*
*Valga la pena indicar, que de conformidad con el artículo 5 inciso c), de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593, el suministro del servicio de acueducto y alcantarillado, incluso el agua potable, la recolección, el tratamiento y la evacuación de las aguas negras, las aguas residuales y pluviales, así como la instalación, la operación y el mantenimiento del servicio de hidrantes, es un servicio público definido por ley y sobre el cual, le corresponde al AyA, -en cumplimiento de lo que ordena la Ley Constitutiva del Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados, Ley 2726-, entre otras funciones, dirigir, fijar políticas, establecer y aplicar normas, así como resolver todo lo relacionado con el suministro de agua potable y el sistema de alcantarillado sanitario.*

*Es en ejercicio de dicho poder otorgado por Ley, que el AyA emitió el Reglamento de Prestación de Servicios al Abonado, el cual fue publicado en el diario oficial La Gaceta N° 131 del 10 de julio de 1996, y en el que se definen las relaciones de servicios entre dicha Institución y sus clientes, en el suministro de agua potable y alcantarillado sanitario.*

*En el caso que nos ocupa, tratándose de una propiedad horizontal, sea un condominio, dicho reglamento indica lo siguiente (énfasis propios):*

> ***Artículo 54.-*** *Las conexiones para construcción de urbanizaciones y similares, se solicitarán siguiendo el mismo trámite de las conexiones permanentes, por medio de un formulario especial.*
>
> *Si procede la conexión solicitada será concedida por AyA, por un período de hasta 6 meses a partir de su instalación, previo pago de los derechos que correspondan. La facturación se hará mensualmente con tarifa reproductiva.*
>
> *El usuario temporal está obligado a notificar a AyA de la terminación de la obra, de lo contrario, se continuará facturando el servicio durante el período de vigencia. Se podrán pedir prórrogas cada 6 meses, previo pago de cualquier monto pendiente.*

*Son obligaciones del usuario temporal:*

*a. Aceptación plena de lo dispuesto en este Reglamento.*
*b. Indemnizar a AyA por los daños y perjuicios causados a las redes de distribución durante el proceso constructivo.*
*c. Mantener accesible a la lectura el sitio donde se instale el medidor (libre de escombros u otros materiales).*
*d. Asumir el costo de la reparación por los daños que se ocasionen a la caja y medidor.*

*En el caso de urbanizaciones construidas por etapas no se concederán pajas provisionales hasta que se reciban las etapas previas. La conexión definitiva de los servicios de las urbanizaciones se hará siguiendo lo establecido en las normas de diseño y construcción para urbanizaciones y fraccionamientos de AyA.*

*La venta parcial de lotes o de lotes con viviendas que realice el urbanizador, no implica, de acuerdo con la Ley que la parte vendida deje de responder por la fracción que le corresponde de las obligaciones contraídas por el usuario temporal.*

***Artículo 55.-*** *En la etapa de construcción, la conexión será calificada en tarifa reproductiva. El cliente debe notificar a AyA de la terminación de la obra, para que el servicio sea clasificado en la tarifa que corresponda según su uso.*

*Para la construcción de unidades habitacionales no comprendidas en el artículo 54 y que no se encuentren afectadas por las regulaciones a la propiedad horizontal, se aplicará la tarifa domiciliar.*

*Según puede verificarse en autos, -y así lo hace ver incluso el recurrente-, la obra aún no ha sido recibida por el AyA, ello por cuanto existen una serie de aspectos que están pendientes por parte del desarrollador de la obra, específicamente por problemas en la planta de tratamiento.*

*Al respecto, el AyA indica en el memorando N° PRE-J-AA-2013-3361 del 19 de julio de 2013 (folios 107 al 121), lo siguiente:*

*"El desarrollador tiene una serie de obligaciones, según lo enuncia la Ley de Planificación Urbana Ley No. 4240 de 15 de noviembre de 1968, Publicada en La Gaceta No. 274 de 30 de noviembre de 1968, que van aparejadas en concordancia con lo preceptuado en el Artículo 21 de la Ley 2726, viene a confirmar que todo desarrollador de urbanización, vivienda individual, condominio, tiene una obligación de cumplir con los requisitos, por lo que deben de presentar los planos respectivos para la debida aprobación del Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados.*

*(...)*

*1- Tal y como concluye el informe SUB-G-AID-UEN-PyC-I-2013-22, KIREBE (encargada del desarrollo constructivo del Condominio Almería) debe cumplir con una propuesta técnica a fin de poner a derecho la situación irregular de la actual ubicación del sistema de tratamiento, de la red de alcantarillado sanitario y del pozo de bombeo de aguas residuales. Si en la propuesta de diseño se mantiene la actual ubicación de la estación de bombeo deberá construirse un pozo de cambio de dirección que recoja las aguas residuales de la red sanitaria antes de la entrada a la estación. Además, se le manifiesta a la empresa KIREBE, que para que esta área emita la Carta de Recepción de Obras, debe existir previamente un Visto Bueno por parte del Ministerio de Salud y la Municipalidad de Santa Ana de que no tienen trámites pendientes ante esas instituciones.*

*(...)"*

*De los documentos que constan en autos, se tiene que si la obra no ha sido recibida por parte del AyA, ello no se debe a una situación arbitraria de la Institución, sino que normativamente para que proceda el cambio de tarifa de reproductiva a domiciliar, se exige el cumplimiento de una serie de requisitos legales, que aún no han sido presentados por parte del Condominio Residencial Horizontal Almería. Incluso, la falta de requisitos para que el AyA reciba la obra, es conocida por el recurrente y así lo hace ver en los escritos por el presentados.*

*Por otro lado, no existen en el expediente, elementos que permitan determinar que el AyA esté realizando un cobro de tarifas distintas a las autorizadas por la Aresep, violentando con ello el artículo 41 de la Ley 7593, y por tal razón, no es procedente sancionar con multa alguna o revocarle la concesión, tal y como lo solicita el recurrente en sus argumentos tercero y cuarto.*

*En respaldo de lo anterior, la resolución RRG-323-2014, al respecto indicó expresamente:*

*"Que en virtud de lo anterior y de la información que consta en el expediente lo que se observa es que las supuestas irregularidades o incumplimientos no han sido ocasionados por el prestador, sino que nacen de la relación del Condominio Residencial Horizontal Almería un tercero que es el desarrollador del proyecto con el prestador del servicio y también de este tercero con el (este último es el usuario del AyA), de manera que no se observa mérito suficiente para proceder a la apertura de un procedimiento contra el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados por no apreciarse acciones u omisiones del mismo en la prestación del servicio señalado que pudieran llegar a considerarse como faltas, así como tampoco se observa que deba este Instituto actuar*

> *de manera diferente a la actuada en cuanto a la forma de facturar el servicio prestado".*

*En lo que respecta al hecho de que la Autoridad Reguladora no ha determinado la procedencia o no, de la sustitución de los medidores individuales por un solo macro medidor en los proyectos habitacionales en condominio, se tiene que la Dirección General de Atención al Usuario, en el oficio 2024-DGAU-2013 del 12 de julio de 2013, indicó lo siguiente:*

> *"En cuanto a la sustitución de macromedidores por medidores individuales, es un factor que el desarrollador debe considerar durante el diseño del proyecto, con base en la reglamentación establecida. En caso de que la independización de los servicios no cumpla con los requerimientos técnicos, comerciales, operativos y legales, puede consultar en el AyA la posibilidad de cobro por unidades de consumo, sin embargo, este tipo de cobro solamente se aplica a tarifa domiciliar, por lo que el proyecto debe ser recibido antes por el AyA".*

*Inclusive, el AyA en razón de consulta realizada por la Dirección General de Atención al Usuario, mediante correo electrónico del 8 de julio de 2013, al respecto indicó (folios 22 y 23):*

> *"Sobre lo solicitado por ARESEP, punto 4. "Si se puede realizar el cambio de un macromedidor a medidores individuales en un condominio horizontal y en caso de ser así, cuáles son los requisitos para esto".*
>
> *La posibilidad de independización de servicio existe, siempre y cuando se cumpla con la normativa para tal fin, tanto a nivel Comercial, como Operativo y Legal (incluida el Área Funcional de Urbanizaciones)*
>
> *El Reglamento de Prestación de Servicios indica:*
>
> ***Artículo 37: (Modificado según gaceta N° 170 del 01-09-99)***
> *Durante el disfrute de los servicios, el propietario o el usuario según corresponda, podrá solicitar a AyA cambio de nombre de su cuenta,* ***independizaciones de servicios de agua potable****, cambios de diámetro, traslado de la prevista, exclusión de la conexión, cambio de clase, cobro por unidades de consumo, estudio por altos consumos, revisiones domiciliarias, certificaciones, constancias, confección de recibos, estados de cuentas, historiales de pago, arreglos de pago, inspección de instalaciones de cañería, cambio en la forma de envío de recibos y otros servicios comerciales disponibles, de conformidad con las regulaciones del presente Reglamento. Para atender las solicitudes de cambio de nombre de la cuenta, independizaciones de servicios: cambios de diámetro, traslado de la prevista, exclusión de la conexión, cambio de clase o tarifa y cobro por unidades de servicios,* ***la cuenta deberá estar al día****. Si existiere un monto pendiente en el rubro de cuentas por*

*cobrar, el propietario del inmueble o el usuario, según corresponda deberá cancelarlo antes de proceder AyA a ejecutar la solicitud.*
*El solicitante deberá aportar las especies fiscales respectivas cuando corresponda.*

***Artículo 38:***
***<u>Las independizaciones de servicios de agua potable</u>*** *solo proceden en los casos en que el interesado* ***haya independizado las instalaciones y cuando sea técnicamente posible****. Para la tramitación de las solicitudes el propietario del inmueble no deberá tener obligaciones económicas con el AyA,* ***cumplir con los requisitos establecidos y cancelar los costos correspondientes****. En caso de condominios horizontales la Junta Administradora debe constituir e inscribir una servidumbre de paso a nombre de AyA, de lo contrario, las instalaciones deben llegar al límite de la propiedad, frente a vía pública. El instituto no asume la responsabilidad en el suministro de agua en alturas superiores a los cinco metros, de conformidad al artículo 18 del presente Reglamento.*

*Para tales efectos el Condominio debe haber sido recibido por Urbanizaciones y los interesados deben plantear la solicitud de modificación de macromedición a micromedición individual, conjuntamente debe existir una viabilidad Técnica, Comercial y Legal, que avale el levantamiento del servicio general y la instalación de servicios individuales (internos o externos)*

*En virtud de lo indicado, se estima que la Dirección General de Atención al Usuario, ya emitió criterio respecto a la procedencia o no de la sustitución de los medidores individuales por un solo macro medidor en los proyectos habitacionales en condominio, mediante el oficio 2024-DGAU-2013, notificado a la recurrente el 12 de julio de 2013 (folios 27 al 29).*

*No obstante lo anterior, mediante la resolución RRG-323-2014 se dispuso -entre otras cosas- "Trasladar a la Dirección General de Atención al Usuario, la gestión en cuanto a si la sustitución de los medidores individuales por un solo macro medidor en los proyectos habitacionales en condominio, cumple con las normativas vigentes, y si se trata de una prestación no autorizada del servicio, a fin de que realice la correspondiente investigación preliminar y recomiende si hay mérito o no para la apertura de un procedimiento sancionatorio".*

*Dicha resolución fue comunicada a la Dirección General de Atención al Usuario, el 7 de enero de 2015, con ocasión de la resolución RRG-514-2014, en la cual el Regulador General, resolvió el recurso de revocatoria interpuesto contra la resolución RRG-323-2014. A la fecha de este informe no consta en el expediente, el trámite seguido por parte de la DGAU, por lo que se considera necesario reiterar a dicha Dirección la instrucción girada por el Regulador General, y que informe oportunamente a la Junta Directiva y al recurrente el resultado de dicha investigación.*

*Finalmente, en cuanto al último argumento del recurrente, referido a que la resolución RRG-323-2014, no menciona en ninguna de sus partes las normativas de la ley constitutiva de Aresep, se tiene que no lleva este razón, puesto que la resolución indicada, hace mención tanto en su parte considerativa como en la dispositiva a la Ley 7593.*

***V. CONCLUSIONES***

*Conforme el análisis realizado, se puede llegar a las siguientes conclusiones:*

***1.*** *El recurso de apelación resulta admisible por haber sido presentado en tiempo y forma.*

***2.*** *De conformidad con el Reglamento de Prestación de Servicios al Abonado, para que proceda el cambio de tarifa de reproductiva a domiciliar, en caso de condominios, se debe recibir la obra por parte del AyA, previo cumplimiento de una serie de requisitos legales.*

***3.*** *Según se desprende de los autos, la obra aún no ha sido recibida por el AyA, ello por cuanto existe una serie de aspectos que están pendientes por parte del desarrollador de la obra, específicamente por problemas en la planta de tratamiento.*

***4.*** *No se aprecian acciones u omisiones del AyA en la prestación del servicio señalado que pudieran llegar a considerarse como faltas, así como tampoco se observa que deba este Instituto actuar de manera diferente a la actuada en cuanto a la forma de facturar el servicio prestado.*

***5.*** *La Dirección General de Atención al Usuario, en el oficio 2024-DGAU-2013, se refirió respecto a la procedencia o no de la sustitución de los medidores individuales por un solo macro medidor en los proyectos habitacionales en condominio.*

***6.*** *Se considera necesario reiterar a la Dirección General de Atención al Usuario, la instrucción girada por el Regulador General en la resolución RRG-323-2014, en la parte dispositiva número II, referida a determinar si se trata de una prestación no autorizada del servicio por parte del Condominio Residencial Horizontal Almería, y que informe oportunamente a la Junta Directiva y al recurrente el resultado de dicha investigación.*

*(...)"*

**II.** Que de conformidad con los resultandos y los 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 contra la resolución RRG-323-2014, tal y como se dispone:

**III.** Que en la sesión 4-2015, del 5 de febrero de 2015, cuya acta fue ratificada el 12 del mismo mes y año; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 066-DGAJR-2015 de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

**POR TANTO:**

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227) y la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593)

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

**RESUELVE:**

**I.** Declarar sin lugar por el fondo, el recurso de apelación interpuesto por la empresa 3-101-472889 S.A. contra la resolución RRG-323-2014.

**II.** Agotar la vía administrativa.

**III.** Comunicar la presente resolución al Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados.

**NOTIFÍQUESE Y COMUNÍQUESE.**

***b) En cuanto a la recomendación adicional contenida en el oficio 066-DGAJR-2015.***

**ACUERDO 16-04-2015**

Reiterar a la Dirección General de Atención al Usuario, la instrucción girada por el Regulador General en la resolución RRG-323-2014, en la parte dispositiva número II, referida a determinar si se trata de una prestación no autorizada del servicio por parte del Condominio Residencial Horizontal Almería, y que informe oportunamente a la Junta Directiva y al recurrente el resultado de dicha investigación.

*A las dieciocho horas con treinta minutos se retiran del salón de sesiones, las señoras (or) Aracelly Marín González, Selene Camacho Quesada y Eric Chaves Gómez.*

**ARTÍCULO 16. Asuntos informativos.**

Seguidamente se da por recibido el asunto indicado en la agenda como tema de carácter informativo, relacionado con la “Respuesta a la Asamblea Legislativa en torno a la consulta al Proyecto de Ley rendición de cuentas del Consejo de gobierno en conmemoración de fechas históricas en las diferentes provincias del país, expediente 19.439. Oficio 095-RG-2015”.

**ARTÍCULO 17. Correspondencia recibida.**

La Junta Directiva conoce el siguiente asunto de correspondencia recibida:

- Solicitud de la empresa SUERKATA S.R.L., para que se modifique la Metodología para generadores privados (LEY 7200) que firmen un nuevo contrato de compra y venta de electricidad con el ICE. La gestión está siendo atendida por la Intendencia de Energía.

**A las dieciocho horas con cuarenta minutos finaliza la sesión.**

**DENNIS MELÉNDEZ HOWELL**
***Presidente de la Junta Directiva***

**GRETTEL LÓPEZ CASTRO**
***Reguladora General Adjunta***

**ALFREDO CORDERO CHINCHILLA**
***Secretario de Junta Directiva***