

SESIÓN ORDINARIA

N.º 62-2014

16 de octubre de 2014

San José, Costa Rica

SESIÓN ORDINARIA N.º 62-2014

Acta de la sesión ordinaria número sesenta y dos-dos mil catorce, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el jueves dieciséis de octubre de dos mil catorce, a partir de las catorce horas. Asisten los siguientes miembros: Grettel López Castro, quien preside; Sylvia Saborío Alvarado; Edgar Gutiérrez López; Pablo Sauma Fiatt y Adriana Garrido Quesada; así como los (as) señores (as): Rodolfo González Blanco, Director 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 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 inasistencia del Regulador General y participación mediante el sistema de video conferencia de la directora Garrido Quesada.

Se deja constancia de que el señor **Dennis Meléndez Howell** no participa en esta oportunidad ya que se encuentra disfrutando de sus vacaciones, según acuerdo 05-58-2014, del acta de la sesión 58-2014, celebrada el 3 de octubre de 2014.

En ausencia del Regulador General, con motivo de sus vacaciones desde el 8 al 29 de octubre del 2014 inclusive, 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 esta sesión asume la presidencia de la Junta Directiva.

Asimismo, se deja constancia de que la directora Adriana Garrido Quesada participa mediante el sistema de video conferencia, desde Marsella, Francia, de acuerdo con su carta del 11 de setiembre de 2014, dirigida al señor Dennis Meléndez Howell, Presidente de la Junta Directiva.

ARTÍCULO 2. Aprobación del Orden del Día.

La señora **Grettel López Castro** da lectura al Orden del Día de esta sesión. Sugiere a los señores miembros de la Junta Directiva las siguientes modificaciones:

- Posponer, para la próxima sesión, el asunto relacionado con la “Revisión de avance al Modelo para fijación ordinaria de tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús (tema demanda)”, dado que la Comisión ad hoc continúa en revisión del tema, el cual es insumo de la metodología que está elaborando el Centro de Desarrollo de la Regulación, encargado de realizar los ajustes encomendados por la Junta Directiva.
- Trasladar el Recurso de apelación y gestión de nulidad concomitante, interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-038-2014, como último tema resolutorio de la agenda.
- Trasladar el conocimiento del asunto relacionado con la suspensión de la ejecución de la resolución RJD-059-2014: Caso Transportes Deldú S.A., expediente OT-341-2008, luego de finalizado el tema de las metodologías del sector eléctrico.
- Adicionar, como asunto de carácter informativo, el oficio P-115-14 del 9 de octubre de 2014, mediante el cual la Unión de Cámaras y Asociaciones del Sector Empresarial Privado (UCCAEP), se refiere a la metodología para el ajuste extraordinario del servicios de electricidad, producto de variaciones en el costo de combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional.

Somete a votación el Orden del Día y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 01-62-2014

Aprobar el Orden del Día de esta sesión, incluyendo las siguientes modificaciones:

- Posponer, para la próxima sesión, el asunto relacionado con la “Revisión de avance al Modelo para fijación ordinaria de tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús (tema demanda)”, dado que la Comisión ad hoc continúa en revisión del tema, el cual es insumo de la metodología que está elaborando el Centro de Desarrollo de la Regulación, encargado de realizar los ajustes encomendados por la Junta Directiva.
- Trasladar el conocimiento del asunto relacionado con la suspensión de la ejecución de la resolución RJD-059-2014: Caso Transportes Deldú S.A., expediente OT-341-2008, una vez finalizado el tema de las metodologías del sector eléctrico.
- Trasladar el recurso de apelación y gestión de nulidad concomitante, interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-038-2014, como último tema resolutorio de la agenda.
- Adicionar como asunto de carácter informativo, conforme al artículo 54, inciso 4, de la Ley General de la Administración Pública, el oficio P-115-14 del 9 de octubre de 2014, mediante el cual la Unión de Cámaras y Asociaciones del Sector Empresarial Privado (UCCAEP), se refieren a la metodología para el ajuste extraordinario del servicios de electricidad, producto de variaciones en el costo de combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional.

El Orden del Día ajustado a la letra dice:

1. *Aprobación del Orden del Día.*
2. *Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.*
3. *Aprobación del acta de la sesión 60-2014.*
4. *Asuntos resolutivos.*
 - 4.1 *Estados Financieros de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al 30 de setiembre de 2014.*
 - 4.2 *Estado de Ejecución Presupuestaria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al 30 de setiembre de 2014.*
 - 4.3 *Propuestas de metodologías tarifarias ordinarias del sector eléctrico: i) Servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural; ii) Servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos y iii) Servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. Oficios 133-CDR-2014 del 13 de octubre de 2014 y 130-CDR-2014 del 8 de octubre de 2014.*
 - 4.4 *Suspensión de la ejecución de la resolución RJD-059-2014: Caso Transportes Deldú S.A. Expediente OT-341-2008. Oficio 832-DGAJR-2014 del 14 de octubre de 2014.*
 - 4.5 *Solicitud de cesión de acciones que realizó el Consorcio Eólico Chiripa S.A., expediente CE-01-2013. Oficios 835-DGAJR-2014 del 14 de octubre de 2014, 1238-IE-2014 del 16 de setiembre de 2014 y 1239-IE-2014 del 7 de setiembre de 2014.*
 - 4.6 *Recurso de apelación interpuesto por Tralapa Limitada, contra la resolución RRG-409-2013, así como sobre los recursos de apelación y gestión de nulidad interpuestos por Tralapa Limitada y Transportes Cabo Velas S.A., contra la resolución RRG-016-2014. Expediente OT-061-2012. Oficio 828-DGAJR-2014 del 13 de octubre de 2014.*
 - 4.8 *Recurso de revisión interpuesto por la empresa Tralapa Limitada, contra el oficio DAF-368-2014 y todo lo actuado en el expediente OT-61-2012. Oficio 829-DGAJR-2014 del 13 de octubre de 2014.*
 - 4.9 *Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-089-2014. Expediente AU-38-2013. Oficio 833-DGAJR-2014 del 14 de octubre de 2014.*
 - 4.10 *Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-036-2014 del 28 de enero*

de 2014. Expediente AU-350-2012. Oficio 834-DGAJR-2014 del 14 de octubre de 2014.

4.11 Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-170-2014. Expediente AU-385-2012. Oficio 836-DGAJR-2014 del 14 de octubre de 2014.

4.12 Recurso de apelación y gestión de nulidad concomitante, interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-038-2014 del 30 de enero de 2014. Expediente AU-028-2013. Oficio 838-DGAJR-2014 del 14 de octubre de 2014.

4.13 Recurso de apelación y gestión de nulidad concomitante, interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-136-2014. Expediente AU-268-2012. Oficio 837-DGAJR-2014 del 14 de octubre de 2014.

4.14 Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-172-2014. Expediente AU-484-2012. Oficio 839-DGAJR-2014 del 14 de octubre de 2014.

5. Asuntos informativos.

5.1 Respuesta de la Intendencia de Energía, a los oficios 0060-0361-2014 ICE y P-106-14 UCCAEP, en torno a la resolución RIE-063-2014 del 23 de setiembre de 2014, mediante la cual se fijaron las tarifas para el servicio de electricidad, correspondiente al IV trimestre de 2014. Oficio 1369-IE-2014 del 10 de octubre del 2014.

5.2. Remisión a la Intendencia de Energía de los oficios P-106-14 y P-115-14 de la UCCAEP, a efecto de que se analicen conforme a lo solicitado por la Junta Directiva en la sesión 60-2014 del 9 de octubre del 2014. Oficios 37-RG-2014 y 34-RGA-2014 ambos del 10 de octubre del 2014.

5.3 Respuesta a la Unión de Costarricense de Cámaras y Asociaciones del Sector Empresarial Privado (UCCAEP), mediante el cual se le informa que el oficio P-115-14, se trasladó a la Intendencia de Energía para el análisis solicitado por la Junta Directiva en la sesión 60-2014 del 9 de octubre del 2014. Oficio 38-RG-2014 de 10 de octubre del 2014.

ARTÍCULO 3. Asuntos de los miembros de la Junta Directiva.

1) En cuanto al cumplimiento del acuerdo 08-58-2014 en torno al tema del edificio.

Ingresan los señores y señoras de la Comisión de Edificio: Juan Miguel Torres Mora, Rodrigo Jiménez Briceño, Heilyn Ramírez Sánchez, Juan Carlos Sáenz y Mike Osejo Villegas.

La señora **Grettel López Castro** explica que la presentación que hará la Comisión de Edificio responde al acuerdo 08-58-2014, en el cual la Junta Directiva le solicitó realizar un ejercicio

financiero de las opciones de construcción del edificio, basado en el estudio de la Universidad de Costa Rica.

El señor **Rodolfo González Blanco** informa que el señor Mike Osejo Villegas, funcionario del Centro de Desarrollo de la Regulación e integrante de la Comisión de Edificio, se desempeña en labores financieras y con el aval de la Comisión, realizó el ejercicio financiero con el apoyo de los otros integrantes, entre ellos, el señor Mario Campos de la SUTEL.

El señor **Mike Osejo Villegas** explica el análisis financiero referente a la construcción de un edificio en la propiedad ubicada en La Sabana. Indica que, con fundamento en la información suministrada por la Universidad de Costa Rica, se hizo una homogenización de alternativas para cumplir con esa condición. Apunta que no se realizan cambios, solamente se agrega un último punto, que es en términos de una posibilidad de financiamiento, que no estaba manejada estructuralmente en el estudio de la UCR.

Comenta que, el primer aspecto de análisis, consiste en conocer claramente la valoración del terreno por parte de los elementos que establecía la Universidad de Costa Rica, en dos condiciones:

- Valoración de la Inversión en los edificios
- Avalúo del edificio de la Aresep en La Sabana
 - ✓ Valoración de Terrenos
 - ✓ Estimación del valor de los terrenos ₡ y \$

En cuanto a la inversión, se consideran los siguientes aspectos:

Estimación del valor de la construcción del nuevo edificio:

- Valoración del Edificio
- Valoración de parqueos
- Valoración de áreas exteriores
- Costo de demolición del edificio
- Costo de la elaboración de los planos
- Costo de los permisos para planos

Finalmente se refiere a un cuadro comparativo de las alternativas en estudio.

La señora **Grettel López Castro** aclara que el propósito de presentar los datos que resultaron del ejercicio solicitado a la Comisión de Edificio, obedece a que hoy se cumple el plazo de las dos semanas que la Junta Directiva había otorgado para atender lo dispuesto en el acuerdo. Agrega que si este Cuerpo Colegiado está de acuerdo, el Comité puede formalizar la presentación y el informe.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** señala que, es importante que se formalice esta presentación. En principio está bien, le surge una duda en cuanto a qué sucedería si se elimina el año de diferencia. Tiene lógica el suponer que se va a empezar un año más tarde, pero realmente qué sucedería si se pudiera comprar y vender al mismo tiempo y empezar de una vez, el resultado sería el mismo, la opción, no los números, pero la opción sería la misma.

El señor **Mike Osejo Villegas** indica que se reduciría la diferencia. Agrega que la diferencia más grande está dirigida al alquiler, siempre se va a dar una diferencia en término de los alquileres en los dos sentidos, en el ingreso, porque si fuera inmediato no habría ingreso. El otro aspecto es la parte de la permanencia, pero si se diferencia ese año, que es básicamente lo que se tiene, se reduciría de ser no una diferencia fundamental, sino básica, porque lo que se están analizando tres aspectos: i) el aumento en el índice por el año; ii) por los alquileres que se tendrían que mantener, y iii) el ingreso.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** indica que en el nuevo terreno no habría costo de demolición; consulta cuál es el costo dentro del esquema total, cómo se compara eso con los alquileres, la construcción; a lo cual el señor **Rodolfo González Blanco** informa que en el cuadro se considera esa situación. De hecho, aclara que ya está valorado.

El señor **Mike Osejo Villegas** señala que lleva razón la consulta de la directora Saborío Alvarado, porque el otro terreno iría sin demolición; el problema se presenta en la venta inmediata, que dentro del esquema de planteamiento de la homogenización, se consideran esas diferencias.

El señor **Rodolfo González Blanco** señala que, respecto de la pregunta del directivo Sauma Fiatt, sobre la demolición; en efecto, ya está castigada en la opción.

El señor **Sauma Fiatt** consulta sobre el costo de los terrenos, el que se compraría; y el que está ubicado en La Sabana; a lo que el señor **Mike Osejo Villegas** indica que el costo sería ₡436,0 millones para el de San Pedro, ese es el avalúo de la Universidad de Costa Rica, y de ₡2.198,0 millones en el terreno de La Sabana. La diferencia sería en términos de liquidez de efectivo, sería otro planteamiento de análisis.

La señora **Adriana Garrido Quesada** estima que sería bueno tener los números y las hojas de cálculo y el informe en sí; saber cuál es el valor presente de esos valores a los 25 años de edificio y del terreno y cuál es la tasa de descuento que están usando; por lo que el señor **Mike Osejo Villegas** indica que se trata del valor actual neto, para manejar el valor de cada elemento, se tendría que calcular oportunamente.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** considera que se debe formalizar esta presentación, que se remita con la recomendación, pero sí deja claro que no desea empezar a discutir cálculos financieros, ni con el Comité de Edificio, ni entre los señores miembros de la Junta Directiva, ya que esa no fue la idea, sino que, lo que pretendía era que se hiciera el ejercicio y les indicaran si realmente tenía sentido o no, pero no entrar en detalles de los cálculos, ya que no le corresponde a la Junta Directiva.

Indica que, no debería considerarse el terreno de San Pedro, sino un terreno en otra propiedad, se está hablando de cualquier propiedad, no precisamente San Pedro; a lo que la señora **Sylvia Saborío Alvarado** indica que es la propiedad que estaba contemplada.

Analizado el tema, la señora **Grettel López Castro** somete a votación y la Junta Directiva acuerda:

ACUERDO 02-62-2014

Solicitar a la Comisión de Edificio formalizar mediante oficio el análisis financiero expuesto en esta oportunidad, en torno a las dos opciones de construcción del edificio que albergará a la ARESEP y a la SUTEL, conforme a lo dispuesto en el acuerdo 08-58-2014, del acta de la sesión 58-2014, del 2 de octubre de 2014, cuyo oficio se elevará a conocimiento de esta Junta Directiva en la sesión del 23 de octubre de 2014.

Se retiran los señores Juan Miguel Torres Mora, Rodrigo Jiménez Briceño, Juan Carlos Sáenz, Mike Osejo Villegas y la señora Heilyn Ramírez Sánchez.

2) En cuanto al Código de Ética

La señora **Grettel López Castro** hace entrega a los señores miembros de la Junta Directiva del Código de Ética, recientemente impreso, e indica que, en una próxima actividad de la Comisión de Valores, se hará entrega a los funcionarios tanto de SUTEL como de ARESEP.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** indica que el Código de Ética se dio por una llamada de atención de la Contraloría General de la República, sería conveniente se les envíe un ejemplar, por lo que la señora **Grettel López Castro** señala que se le indicará a la Comisión de Valores para que tramiten lo correspondiente.

ARTÍCULO 4. Recurso de revisión y aprobación del acta de la sesión 60-2014.

Los señores miembros de la Junta Directiva conocen el borrador del acta de la sesión 60-2014, celebrada el 18 de setiembre de 2014.

En discusión el acta 60-2014

El señor **Pablo Sauma Fiatt** interpone un recurso de revisión contra lo resuelto en el acuerdo 02-60-2014, ya que, considera que la redacción del acuerdo se interpreta que se solicita una justificación legal únicamente, pero no la necesidad de los cargos de director, que es lo verdaderamente importante. En ese sentido, propone un ajuste en la redacción, de manera que el acuerdo se lea de la siguiente forma:

“Solicitar a la Administración una propuesta tendiente a elevar una recomendación técnica, en la cual se analice la diferencia entre la organización contenida en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado y se justifique la existencia y necesidad de cargos de director que no están explícitamente contemplados en dicho Reglamento.”

Analizado el recurso planteado, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 03-62-2014

Conocer, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 55 de la Ley General de la Administración Pública, el recurso de revisión planteado por el señor Pablo Sauma Fiatt, contra lo resuelto en el acuerdo 02-60-2014 del acta de la sesión 60-2014, celebrada el 9 de octubre de 2014.

En cuanto al recurso de revisión planteado por director Sauma Fiatt.

Analizado el planteamiento del director Pablo Sauma Fiatt, con base en la propuesta de modificación del acuerdo 02-60-2014, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 04-62-2014

Acoger el recurso de revisión interpuesto por el señor Pablo Sauma Fiatt y en consecuencia, modificar lo resuelto en el acuerdo 02-60-2014, del acta de la sesión 60-2014, celebrada el 9 de octubre de 2014, de forma que se lea de la siguiente manera:

“ACUERDO 02-60-2014

Solicitar a la Administración una propuesta tendiente a elevar una recomendación técnica, en la cual se analice la diferencia entre la organización contenida en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado y se justifique la existencia y necesidad de cargos de director que no están explícitamente contemplados en dicho Reglamento”.

En cuanto a la aprobación del acta de la sesión 60-2014.

La señora **Grettel López Castro** la somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 05-62-2014

Aprobar el acta de la sesión 60-2014, celebrada el 9 de octubre de 2014, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad, entre los señores miembros de la Junta Directiva, para su revisión.

ARTÍCULO 5. Estados Financieros de la ARESEP, al 30 de setiembre de 2014.

A las quince horas ingresan al salón de sesiones, la señora Magally Porras Porras y el señor Gustavo Alvarado Zúñiga, funcionarios de la Dirección de Finanzas, a exponer el presente y siguiente artículo.

La Junta Directiva conoce los oficios 705-DGO-2014 y 1574-DAF-2014, ambos del 15 de octubre de 2014, mediante los cuales la Dirección General de Operaciones y la Dirección de Finanzas remiten para su aprobación los Estados Financieros de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al 30 de setiembre de 2014.

El señor **Gustavo Alvarado Zúñiga** explica en términos generales, las cifras mostradas del Estado de Situación, Setiembre 2014-Diciembre 2013 y los Estados de Resultados, Setiembre 2013-2014.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección de Finanzas, conforme a su oficio 1574-DAF-2014, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

ACUERDO 06-62-2014

Aprobar, de conformidad con la documentación remitida al efecto por la Dirección de Finanzas adjunto a los oficios 705-DGO-2014 y 1574-DF-2014, ambos del 15 de octubre de 2014, los Estados Financieros de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al 30 de setiembre de 2014.

ACUERDO FIRME.

ARTÍCULO 6. Ejecución Presupuestaria de la ARESEP, al 30 de setiembre de 2014.

La Junta Directiva conoce los oficios 706-DGO-2014 y 1575-DAF-2014, ambos del 15 de octubre de 2014, mediante los cuales la Dirección General de Operaciones y la Dirección Financiera, remiten para su aprobación, la Ejecución Presupuestaria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al 30 de setiembre de 2014.

La señora **Magally Porras Porras** explica lo referente a las cifras mostradas de la ejecución presupuestaria al tercer trimestre 2014. Destaca lo relativo a los ingresos efectivos y gastos incurridos; a la disponibilidad del superávit acumulado al 2013; comparación entre Ingresos Corrientes Presupuestarios y Reales; comparación entre Cánones Presupuestados y Recaudados; Ejecuciones Presupuestarias de Egresos; Egresos Presupuestados y Ejecutados; y Ejecución de Egresos.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección de Finanzas, conforme a su oficio 1575-DAF-2014, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

ACUERDO 07-62-2014

Aprobar, de conformidad con la documentación remitida al efecto por la Dirección de Finanzas adjunto a los oficios 706-DGO-2014 y 1575-DAF-2014, ambos del 15 de octubre de 2014, la Ejecución Presupuestaria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al 30 de setiembre de 2014.

ACUERDO FIRME.

Se retiran la señora Magally Porras Porras y el señor Gustavo Alvarado Zúñiga.

ARTÍCULO 7. Propuestas de metodologías tarifarias ordinarias del sector eléctrico.

A las quince horas con treinta minutos ingresan al salón de sesiones, los señores Guillermo Monge Guevara, Marco Otoy Chavarría, Mike Osejo Villegas y la señora Samantha Wegmann Quesada, funcionarios (a) del Centro de Desarrollo de la Regulación, a exponer el tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce los oficios 130-CDR-2014 y 133-CDR-2014 del 8 y 13 de octubre de 2014, respectivamente, mediante los cuales el Centro de Desarrollo de la Regulación, remite para su aprobación, las propuestas de metodologías tarifarias ordinarias del sector

eléctrico: i) Servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural; ii) Servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos y iii) Servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural.

El señor **Guillermo Monge Guevara** manifiesta que, en esta oportunidad se presentan las propuestas de metodologías de generación, distribución y transmisión del sector electricidad. Aclara que la única sobre la que se ha remitido una nueva versión es la metodología de generación, porque sobre esta fue la que se recibieron observaciones específicas de la directora Adriana Garrido Quesada. En general, se han incluido todas las observaciones, especialmente se realizó una revisión detallada de las fórmulas; los cambios no modifican el resultado de los cálculos tarifarios; sin embargo, mejoran la precisión y el rigor con que se plantean las fórmulas del modelo.

Agrega que la presentación de estas metodologías, se realizó en una sesión anterior y sigue siendo válida, ya que no varía la versión que se está remitiendo; queda a disposición de la Junta Directiva, si desea la presentación en su totalidad o solamente con los cambios indicados.

Los señores miembros de la Junta Directiva, están de acuerdo en que se plantee la presentación de los cambios. La directora **Saborío Alvarado** sugiere se le consulte a la directora Garrido Quesada su criterio al respecto; por lo que de seguido, la señora **Adriana Garrido Quesada** manifiesta su satisfacción con el trabajo que se hizo en forma conjunta con los técnicos, para dar mayor transparencia a la metodología. Agrega que algunas ecuaciones intermedias para explicar de dónde salían las ecuaciones finales, hubo un cambio sustantivo en una de las fórmulas, un efecto mínimo, pues había que quitar otros ingresos y exportaciones del numerador y son pequeños con respecto a todas las ventas locales, pero es importante que todo quede bien concatenado. También se introdujeron unos cambios adicionales de notación, para que las fórmulas quedaran bien claras, transparentes, consistentes y evitar errores de índices y subíndices que no tenían consistencia.

Asimismo, señala que no realizó una revisión completa, pero con los principios que los técnicos trabajaron, espera que también se haya extendido esa revisión a todas las partes de la metodología de generación y a las otras metodologías, para evitar rechazos o nuevas audiencias públicas; pero considera que se logró más transparencia, mejor lectura y claridad.

Consulta la señora **Grettel López Castro** si efectivamente se procedió a aplicar los cambios, no solo en la metodología de generación, sino también en las otras metodologías; a lo que el señor **Marco Otoya Chavarría** responde que se procedió a realizar los cambios, sobre la parte de la formulación general del modelo, las metodologías, principalmente como la directora Garrido Quesada explicaba, para darle mayor consistencia; la formalización matemática, revisar algunas identidades, incluso matemática al formular los ajustes en los ingresos, esto y los otros cambios que se realizaron en materia de revisión de todas las variables, la especificación de todas las variables y su estandarización, revisión de subíndices. Asimismo, agregar algunos subíndices para hacer diferenciación en algunas de las fórmulas, inclusive a nivel de alguna sumatoria, mejorar la especificación de las mismas. La revisión que se realizó con la directora Garrido Quesada en la metodología de generación y todos esos cambios, se trasladaron a la parte de distribución y transmisión.

Adicionalmente, se realizó la revisión de las simulaciones, en el fondo esos cambios no variaban los cálculos a excepción del componente de ingresos por ventas que se modifica en la fórmula y genera una variación al incluir los ingresos por distribución, y otros ingresos generan una variación mínima en el momento que se había calculado, que es prácticamente poco significativa, dicha diferenciación no se percibe.

Manifiesta que se efectuó una revisión de todas las fórmulas que se modificaron para corroborar que funcionaran, se replicaron los cálculos nuevamente y los resultados se mantienen.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por el Centro de Desarrollo de la Regulación, conforme a sus oficios 130-CDR-2014 y 133-CDR-2014, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

a) En cuanto a la Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural.

ACUERDO 08-62-2014

1. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta de “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, mediante el oficio 130-CDR-2014 del 8 de octubre del 2014, cuya propuesta se copia a continuación:

“I. RESUMEN

Esta metodología se aplicará para los procesos de fijación tarifaria ordinaria correspondientes al servicio de distribución de electricidad que prestan todos los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, que brinden ese servicio y que son regulados por la Aresep. Mediante esta metodología se calcula el ajuste porcentual a establecer en las fijaciones para el servicio antes mencionado, que se establecerá durante el lapso de fijación ordinaria correspondiente.

La metodología define un conjunto de fórmulas y criterios con los cuales se va a obtener el ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en el total de los costos y de la expansión en infraestructura eléctrica. Lo anterior permite considerar la demanda vegetativa y la expansión del suministro eléctrico, bajo las condiciones de calidad establecidas, para el periodo en que estará vigente la tarifa. En ese sentido, la metodología no contempla el establecimiento de la estructura tarifaria y la definición de la tarifa final para cada uno de los usuarios del servicio. Se determina el ajuste porcentual requerido que deberá posteriormente distribuirse de conformidad con lo que técnicamente determine la Intendencia de Energía (IE) entre las diferentes tarifas y bloques de acuerdo a la estructura tarifaria.

Mediante la aprobación y aplicación de esta metodología, se busca contribuir al logro de los siguientes objetivos:

1. Sistematizar y formalizar el conjunto de métodos que se emplean para las fijaciones tarifarias ordinarias correspondientes al servicio de distribución de electricidad que regula la Aresep.
2. Definir esos métodos de manera detallada, rigurosa y clara, con el propósito de brindar más transparencia a los procedimientos de fijación tarifaria en que se emplea, y de facilitar la rendición de cuentas de la Aresep ante los actores involucrados en tales procedimientos.
3. Introducir mejoras y actualizaciones del procedimiento de fijación tarifaria ordinaria antes mencionado, en los siguientes aspectos:
 - Estimación del costo de capital propio (CAPM).
 - Unificar los periodos de tiempo empleados en el cálculo de estimaciones para las diferentes variables que componen la estimación de los ingresos. Adicionalmente, establecer como requerimiento un análisis de corte estructural de las series de tiempo utilizadas.
 - Establecer los períodos de tiempo que se emplean para el cálculo de promedios, en donde se utilicen variables como índices de precios y tipo de cambio.
 - Homologar criterios para el tratamiento de las variables que intervienen en el cálculo de ajuste tarifario ordinario del sistema de distribución de energía eléctrica.
 - Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.

El modelo general para determinar el ajuste porcentual a reconocer en las fijaciones ordinarias para el servicio de distribución eléctrica, se basa en el enfoque regulatorio de tasa de retorno. El enfoque establece que la tarifa a definir debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales, asociados al servicio que se regula, bajo condiciones de calidad establecidas, además de garantizar un monto sobre el capital invertido denominado rédito para el desarrollo que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria. La tasa de rédito se calcula mediante el modelo de costo promedio de capital (WACC por sus siglas al inglés).

La presente propuesta metodológica define el procedimiento a seguir para el cálculo de los siguientes componentes: a) ingresos totales, b) costos totales, c) rédito para el desarrollo, d) base tarifaria, e) periodo de aplicación, f) monto total de ajuste tarifario, y g) ajuste porcentual.

II. ANTECEDENTES

La metodología para las fijaciones ordinarias de tarifas para el servicio de distribución de electricidad que regula la Aresep, está basada en el enfoque regulatorio de tasa de retorno. En su formulación básica, es la misma que utilizó el extinto Servicio Nacional de Electricidad (SNE) para el propósito mencionado. Esta metodología no ha sido aprobada mediante resolución del Regulador General o de la Junta Directiva, y su legitimación se ha producido a partir de su uso a lo largo de los años. Los documentos oficiales en los que consta la aplicación de esta metodología son las resoluciones que establecen las

respectivas fijaciones tarifarias, y la información sobre esos procesos de fijación tarifaria es la que se encuentra en los respectivos expedientes.

En el actual período de administración de la Aresep, se ha venido ejecutando una estrategia orientada a sistematizar y actualizar aquellas metodologías tarifarias que se vienen utilizando desde la época en que existió el SNE y que no han sido aprobadas por la Junta Directiva. Como parte de ese esfuerzo, en el año 2013, el Regulador General asignó al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) la tarea de sistematizar las metodologías tarifarias ordinarias correspondientes a los servicios de generación, transmisión y distribución de electricidad.

El CDR organizó la ejecución de la citada tarea en tres proyectos distintos, cada uno de los cuales se enfoca en uno de los servicios mencionados. El proyecto de desarrollo de la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de electricidad se inició a principios del segundo semestre del 2013. Su resultado es la propuesta que se presenta en este informe.

III. JUSTIFICACIÓN

La metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica para operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, se dirige al cumplimiento de los siguientes principios y valores regulatorios:

1. Bienestar de las personas: la Autoridad Reguladora orientará el ejercicio de sus competencias hacia la promoción activa de un creciente bienestar para la población del país, al fomentar condiciones óptimas de cantidad, calidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad en la provisión de los servicios públicos.
2. Servicio al costo: la Autoridad Reguladora fijará las tarifas de acuerdo con lo establecido en la Ley 7593, entendiendo por costo, el costo de oportunidad social de largo plazo de los servicios. Los criterios de eficiencia económica, equidad social, sostenibilidad ambiental y conservación de los recursos serán elementos centrales en la definición de ese costo.
3. Regulación eficiente: en el cumplimiento de los objetivos de la regulación, se impulsará el desarrollo de los modelos y prácticas de regulación que impongan el mínimo costo directo e indirecto a los prestadores de servicios públicos, los usuarios de esos servicios y la sociedad en su conjunto.
4. Transparencia: Los procesos de regulación deben ser conocidos y abiertos a la participación de los ciudadanos, y deben conducir a decisiones bien fundamentadas, que se basen en reglas claras cuya aplicación sea congruente. Por medio de un proceso institucional de rendición de cuentas, los usuarios, los regulados y las instituciones de control y fiscalización deben tener acceso a las decisiones sobre temas regulatorios y sobre el manejo de recursos públicos que se tomen en el nivel de dirección y general en todos los niveles de la organización.

Con esta propuesta, se busca solventar las siguientes necesidades:

1. Sistematizar y formalizar el procedimiento metodológico que se emplea en la definición del ajuste porcentual a establecer en las fijaciones tarifarias ordinarias

para el servicio de distribución de energía eléctrica. Lo anterior se realiza considerando:

- a) La definición y establecimiento de los procesos a seguir para el cálculo del monto de ajuste porcentual tarifario a aplicar: i-) cálculo de ingresos totales, ii-) cálculo de costos totales, iii-) cálculo del rédito para el desarrollo, iv-) período de aplicación, y v-) cálculo del monto y porcentaje de ajuste tarifario.
 - b) El contar con procedimientos metodológicos claros, transparentes y replicables para el cálculo de ingresos totales, costos totales, rédito para el desarrollo, ajuste tarifario y cálculo del ajuste tarifario.
 - c) El contar con las fórmulas requeridas para el cálculo de las variables incorporadas en la obtención del porcentaje de ajuste requerido por el servicio de distribución de energía eléctrica.
2. Uniformar el procedimiento metodológico que se ha establecido en las diferentes fijaciones tarifarias para el servicio de distribución eléctrica, tanto para cada operador particular del servicio como entre los diferentes operadores. Con ese propósito,
- a. Se realiza una unificación de criterios y procedimientos, para homogenizar el procedimiento metodológico que se ha establecido en diferentes fijaciones tarifarias, para el servicio de distribución eléctrica, en cada operador.
 - b. Se unifican y estandarizan los criterios metodológicos, a utilizar en la definición del porcentaje de ajuste tarifario, entre los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. Esto permite aplicar el mismo procedimiento metodológico para el mismo servicio, independientemente de la naturaleza del operador – público o cooperativas de electrificación rural-.
3. Actualizar la forma de cálculo para la estimación del costo de capital propio (CAPM). Al respecto conviene considerar lo siguiente:
- a. La fuente de información empleada en los últimos años para la estimación del costo de capital propio en operadores públicos ha sido la publicada por el profesor Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>
 - b. A partir del 2014, Damodaran realiza un cambio en la forma de publicar el beta desapalancado, siendo una de las variables que se consideran en el cálculo del CAPM. Deja de publicar los valores del beta desapalancado para el sector específico de energía eléctrica y ahora publica un valor para el sector denominado “Utility General”.
 - c. Es necesario establecer y formalizar procedimientos claros para la obtención del CAPM mediante Damodaran.
4. Establecer criterios homogéneos para el cálculo de proyecciones, el uso de variables económicas, y el uso de información financiera y contable. Ello incluye la definición de los períodos a emplear en las proyecciones y en el cálculo de valores promedio.
5. Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales; lo anterior

una vez que se requiera un nuevo proceso o solicitud de fijación tarifario ordinario. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.

IV. MARCO LEGAL

1. Competencias de la Autoridad Reguladora para establecer metodologías tarifarias.

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

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

“ (...)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

regularan (sic) el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios.” (Véase sentencia No. 577 de las 10 horas 20 minutos del 10 de agosto de 2007). (Lo resaltado es nuestro). Ver en igual sentido, la sentencia 005-2008 de las 9:15 horas del 15 de abril de 2008, dictada por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Sexta.

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

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

Artículo 36. Asuntos que se someterán a audiencia pública.

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

(...)

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

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

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

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

(...) .”

En el ejercicio de esas competencias regulatorias, se debe considerar lo dispuesto en la Ley N° 7593 y su reglamento. De dicha Ley es preciso observar específicamente los artículos 1, 3, 5, 24, 31 y 32, así como el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública, que a continuación se transcriben:

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

“Artículo 1. Transformación.

(...) La Autoridad Reguladora no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo en el cumplimiento de las atribuciones que se le otorgan en esta Ley;

no obstante, estará sujeta al Plan nacional de desarrollo, a 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 5. “Funciones.

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

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

(...)”

“Artículo 24. Suministro de información.

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

“Artículo 31. Fijación de tarifas y precios.

Para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, la Autoridad Reguladora tomará en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras.

(...)

Los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan nacional de desarrollo, deberán ser elementos centrales para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos. No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público.

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

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

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

“Artículo 32. Costos sin considerar.

No se aceptarán costos de las empresas reguladas:

- a) Las multas que les sean impuestas por incumplimiento de las obligaciones que establece esta ley.*
- b) Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.*
- c) Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.*
- d) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.*
- e) Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.*
- f) El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora.”*

- Ley General de la Administración Pública establece:

“Artículo 16.-

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

2. Competencia de la Junta Directiva para emitir las metodologías.

La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al tenor de lo establecido en el artículo 6, inciso 2), sub inciso c) del Reglamento Interno de Organización y

Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado se encuentra facultada para dictar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos mercados. Dicho reglamento vigente, fue publicado en La Gaceta No. 105, del 3 de junio de 2013 y establece lo siguiente:

“Artículo 6. Junta Directiva.

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

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

Tiene las siguientes funciones:

(...)

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

(...)”

En la Ley N° 7593:

“Artículo 45. Órganos de la Autoridad Reguladora.

La Autoridad Reguladora tendrá los siguientes órganos:

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

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

(...)”

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Por su parte, la etapa de transmisión de energía eléctrica consiste en transportar a través de grandes distancias, mediante una red constituida por los elementos necesarios para llevarla hasta los puntos de consumo, la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas. Y finalmente, la etapa de distribución de energía eléctrica consiste en suministrar la energía eléctrica, mediante una red o sistema de distribución, desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.

Además de las anteriores etapas, también puede darse la comercialización de energía eléctrica, que es realizada por los diversos participantes del sector que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional.

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

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

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

En la etapa de distribución participan: el ICE, la CNFL, JASEC, ESPH y las cooperativas de electrificación rural, con sustento en las mismas normas antes citadas.

De forma específica, las normas que sustentan lo anterior son:

- Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Ley N° 449:
*“Artículo 1.- Créase el Instituto Costarricense de Electricidad, en adelante llamado el Instituto, al cual se encomienda el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, en especial los recursos hidráulicos.
La responsabilidad fundamental del Instituto, ante los costarricenses será encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de*

fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo de Costa Rica.”

- Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, Ley N° 8660:

“Artículo 2.- Objetivos de la Ley

Son objetivos de esta Ley:

- a) *Fortalecer, modernizar y dotar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), a sus empresas y a sus órganos adscritos, de la legislación que le permita adaptarse a todos los cambios en el régimen legal de generación y prestación de los servicios de electricidad, así como de las telecomunicaciones, infocomunicaciones, productos y servicios de información y demás servicios en convergencia.*

(...)”

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

“Artículo 1.- La presente Ley establece el marco jurídico regulador de las siguientes actividades:

a) *La concesión para el aprovechamiento de las fuerzas que puedan obtenerse de las aguas de dominio público del territorio nacional, al amparo de lo dispuesto en el inciso 14) del Artículo 121 de la Constitución Política, a las asociaciones cooperativas de electrificación rural, a consorcios formados por estas y a empresas de servicios públicos municipales.*

b) *La generación, distribución y comercialización de energía eléctrica por parte de los sujetos indicados en el inciso anterior, utilizando recursos energéticos renovables y no renovables en el territorio nacional, al amparo de la Ley N° 7593, de 9 de agosto de 1996.”*

- Ley Constitutiva de Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), Ley N° 5889:

“Artículo 1.- Constitución, fines.

Créase la "Empresa de Servicios Públicos de Heredia", con sede en la ciudad de Heredia, con plenas facultades para prestar servicios de agua potable, alcantarillado sanitario, evacuación de aguas pluviales, lo mismo que generación y distribución de energía eléctrica y alumbrado público en el cantón central de Heredia, y en los cantones circunvecinos de ésta, si así lo solicitan las municipalidades respectivas, siempre y cuando no estén servidas por otras instituciones públicas.

El patrimonio de esta empresa pertenecer a las municipalidades que se adhieran a la misma, en proporción a lo aportado por cada una de ellas.”

- Reforma Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago JASEC, Ley N° 7799:

“Artículo 2.- *JASEC es una persona jurídica de derecho público, de carácter no estatal, con plena capacidad jurídica, patrimonio propio y autonomía financiera, administrativa y técnica en el cumplimiento de sus deberes y queda facultada para prestar los servicios que define el artículo 5 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, excepto los servicios de*

*transmisión de datos y los señalados en el inciso b) de dicha ley, deberá contar con la concesión respectiva cuando sea necesario.
(...)”*

Como puede notarse, cada uno de los participantes en el sector eléctrico en cualquiera de las etapas del suministro del servicio en cuestión, sea éste privado o público, cuenta con un respaldo legal que le permite tal participación.

De acuerdo con la normativa citada, la Ley N° 7593 y su reglamento, con el Reglamento Sectorial de Servicios, con las normas técnicas dictadas por la Aresep, y con las metodologías que se emitan al respecto, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, regula la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica, por parte de los sujetos autorizados para ello.

V. ALCANCES Y LIMITACIONES

Esta metodología se aplicará para las fijaciones tarifarias ordinarias correspondientes al servicio de distribución de electricidad que prestan todos los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. Mediante esta metodología, se calcula el ajuste porcentual a reconocer en las fijaciones para el servicio antes mencionado, que se establecerá durante el lapso de fijación ordinaria correspondiente.

La metodología define el ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones para el periodo en que estará vigente la tarifa. En ese sentido, la metodología no contempla el procedimiento de cálculo de la estructura tarifaria y la definición de la tarifa final a los usuarios del servicio. Se determina el ajuste porcentual requerido que deberá posteriormente distribuirse de conformidad con lo que técnicamente determine la IE entre las diferentes tarifas y bloques de acuerdo a la estructura tarifaria.

VI. OBJETIVOS DE LA METODOLOGÍA

Mediante la aprobación y aplicación de esta metodología, se busca contribuir al logro de los siguientes objetivos:

1. Sistematizar y formalizar el conjunto de métodos que se han empleado hasta el presente para las fijaciones tarifarias ordinarias, correspondientes al servicio de distribución de electricidad que regula la Aresep.
2. Definir esos métodos de manera detallada, rigurosa y clara, con el propósito de brindar más transparencia a los procedimientos de fijación tarifaria en que se emplea, y de facilitar la rendición de cuentas de la Aresep ante los actores involucrados en tales procedimientos.
3. Introducir mejoras y actualizaciones del procedimiento de fijación tarifaria ordinaria antes mencionado, en los siguientes aspectos:

- Estimación del costo de capital propio (CAPM).

- Unificar los periodos de tiempo empleados en el cálculo de estimaciones para las diferentes variables que componen la estimación de los ingresos. Adicionalmente, establecer como requerimiento un análisis de corte estructural de las series de tiempo utilizadas.
 - Establecer los períodos de tiempo que se emplean para el cálculo de promedios en donde se utilicen variables como índices de precios y tipo de cambio.
 - Homologar criterios para el tratamiento de las variables que intervienen en el cálculo de ajuste tarifario ordinario del sistema de distribución de energía eléctrica.
 - Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.
4. Obtener una estimación del ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones para el periodo en que estará vigente la nueva fijación tarifaria.

VII. DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA

1. MODELO GENERAL

El modelo general para determinar el ajuste porcentual por reconocer en las fijaciones ordinarias para el sistema de distribución y comercialización eléctrica requiere del cálculo de los siguientes componentes: a) ingresos totales, b) costos totales, c) rédito para el desarrollo, d) periodo de aplicación, y e) monto y ajuste tarifario. La distribución del ajuste porcentual por tipo de tarifa y bloques se hará de conformidad con lo que técnicamente determine la Intendencia de Energía. El modelo establece que la tarifa debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales asociados al servicio que se regula – bajo condiciones de calidad establecidas – y además de garantizar un monto sobre el capital invertido, denominado rédito para el desarrollo, que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria:

$$IT = COMA + (R * BT) \quad (\text{Fórmula 1})$$

Donde:

<i>IT</i>	=	Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 9).
<i>COMA</i>	=	Costos totales de operación, mantenimiento y administración, así como otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio (ver apartado 3 sección VII).
<i>R</i>	=	Tasa de rédito para el desarrollo (ver apartado 4 sección VII).
<i>BT</i>	=	Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo (ver apartado 5 sección VII).

La aplicación del modelo establecido en la fórmula 1 requiere del cálculo, revisión, depuración y ajuste de la información ingenieril, económica, estadística y contable para el período base considerado en la presente metodología, representado por la variable t . Posteriormente, esta información se emplea como insumo para estimar y proyectar los elementos que definen el monto de ajuste tarifario para el período en que entra a regir dicho ajuste, representado por $t+1$.

En la presente metodología se entiende por período “ t ”, al período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria; permite el uso de valores reales u observados para doce meses consecutivos. El período base provee la información insumo para las estimaciones y proyecciones que se requieren para el período $t+1$.

La longitud o extensión de las series de tiempo, requeridas para las variables del periodo base “ t ”, se determinaran de manera exógena, de forma tal que todas las variables empleen una extensión de tiempo adecuada para el cálculo de promedios o proyecciones. Por tanto, para cada variable se definirá de acuerdo con los requerimientos de información que se definen en cada caso a lo largo de la presente metodología.

Por su parte, el periodo “ $t+1$ ” es definido como el período de tiempo durante el cual estará vigente el nuevo ajuste tarifario, típicamente es un año. El período $t+1$ deberá ser definido por la Intendencia de Energía según el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública y deberá incorporar en el estudio de fijación tarifaria los criterios empleados para su definición.

En el primer caso, se emplean valores reales u observados en el periodo t para el cálculo, de la siguiente manera:

$$IT_t = COMA_t + (Ro_t * BT_t) \quad (\text{Fórmula 2})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
IT_t	=	Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 9).
$COMA_t$	=	Costos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio en el período t (ver apartado 3 sección VII).
Ro_t	=	Tasa de rédito para el desarrollo observada para el periodo t , se obtiene como resultado de $(IT_t - COMA_t)/BT_t$.
BT_t	=	Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el periodo t (ver apartado 5 sección VII).

Los costos de operación, mantenimiento y administrativos, la base tarifaria y el rendimiento sobre la base tarifaria, se calculan primeramente a partir de valores observados o reales para el periodo base t . El cálculo se hace a partir de las series de tiempo de los valores observados disponibles, con un rezago máximo de cuatro meses anteriores a la presentación de la solicitud tarifaria, los meses restantes para completar el periodo de análisis considerado en la solicitud

tarifaria – periodo t – se podrán estimar y proyectar considerando los procedimientos establecidos en el apartado 2 y 3 de la sección VII para efectos de estimaciones.

a) *Determinación del monto de ajuste para el período en que entrará en vigencia $t+1$:*

Para la determinación del monto de ajuste requerido en el siguiente período, $t+1$, el período en el que estará vigente la nueva fijación tarifaria, primero se proyectan a 12 meses las variables IT con tarifas vigentes, $COMA$ y BT de la fórmula 1 (ver sección apartado 2 y 3 de la sección VII).

De la fórmula 1, se obtiene:

$$IT = COMA_{t+1} + (R_{tv;t+1} * BT_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 3})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- IT = Ingresos totales estimados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 9).
- $COMA_{t+1}$ = Costos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver apartado 3 sección VII).
- $R_{tv;t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$.
- BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio ($AFNORP$) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).
- tv = Tarifas vigentes

Al despejar el rédito para el desarrollo de la fórmula 3, se obtiene que:

$$R_{tv;t+1} = \frac{IT - COMA_{t+1}}{BT_{t+1}} \quad (\text{Fórmula 3.1})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- $R_{tv;t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$.
- IT = Ingresos totales estimados para el periodo $t+1$ con las tarifas vigentes (ver fórmula 9).
- $COMA_{t+1}$ = Costos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver apartado 3 sección VII).
- BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio ($AFNORP$) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).
- tv = Tarifas vigentes

La tasa de rédito para el periodo $t+1$ con las tarifas vigentes ($R_{tv,t+1}$), es utilizada como indicador para determinar si se requiere un ajuste tarifario o no. Este rédito se compara con R_{t+1} , el rédito obtenido mediante el procedimiento definido en el apartado 4 de la sección VII, de forma que si el rédito con tarifas vigentes es mayor que el rédito obtenido en el apartado 4 de la sección VII se requiere una disminución en las tarifas, si es igual no se requiere ajuste y si es menor, se requiere un aumento en las tarifas.

b) Cálculo del ajuste en ingresos

La estimación de los ingresos totales que se requieren para la obtención de la tasa R_{t+1} en el período $t+1$ se calcula mediante el modelo general de la fórmula 1:

$$IT_{t+1} = COMA_{t+1} + (R_{t+1} * BT_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 4})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- IT_{t+1} = Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$.
- $COMA_{t+1}$ = Costos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver apartado 3 sección VII).
- R_{t+1} = Tasa de rédito calculada mediante el WACC para el período $t+1$ (ver apartado 4 sección VII).
- BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).

Así, el monto de ajuste requerido en los ingresos totales para obtener la tasa R_{t+1} a partir de las tarifas vigentes, es:

$$\Delta IT = IT_{t+1} - IT \quad (\text{fórmula 4.1})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario
- ΔIT = Ajuste o cambio requerido en los ingresos totales del servicio de distribución eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$.
- IT_{t+1} = Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$ (ver fórmula 4).
- IT = Ingresos totales estimados para el periodo $t+1$ con las tarifas vigentes (ver fórmula 9).

El monto del ajuste también se puede expresar como la diferencia entre el excedente de operación obtenido con la tasa de rédito calculada con el WACC ($R_{t+1} * BT_{t+1}$) (apartado 4 de la sección VII) y los excedentes de operación proyectados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes ($R_{tv,t+1} * BT_{t+1}$). El ajuste es establecido de la siguiente forma:

$$\Delta IT = (R_{t+1} * BT_{t+1}) - (R_{tv,t+1} * BT_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 4.2})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
ΔIT	=	Ajuste o cambio requerido en los ingresos totales del servicio de distribución eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$.
R_{t+1}	=	Tasa de rédito calculada mediante el WACC para el período $t+1$ (apartado 4 sección VII).
BT_{t+1}	=	Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).
$R_{tv,t+1}$	=	Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$ (ver fórmula 3.1).
tv	=	Tarifas vigentes.
$IT - COMA$	=	El excedente de operación, es igual a $(R * BT)$

Desde el punto de vista de composición de los ingresos (ver modelo en la fórmula 9) al ser los ingresos por ventas de energía a usuarios finales los únicos que en esta metodología dependen explícitamente de las tarifas, se cumple que:

$$IT_{t+1} = Iv_{t+1} + Iap + Io \text{ (Fórmula 4.3)}$$

Y en consecuencia:

$$Iv_{t+1} = IT_{t+1} - (Iap + Io) \text{ (Fórmula 4.4)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
IT_{t+1}	=	Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$ (ver fórmula 4).
Iv_{t+1}	=	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$.
Iap	=	Ingresos por venta de energía al servicio de alumbrado público estimados para $t+1$ (ver fórmula 14).
Io	=	Otros ingresos proyectados para $t+1$ relacionados con la actividad de distribución eléctrica (ver fórmula 17).

De las fórmulas 4.1, 4.2, 4.3 y 9, se deduce que en esta metodología el incremento en ingresos totales debe provenir únicamente del respectivo aumento en los ingresos por ventas a usuarios finales:

$$\Delta IT = Iv_{t+1} - Iv \text{ (Fórmula 4.5)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
-------	---	---

ΔIT	=	Ajuste o cambio requerido en los ingresos totales del servicio de distribución eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$.
Iv	=	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes (ver fórmula 10).
Iv_{t+1}	=	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$ (ver fórmula 4.4).

En consecuencia, el monto de ajuste en los ingresos obtenido en la fórmula 4.5, se traduce en el ajuste porcentual de los ingresos por ventas para alcanzar la tasa de retorno R_{t+1} para el periodo $t+1$ de la siguiente manera:

$$\%IT = \frac{\Delta IT}{Iv} * 100 \text{ (Fórmula 5)}$$

Donde:

$\%IT$	=	Ajuste porcentual requerido en los ingresos por ventas de energía a usuarios finales.
ΔIT	=	Ajuste o cambio requerido en los ingresos del servicio de distribución eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$ (fórmula 4.1 a 4.3).
Iv	=	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes (ver fórmula 10).

Este ajuste porcentual requerido deberá ser distribuido de conformidad con lo que técnicamente determine la IE entre las diferentes tarifas y bloques de forma que se alcancen los ingresos requeridos por la empresa distribuidora.

Liquidación del periodo anterior

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

De esta forma, Aresep tomará en cuenta las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste tarifario vigente mediante estimaciones, respecto al cálculo del ajuste tarifario vigente considerando los valores observados –reales– y actualizados; la diferencia se agrega, afectando los ingresos al incluirse como una partida denominada liquidación del periodo anterior.

Se realizarán ajustes en los ingresos y gastos asignados por tarifa y reales, para los costos totales (COMA) y los ingresos totales (IT). Los gastos y costos reales que serán analizados son los coincidentes con los que se incluyeron en las tarifas del estudio tarifario anterior. Lo anterior con el fin de que vía tarifa se le devuelva al usuario los ingresos obtenidos, por las

empresas distribuidoras, por encima de sus costos. De manera contraria, si los ingresos fuesen inferiores a los gastos, las empresas distribuidoras podrán solicitar un estudio ordinario con las justificaciones pertinentes.

El ajuste para gastos, contrasta los gastos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los gastos reales obtenidos por la empresa distribuidora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z} \quad (\text{Fórmula 6})$$

Donde:

- z = Periodo durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
- GTA_z = Gastos totales ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de gastos reales y gastos estimados para el periodo z .
- $GR_{COMA,z}$ = Gastos reales. Son los gastos reales por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio en el periodo z .
- $GE_{COMA,z}$ = Gasto estimado por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos para el periodo z .
- $COMA$ = Costos totales de operación, mantenimiento y administración, asimismo, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.

El ajuste por ingresos es la diferencia en los ingresos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los ingresos reales obtenidos por la empresa distribuidora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$ITA_z = ITR_z - ITE_z \quad (\text{Fórmula 7})$$

Donde:

- z = Periodo durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
- ITA_z = Ingresos Totales Ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de ingresos reales e ingresos estimados para el periodo z .
- ITR_z = Ingresos Totales Reales. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el periodo z .
- ITE_z = Ingresos Totales Estimados. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el periodo z .

El diferencial entre los ingresos del periodo y los gastos del periodo van a resultar en el monto que debe adicionarse a los ingresos para el periodo siguiente, tal como se detalla:

$$LI_z = ITA_z - GTA_z \quad (\text{Fórmula 8})$$

Donde:

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

Asimismo, para estos efectos, los datos reales auditados o disponibles presentados por el operador deben estar justificados y ser razonables. Estos datos serán revisados, analizados y depurados por parte de la Autoridad Reguladora con el propósito de determinar su reconocimiento, y en ningún caso podrá considerar elementos que se limitan en esta metodología. Se deberá cumplir con los objetivos de la Ley 7593.

2. CÁLCULO DE LOS INGRESOS TOTALES.

Los ingresos totales comprenden todos los ingresos por venta de energía y otros ingresos asociados al servicio de distribución y comercialización, como lo son los ingresos por ventas de energía al servicio de alumbrado público, alquiler de transformadores y postes, recargo por mora, devolución por canon de regulación, entre otros.

2.1 Ingresos totales estimados con tarifas vigentes para el periodo $t+1$

Los ingresos totales se generan por las actividades ligadas al servicio de distribución y comercialización de electricidad a clientes conectados a baja tensión y media tensión. Se calculan de la siguiente forma:

$$IT = Iv + Iap + Io \quad (\text{Fórmula 9})$$

Donde:

IT	=	Ingresos totales.
Iv	=	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes (ver fórmula 10)
Iap	=	Ingresos por venta de energía al servicio de alumbrado público para el período $t+1$ (ver fórmula 14).
Io	=	Otros ingresos. Son los otros ingresos proyectados para el período $t+1$ y relacionados con la actividad de distribución eléctrica (ver fórmula 17).

2.1.1 Ingresos por ventas a usuarios

Los ingresos por ventas a usuarios se obtienen al multiplicar el precio promedio de la electricidad para cada tipo de tarifa por la cantidad total de energía vendida por el tipo de tarifa.

$$Iv = \sum_{s=1}^m \left(\sum_{i=1}^n \bar{P}_{t,s} * ET_{kWh,t+1,s,i} \right) \quad (\text{Fórmula 10})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
Iv	=	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes.
$\bar{P}_{t,s}$	=	Precio promedio de la energía eléctrica. Precio para la tarifa s , se obtiene de la sección 2.1.2. (ver fórmula 11)
$ET_{kWh,t+1,s,i}$	=	Energía total vendida estimada. Se refiere al total estimado de ventas de energía en kWh, para la tarifa s , para el mes i del período $t+1$ (ver fórmula 12).
s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera) ¹ .
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
m	=	Cantidad de tipos de tarifa existentes de acuerdo al pliego tarifario.
kWh	=	Kilovatio hora.

2.1.2 Precio promedio de la energía eléctrica para cada tipo de tarifa.

Para la definición del precio promedio de la energía eléctrica, para cada tarifa se utilizará la estructura definida en el pliego tarifario de la empresa distribuidora durante los 12 meses anteriores para los cuales se disponga de información real. El precio promedio por tarifa se obtiene de la sumatoria de los ingresos mensuales por venta de energía eléctrica por tarifa dividido entre las ventas totales mensuales en kWh por tarifa. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\bar{P}_{t,s} = \frac{I_s + I_{ph}}{\sum_{i=1}^n VRE_{kWh,s,ph,i}} \quad (\text{Fórmula 11})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación.
$\bar{P}_{t,s}$	=	Precio promedio de la energía eléctrica. Precio para la tarifa s .
I_s	=	Ingreso. Son los ingresos de la tarifa s (ver formula 11.1).
I_{ph}	=	Ingresos por tarifa horario (ver formula 11.8 y 11.9).

¹ Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

$VRE_{kWh,s,ph,i}$	=	Ventas de energía reales en kWh para la tarifa s y el mes i , obtenidas de la información suministrada por el operador.
s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).
ph	=	Periodos horarios (punta, valle o nocturno).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
kWh	=	Kilovatio hora.

Ingresos por tipo de tarifa

En el caso general en el que se vincula el consumo del abonado con un único rango de consumo, y su respectiva tarifa por cada kWh y kW, los ingresos en cada tarifa será la sumatoria de los productos de ventas en cada bloque por su respectiva tarifa.

En el caso específico en que un abonado puede tener distintas tarifas por kWh y kW, conforme aumente su consumo irá sobrepasando el límite superior de los bloques establecidos, pero lo consumido en cada bloque tendrá la tarifa por kWh y kW establecido en ese bloque y su excedente en el bloque siguiente. En tal caso, los ingresos por tarifa son los ingresos mensuales por bloque de consumo, los cuales se obtienen de la sumatoria de los ingresos para cada bloque de consumo definido en el pliego tarifario por tarifa, tal y como se detalla a continuación:

$$I_s = \sum_{i=1}^n I_{B1,s,i} + I_{B2,s,i} + I_{B3,s,i} \text{ (Fórmula 11.1)}$$

Donde:

I_s	=	Ingreso. Son los ingresos de la tarifa s (residencial, media tensión, general, preferencial, etc.).
$I_{B1,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmulas 11.2 y 11.3).
$I_{B2,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmulas 11.4, 11.5 y 11.6).
$I_{B3,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmula 11.7).
$B1$	=	Bloque de consumo 1.
$B2$	=	Bloque de consumo 2.
$B3$	=	Bloque de consumo 3.
s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.

El ingreso por bloque de consumo para cada tipo de tarifa se calcula según corresponda de la siguiente manera:

a) *Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo:*

$$I_{B1} = (Ab_{B1,CM} * CM_{B1} * T_{B1}) + (CA_{B1} * T_{B1}) \quad (\text{Fórmula 11.2})$$

Donde:

I_{B1}	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo.
$Ab_{B1,CM}$	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo consumo es igual al mínimo establecido en el pliego tarifario, definido en el primer bloque de consumo.
CM_{B1}	=	Consumo mínimo en kWh o kW establecido para el primer bloque de consumo según el pliego tarifario vigente.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
CA_{B1}	=	Consumo adicional al mínimo establecido en el pliego tarifario para el bloque 1, en kWh o kW, según corresponda.
$B1$	=	Bloque de consumo 1.

$$I_{B1} = (Ab_{B1} * T_{CM,B1}) + (CA_{B1} * T_{B1}) \quad (\text{Fórmula 11.3})$$

Donde:

I_{B1}	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo.
Ab_{B1}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo consumo es igual al mínimo establecido en el pliego tarifario, definido en el primer bloque de consumo.
$T_{CM,B1}$	=	Tarifa de consumo mínimo, del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
CA_{B1}	=	Consumo adicional al mínimo establecido en el pliego tarifario para el bloque 1, en kWh o kW, según corresponda.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.

b) *Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo:*

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * VM_{B1} * T_{B1}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.4})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.

VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * T_{CM,B2}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.5})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
$T_{CM,B2}$	=	Tarifa de consumo mínimo, del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * VM_{B1} * T_{B2}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.6})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.

C_{B2} = Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.

c) *Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo:*

$$I_{B3} = (Ab_{B3} * VM_{B1} * T_{B1}) + (Ab_{B3} * DF_{B3,2} * T_{B2}) + [(C_{B3} - (Ab_{B3} * VM_{B2})) * T_{B3}]$$

(Fórmula 11.7)

Donde:

I_{B3}	=	Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo.
Ab_{B3}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 3 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
$DF_{B3,2}$	=	Diferencia. Se refiere a la diferencia entre el valor máximo del bloque de consumo 2 y el valor máximo del bloque de consumo 1.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario vigente.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 2 según el pliego tarifario vigente.
C_{B3}	=	Consumo total en kWh o kW para el consumo que se ubica en el tercer bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B3}	=	Tarifa del kWh o kW para el tercer bloque de consumo según el pliego tarifario vigente.
VM_{B2}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el segundo bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 2 definido en pliego tarifario.

En el caso que una tarifa establezca más de tres bloques de consumo, el cálculo de los ingresos seguirá la misma lógica de facturación incremental y de cobro por cada bloque de consumo alcanzado que se indica en los puntos anteriores.

d) *Ingresos mensuales por tarifa para los casos en que el pliego tarifario incorpora período horario:*

Para aquellos operadores que cuenten con un esquema tarifario por período horario (punta, valle y nocturno) los ingresos mensuales para el sector respectivo se determinarán mediante la siguiente fórmula:

$$I_{ph} = \sum_{ph,i=1}^{k,n} V_{ph,i} * T_{ph,i} \quad (\text{Fórmula 11.8})$$

Donde

I_{ph}	=	Ingresos por tarifa horario. Son los ingresos anuales por tarifa, para los casos en que el pliego tarifario incorpora período horario (punta, valle, nocturno).
$V_{ph,i}$	=	Ventas en kW o kWh. Se refiere a las ventas en kW o kWh, por periodo horario, por mes i.
$T_{ph,i}$	=	Tarifa del kW o kWh. Es el precio del kW o kWh según pliego tarifario vigente, por periodo horario, por mes i.
ph	=	Periodos horarios (punta, valle o nocturno).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
k	=	Cantidad de periodos horarios definidos en el pliego tarifario.

En los casos en los que existen tarifas en dólares, se realiza el cálculo de la misma forma que en la fórmula 11.8, sin embargo, las tarifas en dólares se multiplican por el tipo de cambio correspondiente, de la siguiente manera:

$$I_{ph} = \sum_{ph,i=1}^{k,n} V_{ph,i} * T_{ph,i} + \sum_{ph,i=1}^{k,n} (V_{\$,ph,i} * T_{\$,ph,i} * T_{cc}) \quad (\text{Fórmula 11.9})$$

Donde

I_{ph}	=	Ingresos por tarifa horario. Son los ingresos anuales por tarifa, para los casos en que el pliego tarifario incorpora período horario (punta, valle, nocturno).
$V_{ph,i}$	=	Ventas en kW o kWh. Son las Ventas en kW o kWh, por periodo horario, por mes.
$T_{ph,i}$	=	Tarifa del kW o kWh. Es el precio del kW o kWh según pliego tarifario vigente, por periodo horario, por mes.
$V_{\$,ph,i}$	=	Ventas en kW o kWh para usuarios con tarifas denominadas en dólares, por periodo horario, por mes.
$T_{\$,ph,i}$	=	Tarifa del kWh o kW según pliego tarifario vigente, expresado en dólares, por periodo horario, por mes.
T_{cc}	=	Tipo de cambio de compra (CRC/USD) para el Sector Público no Bancario establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los 12 meses disponibles del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
$\$$	=	Expresa unidades monetarias en dólares.
ph	=	Periodos horarios (punta, valle o nocturno).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
k	=	Cantidad de periodos horarios definidos en el pliego tarifario.

En los casos en que un operador cuente con tarifas por bloque de consumo y por período horario, se calculan los ingresos de cada esquema tarifario por separado y se proceden a sumar para obtener los ingresos totales por concepto de venta de energía eléctrica (Iv).

2.1.3. Energía total vendida estimada para la empresa distribuidora

El total de energía vendida es igual a la suma de la energía comprada y la energía generada por el operador menos las pérdidas del sistema de distribución, sin embargo, la forma de estimación de este rubro es el producto de la cantidad de abonados por el consumo promedio, tal como sigue:

$$ET_{kWh,t+1,s,i} = (QA_{t+1,s,i} * \bar{C}_{s,i}) \quad (\text{Fórmula 12})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- $ET_{kWh,t+1,s,i}$ = Energía total vendida estimada. Se refiere al total estimado de ventas de energía en kWh, de la tarifa s, para el mes i del periodo $t + 1$.
- $QA_{t+1,s,i}$ = Cantidad estimada de abonados para el mes i, de la de tarifa s, para el período $t + 1$; se estima según se indica más bajo en el punto a.
- $\bar{C}_{s,i}$ = Consumo promedio mensual de energía real de los abonados, para la tarifa s, en el mes i (ver fórmula 13).
- s = Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera)
- i = Índice de mes.
- kWh = Kilovatio hora.

a) La cantidad estimada de abonados para cada tarifa

La cantidad estimada de abonados para cada tarifa se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas. Las estimaciones se basan en datos históricos mensuales de abonados por tarifa en los últimos 10 años o la serie histórica para la que se encuentren datos disponibles. Se proyecta un periodo de tiempo igual al que estará vigente el ajuste tarifario.

Debe realizarse un análisis estructural de los datos para determinar el periodo definitivo por utilizar. Para las estimaciones se utiliza el programa estadístico Forecast Pro o cualquier otro software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen con base en la ciencia, técnica y lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

b) Consumo promedio de energía para cada tarifa

El consumo promedio de energía para la tarifa s, se obtiene para los últimos 12 meses disponibles al momento en que se realiza el estudio fijación tarifaria, del cociente entre las ventas mensuales reales en kWh de la tarifa s y la cantidad mensual real de abonados en dicha tarifa:

$$\bar{C}_{s,i} = \frac{VRE_{kWh,s,i}}{QA_{s,i}} \quad (\text{Fórmula 13})$$

Donde:

- $\bar{C}_{s,i}$ = Consumo promedio mensual de energía real de los abonados, para la tarifa s , en el mes i .
 $VRE_{kWh,s,i}$ = Ventas de energía reales para la tarifa s , en el mes i (kWh).
 $QA_{s,i}$ = Cantidad real de abonados para la tarifa s y el mes i .
 s = Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera)
 i = Índice de mes, últimos 12 meses disponibles al momento en que se realiza el estudio fijación tarifaria.
 kWh = Kilovatio hora.

2.2 Ingreso por el servicio de alumbrado público

Se refiere al ingreso por las ventas, en colones, que el sistema de distribución realiza al sistema de alumbrado público. Se obtiene de multiplicar las ventas totales estimadas en kWh por el costo que tiene la energía del sistema de alumbrado público para el sistema de distribución. De la siguiente manera:

$$Iap = Pap * VAP_{Kwh} \quad (\text{Fórmula 14})$$

Donde:

- Iap = Ingresos por venta de energía al servicio de alumbrado público.
 Pap = Precio de la energía del sistema de alumbrado público (ver fórmula 15.1).
 VAP_{Kwh} = Ventas totales estimadas para el sistema de alumbrado público, en kWh.
 kWh = Kilovatio hora.

Las ventas totales estimadas para el sistema de alumbrado público en kWh (VAP_{Kwh}) provienen de los respectivos estudios tarifarios de este servicio. En caso de no estar disponible la información del estudio tarifario, se mantienen las unidades físicas reales consumidas por el sistema de alumbrado público.

Para obtener el precio de la energía del sistema de alumbrado público se procede de la siguiente manera:

$$P_{MAP} = \frac{(TG_{kWh,pp} * 2 + TG_{kWh,pn} * 10)}{12} + \frac{TG_{kW,pp} + TG_{kW,pn}}{365} + T_{Trans} \quad (\text{Fórmula 15})$$

Donde:

- P_{MAP} = Precio mensual de la energía del sistema de alumbrado público.
 TG = Tarifa de generación eléctrica. Es la tarifa correspondiente a la empresa que solicita el estudio.
 kWh = Kilovatio hora.
 kW = Kilowatt.
 pp = Periodo punta.

pn	=	Periodo nocturno.
T_{Trans}	=	Tarifa de transmisión.

Dado que este precio debe incorporar el efecto por las pérdidas de distribución, el precio de la energía del sistema de alumbrado público será:

$$P_{AP} = \frac{P_{MAP}}{(1-\%Per)} \quad (\text{Fórmula 15.1})$$

Donde:

P_{AP}	=	Precio de la energía del sistema de alumbrado público.
P_{MAP}	=	Precio mensual de la energía del sistema de alumbrado público.
$\%Per$	=	Porcentaje de pérdidas del sistema de distribución (ver formula 26).

2.3 Otros ingresos

En este rubro se incluyen los ingresos de explotación por actividades diversas asociadas al servicio de distribución y comercialización eléctrica, que son recurrentes y pueden considerarse como ingresos relacionados con la tarifa. Se utiliza como referencia el período de análisis definido en el estudio de fijación tarifaria:

$$Io_t = at_t + ap_t + rm_t + ia_t \quad (\text{Fórmula 16})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
Io_t	=	Otros ingresos calculados para el periodo t
at_t	=	Alquiler de transformadores.
ap_t	=	Alquiler de postes.
rm_t	=	Recargo por mora.
ia_t	=	Ingresos adicionales. Otros ingresos adicionales de operación que por su naturaleza pueden ser considerados en el cálculo tarifario a consideración de la Autoridad Reguladora.

2.3.1 Proyección de otros ingresos

La proyección de otros ingresos se realiza empleando el resultado derivado de la fórmula 16 como relación de los ingresos totales por ventas de energía, y multiplicando el valor obtenido por los ingresos totales por venta de energía estimadas según lo siguiente:

$$Io = \left(\frac{Io_t}{Iv_t} \right) * Iv \quad (\text{Fórmula 17})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
-----	---	---

- I_o = Otros ingresos proyectados relacionados con la actividad de distribución eléctrica. Se refiere a los otros ingresos proyectados para el período $t+1$.
 I_{o_t} = Otros ingresos calculados para el periodo t (ver fórmula 16).
 I_{v_t} = Ingresos por ventas. Son los ingresos reales por ventas obtenidos para el periodo t .
 I_v = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes (ver fórmula 10).

Los otros ingresos (I_o) se mantienen constantes con respecto a la variación en las tarifas.

3. COSTOS TOTALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN (COMA)

Son los costos totales de operación, mantenimiento y administración necesarios para prestar el servicio de distribución y comercialización de la energía eléctrica. El cálculo incluye los siguientes costos:

$$COMA = CEP + Peaje + OyM + Admin + GP + Co + Creg + D + Pa + GPer + INC + SG + AR \text{ (Fórmula 18)}$$

Donde:

- $COMA$ = Costos totales de operación, mantenimiento y administración, así como, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.
 CEP = Gasto por compras de energía y potencia total. Incluye las compras de energía y potencia al Instituto Costarricense de Electricidad -no se incluye costos por combustibles para generación térmica-, a terceros y la generación propia (ver sección 3.1.2).
 $Peaje$ = Es el registro del pago realizado al ICE por el transporte de energía. Se calcula como el producto de la tarifa vigente del sistema de transmisión por las compras estimadas en kWh que tiene que ser trasladados por la red de transmisión para el periodo en que entrará a regir la tarifa.
 OyM = Costos de operación y mantenimiento. Corresponde a los costos en que incurre la empresa para su funcionamiento y el mantenimiento de los activos de distribución, de forma que permita garantizar la sostenibilidad, continuidad y calidad del servicio regulado. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices, con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios definidos en la sección 3.1.2.
 $Admin$ = Gastos Administrativos. Representa la proporción de los gastos de unidades o departamentos de apoyo asignados al sistema de distribución (estos se distribuyen a generación, transmisión, distribución y alumbrado público y otros servicios regulados y no regulados). Se proyecta utilizando el método de actualización por

		índices, con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios definidos en la sección 3.1.2.
<i>GP</i>	=	Costos por Gestión Productiva. Son los costos en que incurren las áreas de apoyo y soporte del sistema de distribución para el desarrollo normal de su gestión técnica y administrativa. Estos costos no pueden ser asignados directamente al activo productivo, motivo por el cual se presentan el Estado de Resultados como parte del costo del servicio, pero en una línea individual. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
<i>Co</i>	=	Gastos por comercialización. Son los gastos asociados a la gestión comercial de la venta de electricidad a la totalidad de usuarios del servicio de distribución. Se incluye todos los gastos asociados al cobro, facturación, lecturas, servicio al cliente, entre otros. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
<i>Creg</i>	=	Canon regulación. Monto autorizado por la Contraloría General de la República (CGR), como pago por los servicios de regulación. Es la suma por concepto de canon de regulación y de calidad. Para su asignación, se considera la contribución porcentual de los ingresos de cada sistema respecto a los ingresos totales. Cuando sea necesario se considerará su actualización por vía extraordinaria.
<i>D</i>	=	Gasto por depreciación: monto resultante de aplicar el método de depreciación lineal según las tablas de depreciación establecidas por Aresep. Para cualquier otro caso en que no se encuentre la información requerida, para aplicar el método de depreciación lineal, se recurrirá a revisar las tablas equivalentes del Ministerio de Hacienda y en último caso las especificaciones técnicas de la casa fabricante del activo en cuanto a vida útil y valor de rescate (ver sección 3.1.2).
<i>Pa</i>	=	Gastos por partidas amortizables. Corresponde a software y licencias según la vida útil, tiempo en uso y monto de adquisición. En general, considera la amortización de intangibles (ver sección 3.1.2).
<i>GPer</i>	=	Gastos por pérdidas de retiros de activos. En esta cuenta se registran las pérdidas incurridas al retirar un activo productivo (sección 3.1.2 y 5.3.2).
<i>INC</i>	=	Gasto por incobrables. Se utiliza el porcentaje técnicamente reconocido por la Aresep en el acuerdo 006-001-2002 o, el que se determine mediante un estudio técnico actualizado y avalado por Aresep. Sin embargo, el operador debe realizar la justificación técnica del porcentaje solicitado y presentar toda la información pertinente (ver sección 3.1.2).
<i>SG</i>	=	Gasto por seguros. En esta cuenta se registran los contratos de seguros (ver sección 3.1.2).
<i>AR</i>	=	Gasto por Arrendamientos. Monto total de los gastos por ese concepto, según los contratos vigentes. En lo que respecta a mecanismos de financiamiento no tradicional de proyectos, éstos serán reconocidos según lo establecido en el artículo 31 de la Ley 7593 (ver sección 3.1.2).

La proyección de los costos indicados anteriormente se realiza mediante dos tipos de métodos: (i) actualización de índices local o externo, según el origen del gasto correspondiente para la mayoría de los rubros de gasto; o (ii) utilizando criterios específicos para algunos rubros en particular, según se detalla en las secciones subsiguientes.

Aresep revisará y validará la justificación presentada por el operador para cada una de las cuentas, así como, el análisis histórico de cada uno de los rubros incluidos en éstas. Para toda la información anterior, se utiliza el último estado financiero auditado o disponible del operador o cualquier otro tipo de información que disponga la Intendencia mediante un sistema de Contabilidad Regulatoria.

3.1 Metodología de proyección de costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

Los costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización son proyectados según el método de actualización por índices indicado en la presente metodología (ver sección 3.1.1). Pueden proyectarse aumentos superiores al generado por la actualización por índices, siempre y cuando se adjunte una debida justificación técnica y financiera detallada al respecto y relacionada con el servicio público que se está tarifando, la cual debe ser validada por Aresep.

La desagregación de las cuentas de *OyM*, *Admin* y *Co* debe ser al menos como la utilizada para carácter presupuestario, es decir, debe contener: remuneraciones, servicios, materiales y suministros, transferencias y contables. Estas cuentas se desagregaran en sus respectivos rubros, hasta tanto la Aresep no defina un listado de cuentas comunes para todas las empresas distribuidoras.

La actualización por índices de precios planteada en la sección 3.1.1 no aplica para la cuenta de remuneraciones, contratos a terceros u otros rubros a los que pueda reconocérseles un índice específico de actualización emitido por la entidad pública correspondiente.

3.1.1 Actualización por índices de gastos de operación, mantenimiento, administrativo y comercialización:

Las actualizaciones se realizan utilizando el índice que mejor se ajusten al gasto que se está analizando, lo cual deberá ser justificado y obedecer a una variación de éstos en el tiempo.

Según la naturaleza de la cuenta, se podrá aplicar tres tipos de actualizaciones, uno totalmente local, uno totalmente externo o uno que sea una combinación de componente local y externo, que dependerá de las proporciones de cada uno de los anteriores en el gasto que se desea actualizar.

Índice de actualización local

Se aplica cuando los gastos se efectúan dentro del país y no son afectados por variaciones del tipo de cambio o inflación externa. El factor de actualización local se obtiene según la siguiente fórmula:

$$FA_L = \frac{IPP_{L,t+1}}{IPP_{L,t}} \quad (\text{Fórmula 19})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
t	=	Período anterior al del ajuste tarifario.
FA_L	=	Factor de actualización local para el periodo $t+1$.
$IPP_{L,t+1}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios local, estimado promedio del periodo $t+1$.
$IPP_{L,t}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios local del año anterior. Obtenido como una media aritmética simple del índice de precios mensual del periodo t .
L	=	Local

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. Los valores reales utilizados serán los publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC). En otros casos se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de actualización externo

Se aplica el factor de actualización externo cuando los rubros de los gastos estén vinculados con compras en el exterior o que tengan un alto componente externo, en este caso el factor pondera la variación en el tipo de cambio (colones se deben convertir a dólares) y la inflación externa. El cálculo se realiza de la siguiente forma:

$$FA_E = \left[\frac{IPP_{E,t+1}}{IPP_{E,t}} \right] * \frac{Tcve_{t+1}}{Tcv_t} \quad (\text{Fórmula 20})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
t	=	Período anterior al del ajuste tarifario.
FA_E	=	Factor de actualización externo para el periodo $t+1$.
$IPP_{E,t+1}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios promedio externo estimado, para el año $t+1$.
$IPP_{E,t}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice externo del año anterior. Obtenido como una media aritmética simple del índice de precios mensual del periodo t .
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondiente al periodo $t+1$.
Tcv_t	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los 12 meses disponibles del periodo t .
E	=	Externo

Para el índice de precios externo se recurrirá a los índices de precios de los Estados Unidos de Norteamérica, los datos se toman de la página web del Bureau of Labor Statistic (<http://www.bls.gov>) de los Estados Unidos de Norteamérica. Se seleccionará el índice de precios representativo de los gastos que se actualizan, para lo cual se deberá aportar la respectiva justificación técnica. Para la proyección se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de actualización compuesto:

Los índices de actualización calculados anteriormente son ponderados de acuerdo con la participación relativa del componente local y externo de gasto estimado mediante la siguiente fórmula:

$$IAC = (FA_L * \%Lg) + (FA_E * \%Eg) \quad (\text{Fórmula 21})$$

Donde:

IAC	=	Índice de actualización compuesto.
FA_L	=	Factor de actualización local.
$\%Lg$	=	Participación relativa del componente local de gastos.
FA_E	=	Factor de actualización externo.
$\%Eg$	=	Participación relativa del componente externo de gastos.
L	=	Local.
E	=	Externo.

El operador definirá el porcentaje de participación relativa entre el componente interno y externo, para lo cual, en cada caso, periódicamente deberá realizar las actualizaciones correspondientes de estos componentes e indicar los criterios empleados en la ponderación y adjuntar la respectiva justificación técnica.

3.1.2 Criterio para la actualización de gastos particulares

Para los siguientes rubros se utiliza un método de actualización distinto al definido en la sección 3.1.1. Los criterios utilizados para su cálculo son los siguientes:

- **Gastos por Compras de energía y potencia total (CEP):** En general las compras de energía y potencia se proyectan según la metodología utilizada para proyectar las ventas de energía (ver sección 2.1.3). Se obtiene como la suma de las compras de energía y las compras por potencia, de la siguiente manera:

$$CEP = CE + CP \quad (\text{Fórmula 22})$$

Donde:

CEP	=	Gasto total por compras de energía y potencia total.
CE	=	Gasto por compras de energía estimados para $t+1$ con la tarifa vigente de generación (ver fórmula 23).
CP	=	Gasto por compras de Potencia estimados para $t+1$ con la tarifa vigente de generación (ver fórmula 24).

- **Gasto por compras de energía (CE):** El monto por concepto de compras de energía, se obtiene multiplicando la cantidad de energía por periodo horario o temporada por la tarifa vigente por periodo horario, de la siguiente manera:

$$CE = \sum_{ph,tm=1}^k \sum_{i=1}^n VHT_{t+1,i,ph,tm} * TG_{i,ph,tm} \quad (\text{Fórmula 23})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
CE	=	Compras de energía estimados para $t+1$ con la tarifa vigente de generación.
$VHT_{t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas Totales de Energía estimadas por período horario y temporada, estimadas para el período $t+1$ (ver fórmula 23.1).
$TG_{i,ph,tm}$	=	Tarifa de generación vigente, por periodo horario y temporada.
ph	=	Periodos horarios (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporadas (alta o baja).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
k	=	Cantidad de periodos horarios o temporadas definidos en el pliego tarifario.

Las ventas totales de energía estimadas, por período horario y temporada, se obtienen al multiplicar el peso o porcentaje correspondiente para cada periodo horario y temporada por la energía total vendida estimada. Procediendo de la siguiente manera:

$$VHT_{t+1,i,ph,tm} = \sum_{s=1}^m ET_{kWh,t+1,s,i} * \%P_{ph,tm} \text{ (fórmula 23.1)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$VHT_{t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas Totales de Energía mensuales por período horario ph y temporada tm , estimadas para el período $t+1$.
$ET_{kWh,t+1,s,i}$	=	Energía total vendida estimada. Se refiere al total estimado de ventas de energía en kWh, de la tarifa s , para el mes i del periodo $t+1$ (ver fórmula 12).
$\%P_{ph,tm}$	=	Porcentaje correspondiente según el periodo horario y temporada (ver fórmula 23.2).
ph	=	Periodos horarios (punta, valle, nocturno).
tm	=	Temporadas (alta o baja).
i	=	Índice de mes.
s	=	Índice de tarifa.
m	=	Cantidad de tipos de tarifa existentes de acuerdo al pliego tarifario.

La estimación de ventas totales se distribuye por periodo horario y temporada, tanto para potencia como para energía y para esto se utilizan los datos reales para los 12 meses anteriores que se encuentren disponibles al momento de realizar el estudio de fijación tarifaria. La distribución por periodo horario para energía (kWh) se obtiene como el peso que tiene cada periodo horario sobre el total de energía, de la siguiente manera:

$$\%P_{ph,tm} = \frac{VRE_{ph,tm}}{\sum_{ph,tm}^k VRE_{ph,tm}} \text{ (fórmula 23.2)}$$

Donde:

$\%P_{ph,tm}$	=	Porcentaje de las ventas correspondiente al periodo horario ph y temporada tm .
$VRE_{ph,tm}$	=	Ventas de energía reales del operador por período horario y temporada en el periodo t .
ph	=	Periodos horarios (punta, valle, nocturno).
tm	=	Temporadas (alta o baja).
k	=	Cantidad de periodos horarios o temporadas definidos en el pliego tarifario.

- **Gasto por compras de potencia (P).** Se determina de la siguiente manera:

$$CP = \sum_{ph,tm,i=1}^{k,n} kW_{i,ph,tm} * TG_{i,ph,tm} \quad (\text{Fórmula 24})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
CP	=	Gasto por compras de Potencia estimados para $t+1$ con la tarifa vigente de generación.
$kW_{i,ph,tm}$	=	Demanda máxima de potencia por periodo horario o temporada para $t+1$ (ver fórmula 24.1)
$TG_{ph,tm}$	=	Tarifa de generación vigente por KW por periodo horario o temporada.
ph	=	Periodos horarios (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporadas (alta o baja).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
k	=	Cantidad de periodos horarios o temporadas definidos en el pliego tarifario.

La energía (kWh) ya distribuida por periodo horario se utiliza para tener como resultado la potencia estimada por periodo horario, esto realizando el cociente de la energía por periodo y el resultado obtenido de multiplicar el factor de carga por las horas por mes, según sea el periodo horario, de la siguiente forma:

$$kW_{i,ph,tm} = \frac{VHT_{t+1,i,ph,tm}}{COP_{ph,tm}} \quad (\text{fórmula 24.1})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$kW_{i,ph,tm}$	=	Potencia estimada por mes i de $t+1$ por periodo horario y temporada.
$VHT_{t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas Totales de Energía estimadas por período horario y temporada, estimadas para el período $t+1$ (ver fórmula 23.1)
$COP_{ph,tm}$	=	Componente para obtener potencia (ver fórmula 24.2).
ph	=	Periodos horarios (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporadas (alta o baja).
i	=	Índice de mes

El componente para obtener potencia, se obtiene multiplicando el factor de carga por la cantidad de horas en un mes según sea el periodo horario o la temporada, de la siguiente manera:

$$COP_{ph,tm} = FC_{ph,tm} * 30 * H_{ph,tm} \text{ (fórmula 24.2)}$$

Donde:

$COP_{ph,tm}$	=	Componente para obtener potencia, para el periodo horario ph y temporada tm .
$FC_{ph,tm}$	=	Factor de carga, por periodo horario o temporada (ver fórmula 24.3)
$H_{ph,tm}$	=	Horas, por periodo horario o temporada.
ph	=	Periodo horario (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporada (alta o baja).
30	=	Número de días al mes.

Para distribuir la potencia entre los periodos horarios se requiere tanto la energía real vendida en cada periodo horario como de la demanda máxima en cada periodo. Con la información anterior se obtiene un factor de carga, que es el resultado de dividir la energía vendida, según el periodo, por la demanda máxima, por periodo, multiplicado por la cantidad de horas al año correspondientes según el periodo horario y temporada.

$$FC_{ph,tm} = \frac{VRE_{ph,tm}}{DM_{ph,tm} * 365 * H_{ph,tm}} \text{ (fórmula 24.3)}$$

Donde:

$FC_{ph,tm}$	=	Factor de carga, por periodo horario o temporada.
$VRE_{ph,tm}$	=	Ventas de energía reales. Son las ventas de energía reales obtenidas del operador por período horario y temporada.
$DM_{ph,tm}$	=	Demanda máxima anual, por período horario y temporada.
H	=	Horas.
ph	=	Periodos horarios (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporadas (alta o baja).
365	=	Número de días del año.

Finalmente, las compras de energía y potencia pueden provenir de:

- **Compras de energía al ICE (CE_{ICE}).** Se determinan de la siguiente manera

$$CE_{ICE,t+1,i} = \left(\frac{\sum_{s=1}^m ET_{kWh,t+1,s,i}}{1-\%Per} - GenP_i - CEOG_i \right) \text{ (Fórmula 25)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
-------	---	---

$CE_{ICE,t+1,i}$	=	Compras al ICE totales estimadas en el mes i del periodo $t+1$ (KWh).
$ET_{kWh\ t+1,s,i}$	=	Energía total vendida estimada. Se refiere al total estimado de ventas de energía en kWh, de la tarifa s , para el mes i del periodo $t+1$ (ver fórmula 12).
$\%Per$	=	Porcentaje de pérdidas, se toma el valor promedio de la industria (ver fórmula 26)
$GenP_i$	=	Generación propia, en el mes i , se calcula como se indica más abajo.
$CEOG_i$	=	Compras de energía a otros generadores en el mes i , se calcula como se indica más abajo.
i	=	Índice de mes.
s	=	Índice de tarifa
m	=	Cantidad de tarifas existentes en el pliego tarifario.

- ✓ **% Pérdidas (%Per):** Se refiere a las pérdidas de distribución. Se utiliza como máximo el promedio del porcentaje de pérdidas de la industria para los últimos 2 años. El porcentaje de pérdida para cada año se calcula como el cociente entre la disponibilidad de energía (es la energía total requerida por el sistema de distribución más las pérdidas del sistema de distribución y es igual a la generación propia más las compras de energía) de las 8 empresas distribuidoras menos el total de energía vendida de las 8 empresas distribuidoras entre la disponibilidad de energía de las 8 empresas distribuidoras. De la siguiente manera:

$$\%Per = \frac{\text{Disponibilidad} - \text{Venta totales Reales}}{\text{Disponibilidad}} \quad (\text{Fórmula 26})$$

- **Generación propia (GenP_i):** Se estima utilizando la serie de tiempo (histórico) de la energía producida, por planta y mes. Esta serie histórica se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas (se selecciona la que brinde mejor bondad de ajuste). Se utiliza la serie desde enero del año 2000, siempre y cuando no presenten un cambio estructural evidente o la serie histórica para la que se encuentran datos disponibles. Para las plantas nuevas o con menos de 12 meses de entrada en operación se establece la proyección considerando las estimaciones presentadas por la empresa y justificadas mediante estudio técnico, las cuales serán valoradas por la Aresep.

Estas estimaciones pueden ser ajustadas por factores técnicos debidamente justificados.

- **Compras de energía a otros generadores (CEOG_i):** Se estima utilizando la serie de tiempo (histórico) de la generación producida, por planta y mes. Esta serie histórica se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas (se selecciona la que brinde mejor bondad de ajuste). Se utiliza la serie desde enero del año 2000, siempre y cuando no presenten un cambio estructural evidente o la serie histórica para la que se encuentran datos disponibles. Para

las plantas nuevas o con menos de 12 meses de entrada en operación se establece la proyección considerando las estimaciones presentadas por la empresa y justificadas mediante estudio técnico, las cuales serán valoradas por la Aresep. En el caso de las cooperativas, se encuentra establecido el porcentaje correspondiente a cada una de ellas de la producción de Conelétricas, como proporción al capital accionario de cada una, así como PH Cubujuquí.

Estas estimaciones pueden ser ajustadas por factores técnicos debidamente justificados.

Las unidades estimadas se multiplican por la tarifa vigente.

$$GCEOG = CEOG * TGOG \quad (\text{Fórmula 27})$$

Donde:

$GCEOG$ = Gasto en compras de energía comprada a otros generadores.

$CEOG$ = Compras de energía a otros generadores en kWh.

$TGOG$ = Es la tarifa de generación para el generador correspondiente.

- **Peaje:** Se estima como las unidades físicas transportadas por las líneas de transmisión del ICE multiplicadas por la tarifa vigente aprobado para éste sistema.
- **OyM, Administrativos y Comercialización:** Para la proyección se utiliza el índice de precios que mejor se adapte al gasto o costo específico que se esté estimando. Todos los costos y gastos deben ser justificados, independientemente de su comportamiento. Para los costos o gastos que sean no recurrentes, se verifica que en realidad lo sean y que estén justificados, si la justificación aportada por la empresa no demuestra su relación con el servicio, se excluyen. Las partidas no recurrentes deben ser claramente identificadas en la propuesta tarifaria.
 - **Gastos por salarios.** Incluye los montos por remuneraciones salariales y las cargas sociales asociadas. Se calcula según el decreto de salarios mínimos o la política salarial que disponga la empresa. Esta última debe ser aportada por la empresa y justificarse técnica y financieramente. Las empresas reguladas deben presentar el rubro de salarios (salarios base y sus componentes), y las cargas sociales separados en el estado de resultados tarifario. Además, deberán de presentar la conciliación de salarios con los reportados a la CCSS. Si estos registros afectan a otros sectores, debe aportarse información para estos.
 - **Nuevas contrataciones.** El tope máximo del crecimiento de la planilla estará definido por el porcentaje de crecimiento de las ventas en unidades físicas del servicio regulado, su área de cobertura y número de usuarios. El incremento a reconocer como plazas nuevas se obtiene del producto de la cantidad de empleados existente multiplicada por el porcentaje de crecimiento del servicio regulado. Para calcular el salario que se aplicará a esas plazas nuevas, se tomara la media aritmética simple del salario correspondiente a los nuevos puestos solicitados en el estudio tarifario. En el caso de que exista un decrecimiento en las ventas en unidades físicas del servicio regulado, se podrán incluir plazas nuevas en el cálculo tarifario sujeto a la presentación de la respectiva justificación técnica, la cual será analizada por la Aresep.

- **Contratos a terceros.** Se incorpora una vez que se justifique y demuestre la razonabilidad del monto indicado en el contrato, y se valoran los pagos establecidos con base en criterios técnicos y las fórmulas de ajuste. En estos casos, se revisa el contrato aportado, su vigencia, la forma de las actualizaciones y los montos. De lo contrario, se mantiene el mismo valor del año base utilizado en la estimación tarifaria.
- **Gastos administrativos:** La empresa debe de aportar la propuesta debidamente justificada que contenga los diferentes conductores para la distribución del gasto, de lo contrario Aresep definirá la forma general de distribuir los costos para el análisis tarifario respectivo.

La empresa establecerá previamente una metodología justificada de distribución del gasto, en la cual utilizará distintos conductores según la naturaleza de la partida, entre ellos:

1. Ingresos
2. Cantidad de funcionarios
3. Metros de área utilizados
4. Salario de la mano de obra
5. Demanda de servicios
6. Nivel económico de adquisición de bienes y servicios
7. Otros

Cualquier otro conductor de distribución de gasto que empleen los operadores deberá ser justificado mediante un estudio técnico y avalado por la Aresep.

- **Gasto por seguros (SG):** Las empresas deben adjuntar el detalle de activos asegurados, con las características de las pólizas. Las primas que se pagan por los seguros se proyectan según el promedio histórico de los 2 años calendario anterior a la presentación del estudio. Cualquier ajuste debe ser justificado técnicamente; y las obras que se pretenden asegurar deben estar contempladas en el Plan de Inversiones respectivo. En caso de existir obras nuevas, y reconociendo que el valor de las primas depende de las tarifas del ente asegurador, se proyecta mediante la razón entre el promedio de la prima obtenida de los últimos 2 años y el promedio del valor asegurado para el periodo de tiempo de referencia, tomando en cuenta las nuevas obras que técnicamente se justifiquen.
- **Gastos por incobrables (INC).** En el caso de aquella (s) empresa (s) en las que se haya reconocido con anterioridad, este rubro debe ir disminuyendo un 25% por año consecutivo hasta eliminarlo, caso contrario no se reconocen gastos por incobrables.
- **Gasto por depreciación (D):** Se debe utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, para lo cual, se considera el valor del activo y su valor residual; la base depreciable del activo se distribuye a lo largo de su vida útil, dicha proporción corresponde al gasto de depreciación en un periodo dado. La Aresep utiliza tablas de depreciación previamente aprobadas, las cuales deberán estar disponibles para los entes regulados. Para los activos que no se encuentran en las tablas de Aresep se utilizan las tablas del Ministerio de Hacienda disponibles en el “Reglamento a la Ley de Impuesto sobre la Renta” (Decreto N° 18455-H) y, en última instancia, se utilizan las indicaciones del fabricante. De la información aportada, debe ser posible identificar la depreciación por tipo de activo (ver fórmulas 39 y 42).
- **Gastos por partidas amortizables (Pa):** la empresa deberá de aportar la vida útil, el monto indicado y la fecha de adquisición del activo, así como, la justificación técnica de su comportamiento y su relación con el servicio que se está regulando. En el caso

que no se adjunte dicha información, se utilizará una vida útil de 3 años, siempre y cuando sea un tiempo razonable para el activo que se analiza.

- **Gastos por pérdidas de retiros de activos (GPer).** Este gasto se obtiene de la base tarifaria y corresponde a: los retiros al costo más los retiros revaluados, deduciendo la depreciación de los retiros al costo y la depreciación de los retiros revaluados. Esto según lo indicado en el apartado 5 de la sección VII.
- **Arrendamientos (AR).** Se establecen según los contratos vigentes y que entrarán en funcionamiento durante el periodo de análisis. El monto se obtiene de la siguiente manera:

$$AR = \sum_{pl,i=1}^{g,n} CU_{pl,i} + \sum_{pl,i=1}^{g,n} CU_{\$,pl,i} * Tcve_{t+1} \quad (\text{fórmula 28})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
AR	=	Monto por concepto de arrendamientos.
CU_{i}	=	Cuota. Se refiere a la cuota de arrendamiento mensual por planta.
$\$$	=	Expresa cifras indicadas en dólares.
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondientes al año $t+1$.
pl	=	Planta.
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
g	=	Cantidad de plantas arrendadas

4. RÉDITO PARA EL DESARROLLO

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

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

- Costo Promedio Ponderado del Capital (Weigh Average Cost of Capital, WACC por sus siglas en inglés)
- Modelo de Valoración de Activos de Capital (Capital Asset Pricing Model, CAPM por sus siglas en inglés)

4.1. Costo promedio del Capital:

El cálculo de la tasa de rédito para el desarrollo mediante el método del costo promedio ponderado del capital se realiza mediante la aplicación de la fórmula:

$$R_k = r_d * (1 - ti) * \frac{VD}{A} + k_e * \frac{VCP}{A} \quad (\text{Fórmula 29})$$

Donde:

R_k	=	Tasa de rédito para el desarrollo.
-------	---	------------------------------------

r_d	=	Costo del endeudamiento: valor de las obligaciones con costo financiero. Se obtiene del promedio ponderado de la tasa de interés de los pasivos con costo de la empresa con corte al último periodo contable del que se disponga información con el correspondiente detalle.
k_e	=	Costo del capital propio (ver fórmula 30).
t_i	=	Tasa impositiva. Se supone igual a cero (0), según acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999) o lo que en su momento disponga la Junta Directiva.
VD	=	Valor de la deuda. Se considera únicamente las obligaciones con costo financiero del sistema de distribución. Se obtiene del último estado financiero auditado disponible.
VCP	=	Valor del capital propio o patrimonio. Es el valor del patrimonio del sistema de distribución del último estado financiero auditado.
A	=	Definido como la sumatoria de la deuda más el patrimonio ($VD+VCP$), según el último estado financiero auditado.

4.1.1 Modelo de Valoración de Activos de Capital (modelo CAPM)

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

El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria. Se empleará para el cálculo del CAPM la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, de la Universidad de New York, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>. El CAPM se calcula mediante el siguiente procedimiento:

$$k_e = k_l + \beta_a * PR \quad (\text{Fórmula 30})$$

Donde:

k_e	=	Rentabilidad sobre los aportes de capital propio (Costo de capital propio).
K_l	=	Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.
β_a	=	Beta apalancada de la inversión. Es la co-varianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” ya que se ha ajustado para considerar que parte de la inversión se financia con deuda. En su cálculo se utiliza el beta desapalancado (β_d).
PR	=	Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.

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

$$\beta_a = \beta_d * \left(1 + (1 - ti) * \frac{VD}{VCP}\right) \quad (\text{Fórmula 30.1})$$

Donde:

β_a	=	Beta apalancada.
β_d	=	Beta desapalancada.
$\frac{VD}{VCP}$	=	Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero).
ti	=	Tasa impositiva. Es la tasa de impuesto sobre la renta.

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

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

Los valores para las variables indicadas en la fórmula 30, con excepción de la tasa libre de riesgo se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>.

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

- Relación entre deuda y capital propio ($\frac{VD}{VCP}$): Se estima con la fórmula $\frac{VD}{VCP} = Y/(1-Y)$, donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará los datos incluidos en la fórmula 29. El dato de apalancamiento podrá ser actualizado con base estudios técnicos avalados por la Autoridad Reguladora.

- Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta – la tasa marginal mayor – establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda.

a) Ajuste de la tasa de rédito para el desarrollo en casos para los cuáles la solicitud tarifaria es menor a un año

Cuando se realiza y analiza un estudio de fijación tarifaria para un período de tiempo menor a un año, la rentabilidad se ajustará de la siguiente manera:

$$R_{kr} = R_{k,v} * \left[\frac{12 - nm}{12} \right] + R_{k,e} * \left(\frac{nm}{12} \right) \quad (\text{Fórmula 31})$$

$$R_{kr} = R_{k,v} + (R_{k,e} - R_{k,v}) * \frac{nm}{12} \quad (\text{Fórmula 31.1})$$

Donde:

R_{kr}	=	Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.
$R_{k,v}$	=	Tasa de rédito al desarrollo con tarifas vigentes.
$R_{k,e}$	=	Tasa de rédito al desarrollo estimada, obtenida de acuerdo a lo establecido en el apartado 4 de la sección VII.
nm	=	Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes.

5. BASE TARIFARIA

La base tarifaria se calcula como sigue:

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

Donde:

BT	=	Base tarifaria.
$AFNORP$	=	Activo fijo neto en operación revaluado promedio (ver fórmula 33).
CT	=	Capital de trabajo (ver fórmula 45).

5.1 Activo fijo neto en operación revaluado promedio

El activo fijo neto en operación revaluado promedio, se obtiene como una media aritmética simple del a-) activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo t y; b-) el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de diciembre del periodo $t+1$.

$$AFNORP = \frac{AFNOR_t + AFNOR_{t+1}}{2} \quad (\text{Fórmula 33})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$AFNOR_t$	=	Activo fijo neto en operación revaluado del periodo t (ver fórmula 34).
$AFNOR_{t+1}$	=	Activo fijo neto en operación revaluado estimado del periodo $t+1$ (ver Fórmula 35).

La empresa tiene la obligación de valorar sus activos tal como lo establece la normativa vigente (NIIF), considerando el valor razonable de estos. En los casos que la aplicación de las formulas del apartado 5.1.1 y 5.1.2 del Activo fijo neto en operación revaluado, muestre saldos que superan de forma significativa el valor razonable del activo, se debe de revelar adecuadamente en los estados financieros e informar a la Intendencia de Energía, así como, proceder a realizar el ajuste en libros que corresponda para corregir las desviaciones que surjan entre el valor revaluado y el valor razonable.

Esta fórmula se utiliza para determinar la base tarifaria en las solicitudes de ajuste tarifario que se presentan a la Intendencia de Energía, las formas de cálculo de sus variables podrían modificarse cuando entre en vigencia la contabilidad regulatoria.

5.1.1 Activo fijo neto en operación revaluado en el periodo t ($AFNOR_t$)

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

$$AFNOR_t = (AFC_t + AFR_t) - (DC_t + DR_t) \quad (\text{Fórmula 34})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$AFNOR_t$	=	Activo fijo neto en operación revaluado del periodo t .
AFC_t	=	Total de activos fijos al costo del servicio de distribución eléctrica, para el periodo t .
AFR_t	=	Total de activos fijos revaluados del servicio de distribución eléctrica, para el periodo t .
DC_t	=	Depreciación del activo al costo, para el periodo t .
DR_t	=	Depreciación acumulada de los activos revaluados para el periodo t .

5.1.2 Activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo $t+1$ ($AFNOR_{t+1}$).

Para el cálculo del activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo $t+1$, se procede de la siguiente manera:

$$AFNOR_{t+1} = (AFC_{t+1} + AFR_{t+1}) - (DC_{t+1} + DR_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 35})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- $AFNOR_{t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado del periodo $t+1$.
- AFC_{t+1} = Total de activos fijos al costo del servicio de distribución eléctrica, para el periodo $t+1$ (ver fórmula 35.1).
- AFR_{t+1} = Total de activos fijos revaluados, para el periodo $t+1$ (ver fórmula 35.2).
- DC_{t+1} = Depreciación del activo al costo, para el periodo $t+1$ (ver fórmula 39).
- DR_{t+1} = Depreciación acumulada de los activos revaluados, para el periodo $t+1$ (ver fórmula 42).

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

$$AFC_{t+1} = AFC_t + AD - RA_{cto} \pm TA_{cto} \text{ (Fórmula 35.1)}$$

Donde:

- t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- AFC_{t+1} = Activo fijo al costo del periodo $t+1$.
- AFC_t = Activo fijo al costo del periodo t .
- AD = Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico del plan de inversiones respectivo (ver sección 5.3.1).
- RA_{cto} = Retiro de activos al costo (ver sección 5.3.2 referente a los criterios para el retiro de activos).
- TA_{cto} = Traslado de activos al costo.
- cto = Al costo

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

$$AFR_{t+1} = AFR_t - RA_r \pm TA_r + Rev \text{ (Fórmula 35.2)}$$

Donde:

- t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El

		valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
AFR_{t+1}	=	Activo fijo revaluado del periodo $t+1$.
AFR_t	=	Activo fijo revaluado del periodo t .
RA_r	=	Retiros de activos revaluado.
Rev	=	Revaluación de activos del periodo $t+1$ (ver fórmula 35.3).
TA_r	=	Traslado de activos revaluados.
r	=	Revaluado

■ Revaluación de activos:

El procedimiento seguido para la revaluación de activos es el siguiente:

$$Rev = IR * [(AFC_t + AFR_t - RA_{cto} - RA_r) \pm (TA_{cto} + TA_r)] \quad (\text{Fórmula 35.3})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
IR	=	Índice de revaluación. Se refiere al índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.
AFC_t	=	Activo fijo al costo, periodo t .
AFR_t	=	Activo fijo revaluado, periodo t .
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.
cto	=	Al costo.
r	=	Revaluado.

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

Índice de revaluación componente local:

$$IR_L = \left(\frac{IPCR_{t+1}}{IPCR_t} - 1 \right) * (\% C_L) \quad (\text{Fórmula 36})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación arifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
IR_L	=	Índice de revaluación de activos local.
$IPCR_t$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del periodo t .

$IPCR_{t+1}$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del $t+1$.
L	=	Local.
$\% C_L$	=	Porcentaje de componente del gasto local.

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

$$IR_E = \left(\frac{IPUSA_{t+1} * Tcve_{t+1}}{IPUSA_t * Tcv_t} - 1 \right) * (\% C_e) \quad (\text{Fórmula 37})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
IR_E	=	Índice de revaluación de activos externo.
$IPUSA_t$	=	Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre de periodo t .
$IPUSA_{t+1}$	=	Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del periodo $t+1$.
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondiente a diciembre del periodo $t+1$.
Tcv_t	=	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 t .
$\% C_e$	=	Porcentaje de componente del gasto externo.
E	=	Externo.

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:

$$IR_{com} = IR_L + IR_E \quad (\text{Fórmula 38})$$

Donde:

IR_{com}	=	Índice de revaluación compuesto.
IR_L	=	Índice de revaluación de activos local.
IR_E	=	Índice de revaluación de activos externo.
L	=	Local.
E	=	Externo.
Com	=	Compuesto.

- Depreciación al costo (DC_{t+1}):

$$DC_{t+1} = DC_t - RD_{cto} + Dep \pm TD_{cto} \quad (\text{Fórmula 39})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
DC_{t+1}	=	Depreciación al costo, periodo $t+1$.
DC_t	=	Depreciación al costo, periodo t .
RD_{cto}	=	Retiro de activos depreciados al costo.
Dep	=	Depreciación (ver fórmula 40).
TD_{cto}	=	Traslados depreciados al costo.
cto	=	Al costo

$$Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}] \quad (\text{Fórmula 40})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
Dep	=	Depreciación.
TDA	=	Tasa de depreciación del activo (ver fórmula 41).
AFC_t	=	Activo fijo al costo del periodo t .
AD	=	Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico (ver sección 5.3.1).
RA_{cto}	=	Retiro de activos al costo.
TA_{cto}	=	Traslado de activos al costo.
cto	=	Al costo

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:

$$TDA = \frac{100 - VAR}{VU} \quad (\text{Fórmula 41})$$

Donde:

TDA	=	Tasa de depreciación del activo
VAR	=	Valor de rescate
VU	=	Vida útil

- Depreciación acumulada revaluada (DR_{t+1}):

$$DR_{t+1} = DR_t - RA_{DR} + Dep_r + Rev_{dr} \pm TA_{dr} \text{ (Fórmula 42)}$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
DR_{t+1}	=	Depreciación acumulada revaluada del periodo $t+1$.
DR_t	=	Depreciación revaluada del periodo t .
RA_{dr}	=	Retiro de activos depreciados revaluados.
Dep_r	=	Depreciación revaluada (ver fórmula 43).
Rev_{dr}	=	Revaluación de la depreciación revaluada.
TA_{dr}	=	Traslado de activos depreciados revaluados.
r	=	Revaluado.

Calculo de la depreciación revaluada

$$Dep_r = TDA * [AFR_t - (0,5 * RA_r) \pm TA_r] \text{ (Fórmula 43)}$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
TDA	=	Tasa de depreciación del activo.
AFR_t	=	Activo fijo revaluado, del periodo t .
RA_r	=	Retiros de activos revaluado.
TA_r	=	Traslado de activos revaluados.
r	=	Revaluado.

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

$$Rev_{dr} = IR * [DC_t + DR_t - (RD_{cto} + RA_{dr}) \pm (TD_{cto} + TA_{dr})] \text{ (Fórmula 44)}$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
Rev_{dr}	=	Revaluación de la depreciación revaluada.
IR	=	Índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.
DC_t	=	Depreciación al costo del periodo t .
DR_t	=	Depreciación revaluada del periodo t .
RD_{cto}	=	Retiro de activos depreciados al costo.
RA_{dr}	=	Retiro de activos depreciados revaluados.
TD_{cto}	=	Traslados depreciados al costo.
TA_{dr}	=	Traslado de activos depreciados revaluados.
cto	=	Al costo

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 ($AFNOR_{t+1}$). Se analiza y considera:

- El Plan de Inversiones vigente.
- La capacidad de ejecución del Plan de Inversiones histórica de la Institución.
- 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 activos deben responder a dos criterios: **útiles** para la prestación del servicio y que efectivamente se utilicen en la misma (**utilizable**).

5.2. Capital de trabajo

El capital de trabajo se estima como el período medio de cobro multiplicado por el efectivo requerido de operación por día (gastos de operación, mantenimiento y administración menos las depreciaciones, las partidas amortizables, los gastos por pérdidas de retiros de activos, las compras de energía y los gastos por peaje, todo eso dividido entre 360), de la siguiente manera:

$$CT = \left[\left(\frac{Cx}{I_v} \right) * 360 \right] * \frac{(COMA - D - Pa - GPer - CEP - Peaje)}{360} \quad (\text{Fórmula 45})$$

Donde:

CT	=	Capital de trabajo.
Cx	=	Promedio de las cuentas por cobrar de los últimos 3 periodos anuales auditados de los estados financieros.
I_v	=	Ingreso por ventas de energía y potencia a usuarios (ver fórmula 10).
$COMA$	=	Costos de operación, mantenimiento y administración (según apartado 3 de la sección 3, ver fórmula 18).
D	=	Gasto por depreciación de activos.
Pa	=	Gastos por partidas amortizables.
$GPer$	=	Gastos por pérdidas de retiros de activos.

CEP = Gastos por compra de energía y potencia.
Peaje = Gastos por peaje.

El periodo medio de cobro es el resultado del cociente entre las cuentas por cobrar y los ingresos por venta, el número de días a utilizar no debe ser superior al promedio de la industria. En aquellas empresas que dispongan de un número de días menor al promedio, este será utilizado.

5.3 Inversiones

El Plan de Inversiones debe ser presentado según el formato de clasificación de activos establecido por la Intendencia de Energía y clasificadas en micro y macro inversiones y las sub-clasificaciones correspondientes. Adicionalmente, se debe justificar la concordancia del Plan de Inversiones con el Plan Nacional de Desarrollo (PND) y el Plan Nacional de Energía (PNE), cuando corresponda.

Se analiza que las inversiones solicitadas tengan una justificación técnica y financiera razonable y que éstas tengan un impacto positivo en la calidad y continuidad del servicio, por ejemplo:

- Las obras de expansión deben justificarse en relación con el crecimiento de la demanda, resultado de evaluaciones de causas de deficiencias de calidad o bien de cumplir con la maximización del grado de cobertura.
- Las conversiones de voltaje se deben justificar por crecimiento de la demanda o por el resultado de evaluaciones de causas de deficiencias de calidad.
- Las obras de instalación de reguladores o de capacitores deben sustentarse en estudios de calidad de la tensión de redes primarias.
- Las obras de instalación de re-conectores se deben justificar del análisis de los indicadores de continuidad.

También se analiza la razonabilidad de los precios de cada una de las obras incluidas. Los montos de inversión avalados por Aresep serán los montos de adición de activos utilizados para calcular el activo fijo neto. Se podrán adicionar la totalidad de los activos reconocidos en las inversiones en cada año, si el promedio del porcentaje de ejecución es un 100%.

5.3.1 Determinación de las adiciones.

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

$$\text{Adiciones} = \text{Inversiones Reconocidas capitalizadas en el año } t + 1$$

$$\text{Inversiones Reconocidas} = \text{Inversiones} * \text{Porcentaje de ejecución (Fórmula 46)}$$

Determinación del Porcentaje de ejecución

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. El porcentaje de ejecución promedio tiene un tope de un 100%.
5. 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.
6. 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 deberá realizar visitas de campo a los diferentes proyectos, con el propósito de verificar montos, ejecución y año de aprobación.

A las adiciones reconocidas se le aplica una actualización por índices según el procedimiento establecido en la sección 3.1.1. Esto se utiliza cuando los precios de las unidades constructivas están referenciados a un año distinto al que se analiza la solicitud tarifaria.

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.

5.3.2 Determinación de los retiros

Los retiros de activos que se registren deben coincidir en monto y justificación con los incluidos en el apartado 3 de la sección VII, fórmula 18.

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

- Las empresas están en la obligación de depurar la base tarifaria, para ello deben presentar en cada estudio tarifario el detalle de activos retirados del sistema eléctrico, clasificados por remplazo, deterioro, obsolescencia, traslados u otros.
- En el caso que exista una prevención o disposición que instruya la presentación de los retiros de activos e información relacionada a esta y la empresa no cumple las mismas, la IE tiene la potestad de no aceptar los saldos de los activos, dado que el regulado omite este dato considerado relevante en el cálculo de la base tarifaria.
- Cuando no media prevención o disposición en relación al tema, existe el criterio de aplicar un porcentaje similar a la depreciación para cada grupo de activos, por concepto de retiro de activos, tanto en los valores al costo como revaluado.
- 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 la partida de gasto por concepto de “pérdida por retiro de activos”. Este gasto debe ser congruente con los saldos que reflejan los activos retirados del sistema eléctrico 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 será 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.

5.4 Criterios para la clasificación de activos del servicio de distribución eléctrica.

Para efectos de uniformidad en el manejo ingenieril y contable, se considerará los criterios establecidos mediante Resolución emitida por la Aresep en relación a la clasificación, categorías y formato de presentación de los activos.

6. OTRAS CONSIDERACIONES

Toda la información requerida para aplicar la presente metodología será solicitada a las empresas mediante resolución motivada de la Intendencia de Energía.

Anexo 1. Glosario de términos relevantes

Término	Concepto
Activo fijo neto en operación	Valor neto de la inversión, valuada a su valor razonable, en el momento de la revaluación, 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 la suma del activo fijo neto en operación y el capital de trabajo neto.
Canon	Es la fuente de financiamiento del ente regulador. En el caso de Aresep, el canon lo recaudan 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	El capital de trabajo tarifario (en base tarifaria) no considera los pasivos, solo el promedio de cobro y los costos diarios. Es la inversión promedio en activos circulantes que no es financiada mediante pasivos circulantes promedio del período de estudio.
Comercialización eléctrica	Proceso cuyo objetivo es hacer llegar los bienes desde el productor al consumidor. Involucra actividades como cobro, facturación, lecturas, servicio al cliente, entre otros.
Costo	Erogación o desembolso, o la obligación de incurrir en ellos, identificados con mercancías o servicios adquiridos.
Costos de operación	Gastos en que se incurre en el curso ordinario de la prestación de un servicio y su ocurrencia está directamente relacionada con este.

Término	Concepto
Costos directos	Son aquellos costos que se pueden atribuir fácilmente a la producción de cada producto o servicio prestado.
Costos indirectos	Son aquellos gastos que no se pueden identificar razonablemente con cada producto ofrecido o servicio prestado, sino a una actividad general, de manera que deben asignarse a dichos productos o servicios sobre una base técnica de distribución adecuada.
Costo no recurrente	Son todos aquellos costos en que se incurre cuando menos cada dos años y que, por su naturaleza, no son considerados costos de operación o recurrentes.
Costos recurrentes	Son todas aquellas erogaciones que se generan regularmente, año tras año.
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.
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.
Distribución eléctrica	Servicio que permite el suministro de energía eléctrica, desde la subestación hasta los usuarios finales. El consumo de energía eléctrica se mide en kilovatios hora (kWh).
Estudio tarifario	Trámite de análisis económico, financiero y contable que realiza la Aresep sobre cada servicio público regulado.
Fórmulas tarifarias	Procedimiento de cálculo contable, financiero, económico, matemático, estadístico, ecológico, ambiental, de infraestructura y depreciación de los sistemas que se involucran en la metodología tarifaria.
Índice de precios	Es un indicador económico que muestra la variación en los precios de un conjunto de bienes y servicios determinado. 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.
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.
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 ordinaria	Metodología tarifaria en cuya aplicación se utiliza el procedimiento de fijación ordinario definido en la Ley 7593.

Término	Concepto
Modelo de costo promedio ponderado de capital (WACC)	Promedio del costo del capital propio de una empresa y del costo de la deuda después de impuestos, ponderado por la fracción del valor de la empresa que corresponde a capital propio y deuda, respectivamente.
Modelo de valuación de activos de capital (CAPM)	Costo de los recursos propios de una empresa, que se obtiene sumando la rentabilidad que proporciona la inversión en un activo libre de riesgo y la prima por invertir en activos con riesgo.
Multas	Sanción administrativa que consiste en la obligación de pagar una cantidad determinada de dinero por incumplimiento en alguna de las obligaciones establecidas para los operadores.
Nivel tarifario	Instrumento utilizado en la regulación para garantizar la sostenibilidad del servicio, de manera que el operador cubra todos sus costos. El nivel tarifario puede ser alto o bajo.
Período Fiscal	Es de un año contado a partir del 1° de octubre de cada año y el 30 de setiembre del año siguiente.
Pliego tarifario	Lista que contiene las tarifas aprobadas por la Autoridad Reguladora y que el prestador del servicio tiene derecho a cobrar, como contraprestación por los servicios prestados.
Precio	Suma de dinero que se cobra y paga por bienes y servicios.
Régimen tarifario	Son las reglas y mecanismos por los cuales las tarifas se ajustan y modifican con el paso del tiempo. El objetivo regulatorio que impulsa es la eficiencia productiva de manera que el costo del servicio sea lo más bajo posible.
Rendimiento sobre la base tarifaria	Es la rentabilidad reconocida a un operador regulado sobre la inversión en activos fijos netos y capital de trabajo.
Rentabilidad	En economía la rentabilidad financiera es el beneficio económico (lucro, utilidad o ganancia) obtenido en una actividad o inversión.
Resoluciones tarifarias	Acto administrativo mediante el cual se aprueba, rechaza o modifica una tarifa o pliego tarifario.
Servicio al costo	Principio bajo el cual se fijan 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.
Tarifa	Precio que pagan los usuarios o consumidores, por la compra de determinados bienes o servicios regulados.
Tasa de rédito	Tasa que estima una rentabilidad adecuada de la empresa, con base en su producción. Proviene del modelo regulatorio “Rate of Return Regulation”, el cual es utilizado para el cálculo de tarifas.
Transmisión eléctrica	Conjunto de elementos interconectados que se utiliza para transmitir una señal de un lugar a otro. La señal transmitida puede ser eléctrica, óptica o de radiofrecuencia.
Valor de mercado	Costo de un bien por compra directa. Puede obtenerse de cotizaciones y precios de facturas de los proveedores.
Valor de rescate	Es el importe estimado que la entidad podría obtener actualmente por la disposición del elemento, después de deducir los costos estimados por tal disposición, si el activo ya hubiera alcanzado la antigüedad y las demás condiciones esperadas al término de su vida útil.

- Instruir al Departamento de Gestión Documental la apertura del expediente para el trámite respectivo.

3. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
4. Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación para que, una vez realizado el proceso de audiencia pública, proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final del modelo los cuales deberán ser remitidos a esta Junta Directiva oportunamente.

ACUERDO FIRME.

b) En cuanto a la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos.

ACUERDO 09-62-2014

1. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta de “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos”, con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación mediante el oficio 130-CDR-2014 del 8 de octubre del 2014, cuya propuesta se copia a continuación:

I. RESUMEN

Esta metodología se aplicará para los procesos de fijación tarifaria ordinaria correspondientes al servicio de transmisión de electricidad para operadores públicos que brinden ese servicio y que son regulados por la Aresep. Mediante esta metodología, se calcula la tarifa a establecer en las fijaciones para el servicio antes mencionado que se establecerá durante el lapso de fijación ordinaria correspondiente.

La metodología define un conjunto de fórmulas y criterios con los cuales se va a obtener la tarifa requerida para compensar el cambio en el total de los costos y de la expansión en infraestructura eléctrica. Lo anterior permite considerar la demanda vegetativa y la expansión del suministro eléctrico, bajo las condiciones de calidad establecidas, para el periodo en que estará vigente la tarifa.

Mediante la aprobación y aplicación de esta metodología, se busca contribuir al logro de los siguientes objetivos:

1. Sistematizar y formalizar el conjunto de métodos que se emplean para las fijaciones tarifarias ordinarias correspondientes al servicio de transmisión de electricidad que regula la Aresep.
2. Definir esos métodos de manera detallada, rigurosa y clara, con el propósito de brindar más transparencia a los procedimientos de fijación tarifaria en que se emplea, y de facilitar la rendición de cuentas de la Aresep ante los actores involucrados en tales procedimientos.

3. Introducir mejoras y actualizaciones del procedimiento de fijación tarifaria ordinaria antes mencionado, en los siguientes aspectos:
 - Estimación del costo de capital propio (CAPM).
 - Unificar los periodos de tiempo empleados en el cálculo de estimaciones para las diferentes variables que componen la estimación de los ingresos. Adicionalmente, establecer como requerimiento un análisis de corte estructural de las series de tiempo utilizadas.
 - Establecer los períodos de tiempo que se emplean para el cálculo de promedios en donde se utilicen variables como índices de precios y tipo de cambio.
 - Homologar criterios para el tratamiento de las variables que intervienen en el cálculo de ajuste tarifario ordinario del sistema de transmisión de energía eléctrica.
 - Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.

El modelo general para determinar la tarifa en las fijaciones ordinarias para el servicio de transmisión eléctrica, se basa en el enfoque regulatorio de tasa de retorno. El enfoque establece que la tarifa a definir debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales asociados al servicio que se regula, bajo condiciones de calidad establecidas, además de garantizar un monto sobre el capital invertido denominado rédito para el desarrollo que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria. La tasa de rédito se calcula mediante el modelo de costo promedio de capital (WACC por sus siglas al inglés).

La presente propuesta metodológica define el procedimiento a seguir para el cálculo de los siguientes componentes: a) ingresos totales, b) costos totales, c) rédito para el desarrollo, d) base tarifaria, e) periodo de aplicación y, f) cálculo de la tarifa.

II. ANTECEDENTES

La metodología para las fijaciones ordinarias de tarifas para el servicio de transmisión de electricidad que regula la Aresep está basada en el enfoque de Tasa de Retorno. En su formulación básica, es la misma que utilizó el extinto Servicio Nacional de Electricidad (SNE) para el propósito mencionado. Esta metodología no ha sido aprobada mediante resolución del Regulador General o de la Junta Directiva, y su legitimación se ha producido a partir de su uso a lo largo de los años. Los documentos oficiales en los que consta la aplicación de esta metodología son las resoluciones que establecen las respectivas fijaciones tarifarias, y la información sobre esos procesos de fijación tarifaria es la que se encuentra en los respectivos expedientes.

En el actual período de administración de la Aresep, se ha venido ejecutando una estrategia orientada a sistematizar y actualizar aquellas metodologías tarifarias que se vienen utilizando desde la época en que existió el SNE y que no han sido aprobadas por la Junta Directiva. Como parte de ese esfuerzo, en el año 2013 el Regulador General asignó al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) la tarea de sistematizar las metodologías tarifarias ordinarias correspondientes a los servicios de generación, transmisión y distribución de electricidad.

El CDR organizó la ejecución de la citada tarea en tres proyectos distintos, cada uno de los cuales se enfoca en uno de los servicios mencionados. El proyecto de desarrollo de la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de electricidad se inició a principios del segundo semestre del 2013. Su resultado es la propuesta que se presenta en este informe.

III. JUSTIFICACIÓN

La metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica para operadores públicos, se dirige al cumplimiento de los siguientes principios y valores regulatorios:

1. Bienestar de las personas: la Autoridad Reguladora orientará el ejercicio de sus competencias hacia la promoción activa de un creciente bienestar para la población del país, al fomentar condiciones óptimas de cantidad, calidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad en la provisión de los servicios públicos.
2. Servicio al costo: la Autoridad Reguladora fijará las tarifas de acuerdo con lo establecido en la Ley 7593, entendiendo por costo, el costo de oportunidad social de largo plazo de los servicios. Los criterios de eficiencia económica, equidad social, sostenibilidad ambiental y conservación de los recursos serán elementos centrales en la definición de ese costo.
3. Regulación eficiente: en el cumplimiento de los objetivos de la regulación, se impulsará el desarrollo de los modelos y prácticas de regulación que impongan el mínimo costo directo e indirecto a los prestadores de servicios públicos, los usuarios de esos servicios y la sociedad en su conjunto.
4. Transparencia: Los procesos de regulación deben ser conocidos y abiertos a la participación de los ciudadanos, y deben conducir a decisiones bien fundamentadas, que se basen en reglas claras cuya aplicación sea congruente. Por medio de un proceso institucional de rendición de cuentas, los usuarios, los regulados y las instituciones de control y fiscalización deben tener acceso a las decisiones sobre temas regulatorios y sobre el manejo de recursos públicos que se tomen en el nivel de dirección y general en todos los niveles de la organización.

Con esta propuesta, se busca solventar las siguientes necesidades:

1. Sistematizar y formalizar el procedimiento metodológico que se emplea en la definición de la tarifa a aprobar en las fijaciones tarifarias ordinarias para el servicio de transmisión de energía eléctrica. Lo anterior se realiza considerando:
 - a. La definición y establecimiento de los procesos a seguir para el cálculo de la tarifa a aplicar: i) cálculo de ingresos totales, ii) cálculo de costos totales, iii) cálculo del rédito para el desarrollo, iv) período de aplicación y, v) cálculo de la tarifa.
 - b. El contar con procedimientos metodológicos claros, transparentes y replicables para el cálculo de ingresos totales, costos totales, rédito para el desarrollo, ajuste tarifario y cálculo de la tarifa.
 - c. El contar con las fórmulas requeridas para el cálculo de las variables incorporadas en la obtención del monto total de ajuste para el servicio de transmisión de energía eléctrica.

2. Uniformar el procedimiento metodológico que se ha establecido en las diferentes fijaciones tarifarias para el servicio de transmisión eléctrica. Con ese propósito,
 - a. Se realiza una unificación de criterios y procedimientos, para homogenizar el procedimiento metodológico que se ha establecido en diferentes fijaciones tarifarias, para el servicio de transmisión eléctrica.
 - b. Se unifican y estandarizan los criterios metodológicos, a utilizar en la definición de la tarifa de ajuste.
3. Actualizar la forma de cálculo para la estimación del costo de capital propio (CAPM). Al respecto conviene considerar lo siguiente:
 - a. La fuente de información empleada en los últimos años para la estimación del costo de capital propio en operadores públicos ha sido la publicada por el profesor Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>
 - b. A partir del 2014, Damodaran realiza un cambio en la forma de publicar el beta desapalancado, siendo una de las variables que se consideran en el cálculo del CAPM. Deja de publicar los valores del beta desapalancado para el sector específico de energía eléctrica y ahora publica un valor para el sector denominado “Utility General”.
 - c. Es necesario establecer y formalizar procedimientos claros para la obtención del CAPM mediante Damodaran.
4. Establecer criterios homogéneos para el cálculo de proyecciones, el uso de variables económicas, y el uso de información financiera y contable. Ello incluye la definición de los períodos a emplear en las proyecciones y en el cálculo de valores promedio.
5. Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales; lo anterior una vez que se requiera un nuevo proceso o solicitud de fijación tarifario ordinario. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.

IV. MARCO LEGAL

1. Competencias de la Autoridad Reguladora para establecer metodologías tarifarias

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

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

“ (...)

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

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

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

"Una de esas leyes, unánimemente aceptada hoy, puede formularse así: las tarifas de los servicios públicos deben corresponder a los costes reales del mismo, lo que significa que el conjunto de los ingresos procedentes del mismo debe cubrir el conjunto de los costes razonables que sean necesarios para producirlo. Con ello se afirma, de una parte, que los precios no deben alejarse de los costes medios por unidad de producto, incluyendo en estos, como es lógico, un normal beneficio para los inversores; de otra parte, se quiere decir que los costes deben ser sufragados por los usuarios, no por los accionistas, ni por los contribuyentes, ni por la economía en su conjunto recurriendo a préstamos inflacionistas de la banca central; en tercer lugar, se quiere decir también que la tarifa debe cubrir los costes y nada más que los costes: es un error económico y un dislate jurídico que la tarifa se convierta en un cajón de sastre donde cabe cualquier cosa: una exacción fiscal encubierta, una subvención a terceros, una protección arancelaria o cualquier otra finalidad ajena al servicio. Así pues, el principio esencial que debe presidir toda política de tarifas es el principio del coste real y total del servicio...". G, ARIÑO: Economía y sociedad, Marcial Pons, Madrid, 1993, p.334. La cursiva es del original.

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

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

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

“[...] V.-Fijaciones tarifarias. Principios regulatorios. *En los contratos de concesión de servicio público (dentro de estos el de transporte remunerado de personas), de conformidad con lo estatuido por los artículos 5, 30 y 31 de la Ley no. 7593, corresponde a la ARESEP fijar las tarifas que deben cancelar los usuarios por su prestación. Ese cálculo, ha de realizarse conforme al principio del servicio al costo, en virtud del cual, según lo señalado por el numeral 3 inciso b) de la Ley no. 7593, deben contemplarse únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y*

garanticen el adecuado desarrollo de la actividad. Para tales efectos, el ordinal 32 *ibidem* establece una lista enunciativa de costos que no son considerados en la cuantificación económica. A su vez, el numeral 31 de ese mismo cuerpo legal establece pautas que también precisan la fijación, como es el fomento de la pequeña y mediana empresa, ponderación y favorecimiento del usuario, criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, eficiencia económica, entre otros. El párrafo final de esa norma expresa que no se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestatarias, postulado que cumple un doble cometido. Por un lado, se insiste, dotar al operador de un medio de retribución por el servicio prestado que permita la amortización de la inversión realizada para prestar el servicio y obtener la rentabilidad que por contrato le ha sido prefijada. Por otro, asegurar al usuario que la tarifa que paga por el transporte obtenido sea el producto de un cálculo matemático en el cual se consideren los costos necesarios y autorizados, de manera tal que se pague el precio justo por las condiciones en que se brinda el servicio público. Este aspecto lleva a que el proceso tarifario constituya una armonía entre ambas posiciones, al punto que se satisfagan los derechos de los usuarios, pero además el derecho que se deriva del contrato de concesión, de la recuperación del capital y una ganancia justa. Por ende, si bien un principio que impregna la fijación tarifaria es el de mayor beneficio al usuario, ello no constituye una regla que permita validar la negación del aumento cuando técnicamente proceda, siendo que en esta dinámica debe imperar un equilibrio justo de intereses, lo que logra con un precio objetivo, razonable y debido. En su correcta dimensión implica un servicio de calidad a un precio justo. Con todo, el incremento tarifario dista de ser un fenómeno automático. Está sujeto a un procedimiento y su viabilidad pende de que luego del análisis técnico, se deduzca una insuficiencia económica. En este sentido, la ARESEP se constituye en la autoridad pública que, mediante sus actuaciones, permite la concreción de esos postulados que impregnan la relación de transporte público. **Sus potestades excluyentes y exclusivas le permiten establecer los parámetros económicos que regularan (sic) el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios.**” (Véase sentencia No. 577 de las 10 horas 20 minutos del 10 de agosto de 2007). (Lo resaltado es nuestro). Ver en igual sentido, la sentencia 005-2008 de las 9:15 horas del 15 de abril de 2008, dictada por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Sexta.

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

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

Artículo 36. Asuntos que se someterán a audiencia pública.

Para los asuntos indicados en este artículo, la Autoridad Reguladora convocará a audiencia, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Con ese fin, la Autoridad Reguladora ordenará

publicar en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional, los asuntos que se enumeran a continuación:

(...)

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

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

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

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

(...) .”

En el ejercicio de esas competencias regulatorias, se debe considerar lo dispuesto en la Ley N° 7593 y su reglamento. De dicha Ley es preciso observar específicamente los artículos 1, 3, 5, 24, 31 y 32, así como el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública, que a continuación se transcriben:

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

“Artículo 1. Transformación.

(...) La Autoridad Reguladora no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo en el cumplimiento de las atribuciones que se le otorgan en esta Ley; no obstante, estará sujeta al Plan nacional de desarrollo, a 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 5. “Funciones.

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

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

(...)”

“Artículo 24. Suministro de información.

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

“Artículo 31. Fijación de tarifas y precios.

Para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, la Autoridad Reguladora tomará en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras.

(...)

Los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan nacional de desarrollo, deberán ser elementos centrales para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos. No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público.

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

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

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

“Artículo 32. Costos sin considerar.

No se aceptarán costos de las empresas reguladas:

- b) Las multas que les sean impuestas por incumplimiento de las obligaciones que establece esta ley.*
- b) Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.*
- c) Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.*
- d) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.*
- e) Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.*
- f) El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora.”*

- Ley General de la Administración Pública establece:

“Artículo 16.-

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

2. Competencia de la Junta Directiva para emitir las metodologías

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

“Artículo 6. Junta Directiva.

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

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

Tiene las siguientes funciones:

(...)

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

(...)”

En la Ley N° 7593:

“Artículo 45. Órganos de la Autoridad Reguladora.

La Autoridad Reguladora tendrá los siguientes órganos:

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

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

(...)”

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Por su parte, la etapa de transmisión de energía eléctrica consiste en transportar a través de grandes distancias, mediante una red constituida por los elementos necesarios para llevarla hasta los puntos de consumo, la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas. Y finalmente, la etapa de distribución de energía eléctrica consiste en suministrar la energía eléctrica, mediante una red o sistema de distribución, desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.

Además de las anteriores etapas, también puede darse la comercialización de energía eléctrica, que es realizada por los diversos participantes del sector que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional.

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

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

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

En la etapa de transmisión, participa de manera local el ICE (de conformidad con las Leyes N° 449 y 8660) y en el ámbito regional SIEPAC.

Como puede notarse, cada uno de los participantes en el sector eléctrico en cualquiera de las etapas del suministro del servicio en cuestión, sea éste privado o público, cuenta con un respaldo legal que le permite tal participación.

De acuerdo con la normativa citada, la Ley N° 7593 y su reglamento, con el Reglamento Sectorial de Servicios, con las normas técnicas dictadas por la Aresep, y con las metodologías que se emitan al respecto, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, regula la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica, por parte de los sujetos autorizados para ello.

V. ALCANCES Y LIMITACIONES

Esta metodología tarifaria se aplicará para las fijaciones tarifarias ordinarias correspondientes al servicio de transmisión local de electricidad que realiza el ICE como encargado del trasiego de energía eléctrica por redes de transmisión instaladas dentro de los límites del territorio nacional. Mediante esta metodología, se calcula la tarifa a reconocer en las fijaciones para el servicio antes mencionado, que se establecerá durante el lapso de fijación ordinaria correspondiente.

La metodología define la tarifa requerida para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones para el periodo en que estará vigente la tarifa.

Se excluye de esta metodología el cálculo de las tarifas por trasiego regional de energía, que son competencia del Ente Operador Regional y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.

VI. OBJETIVOS DE LA METODOLOGÍA

Mediante la aprobación y aplicación de esta metodología, se busca contribuir al logro de los siguientes objetivos:

- 1) Sistematizar y formalizar el conjunto de métodos que se han empleado hasta el presente para las fijaciones tarifarias ordinarias, correspondientes al servicio de transmisión de electricidad que regula la Aresep.

- 2) Definir esos métodos de manera detallada, rigurosa y clara, con el propósito de brindar más transparencia a los procedimientos de fijación tarifaria en que se emplea, y de facilitar la rendición de cuentas de la Aresep ante los actores involucrados en tales procedimientos.
- 3) Introducir mejoras y actualizaciones del procedimiento de fijación tarifaria ordinaria antes mencionado, en los siguientes aspectos:
 - Estimación del costo de capital propio (CAPM).
 - Unificar los periodos de tiempo empleados en el cálculo de estimaciones para las diferentes variables que componen la estimación de los ingresos. Adicionalmente, establecer como requerimiento un análisis de corte estructural de las series de tiempo utilizadas.
 - Establecer los períodos de tiempo que se emplean para el cálculo de promedios en donde se utilicen variables como índices de precios y tipo de cambio.
 - Homologar criterios para el tratamiento de las variables que intervienen en el cálculo de ajuste tarifario ordinario del sistema de transmisión de energía eléctrica.
 - Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.
- 4) Obtener una estimación de la tarifa requerida para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones para el periodo en que estará vigente la nueva fijación tarifaria.

VII. DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA

1. Modelo General

El modelo general para determinar la tarifa a reconocer en las fijaciones ordinarias para el sistema de transmisión eléctrica requiere del cálculo de los siguientes componentes: a) ingresos totales, b) costos totales, c) rédito para el desarrollo, d) periodo de aplicación y, e) la tarifa. El modelo establece que la tarifa debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales asociados al servicio que se regula, bajo las condiciones de calidad establecidas, además de garantizar un monto sobre el capital invertido denominado rédito para el desarrollo que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria:

$$IT = COMA + (R * BT) \quad (\text{Fórmula 3})$$

Donde:

- IT* = Ingresos totales. Se refiere a los ingresos que se generan por las actividades ligadas a la transmisión de la energía eléctrica a clientes conectados a alta tensión (Ver fórmula 8).
- COMA* = Costos totales de operación, mantenimiento y administración, así como otros costos en que incurra el operador para brindar el servicio (ver apartado 3 de la sección VII).

R	=	Tasa de rédito para el desarrollo (ver apartado 4 de la sección VII).
BT	=	Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo (ver apartado 5 de la sección VII).

La aplicación del modelo establecido en la fórmula 1 requiere del cálculo, revisión, depuración y ajuste de la información ingenieril, económica, estadística y contable para el período base establecido en la presente metodología, representado por la variable t . Posteriormente, esta información se emplea como insumo para estimar y proyectar los elementos que definen el ajuste tarifario para el período en que entra a regir dicho ajuste, representado por $t+1$.

En la presente metodología se entiende por período “ t ”, al período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria; permite el uso de valores reales u observados para doce meses consecutivos. El período base provee la información insumo para las estimaciones y proyecciones que se requieren para el período $t+1$.

La longitud o extensión de las series de tiempo, requeridas para las variables del periodo base “ t ”, se determinaran de manera exógena, de forma tal que todas las variables empleen una extensión de tiempo adecuada para el cálculo de promedios o proyecciones. Por tanto, para cada variable se definirá de acuerdo con los requerimientos de información que se definen en cada caso a lo largo de la presente metodología.

Por su parte, el periodo “ $t+1$ ” es definido como el período de tiempo durante el cual estará vigente el nuevo ajuste tarifario, típicamente es un año. El período $t+1$ deberá ser definido por la Intendencia de Energía (IE) según el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública y deberá incorporar en el estudio de fijación tarifaria los criterios empleados para su definición.

En el primer caso, se emplean valores reales u observados en el periodo t para el cálculo procediendo de la siguiente manera:

$$IT_t = COMA_t + (Ro_t * BT_t) \quad (\text{Fórmula 4})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
IT_t	=	Ingresos totales. Se refiere a los ingresos que se generan por las actividades ligadas a la transmisión de la energía eléctrica a clientes conectados a alta tensión en el período t (ver fórmula 8).
$COMA_t$	=	Costos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio en el período t (ver fórmula 17).
Ro_t	=	Tasa de rédito para el desarrollo observada para el periodo t , se obtiene como resultado de $(IT_t - COMA_t)/BT_t$.
BT_t	=	Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo en el período t (ver apartado 5 de la sección VII).

Los costos de operación, mantenimiento y administrativos; la base tarifaria y el rendimiento sobre la base tarifaria, se calculan primeramente a partir de valores observados o reales para el periodo base t . El cálculo se hace a partir de las series de tiempo de los valores observados disponibles con un desfase máximo de cuatro meses anteriores a la presentación de la solicitud tarifaria, los meses restantes para completar el periodo de análisis considerado en la solicitud tarifaria se podrán estimar y proyectar considerando los procedimientos establecidos en los apartados 2 y 3 de la sección VII para efectos de estimaciones.

a) Determinación de la tarifa para el período en que entrará en vigencia $t+1$:

Para la determinación del monto de ajuste requerido en el siguiente período, $t+1$, el período en el que estará vigente la nueva fijación tarifaria, primero se proyectan a 12 meses las variables IT con las tarifas de transmisión vigentes, $COMA$ y BT de la fórmula 1 (ver apartados 2, 3 y 5 de la sección VII).

De la fórmula 1, se obtiene:

$$IT = COMA_{t+1} + (R_{tv,t+1} * BT_{t+1}) \text{ (Fórmula 3)}$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- IT = Ingresos totales estimados para el periodo $t+1$ con las tarifas vigentes. Incluye los ingresos por transmisión de energía y otros ingresos que se generan producto del servicio (ver fórmula 8).
- $COMA_{t+1}$ = Costos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver fórmula 17).
- $R_{tv,t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$.
- BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).
- tv = Tarifas vigentes.

Al despejar el rédito para el desarrollo de la fórmula 3, se obtiene que:

$$R_{tv,t+1} = \frac{IT - COMA_{t+1}}{BT_{t+1}} \text{ (Fórmula 3.1)}$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- $R_{tv,t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$.
- IT = Ingresos totales estimados para el periodo $t+1$ con la tarifa vigente (ver fórmula 8).
- $COMA_{t+1}$ = Costos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver fórmula 17).
- BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).

tv = Tarifas vigentes.

La tasa de rédito para el periodo $t+1$ con las tarifas vigentes ($R_{tv,t+1}$), es utilizada como indicador para determinar si se requiere un ajuste tarifario o no. Este rédito se compara con R_{t+1} , el rédito obtenido mediante el procedimiento definido en el apartado 4 de la sección VII, de forma que si el rédito con tarifas vigentes es mayor que el rédito obtenido del apartado 4 de la sección VII, se requiere una disminución en las tarifas, si es igual no se requiere ajuste y si es menor, se requiere un aumento en las tarifas.

b) Cálculo de la tarifa

En el periodo $t+1$, una vez proyectados los costos totales de operación, administración y mantenimiento, el rendimiento sobre la base tarifaria y las ventas totales, se obtiene la tarifa de la siguiente forma:

$$TA_{t+1} = \frac{COMA_{t+1} + (R_{t+1} * BT_{t+1}) - (ITRE + Io)}{ETT_{kWh,t+1}} \quad (\text{Fórmula 4})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- TA_{t+1} = Tarifa estimada para el periodo $t+1$.
- $COMA_{t+1}$ = Costos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el periodo $t+1$ (ver fórmula 17).
- BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el periodo $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).
- R_{t+1} = Rédito para el desarrollo para el periodo $t+1$ estimado en el apartado 4 de la sección VII.
- $ETT_{kWh,t+1}$ = Energía total transmitida, en kWh proyectada para el periodo $t+1$. (ver fórmula 10).
- kWh = Kilovatio hora.

La tarifa obtenida se multiplica por el tipo de cambio utilizando las estimaciones de la Intendencia de Energía para obtener la tarifa por transmisión eléctrica cobrada en dólares.

Liquidación del periodo anterior

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

De esta forma, Aresep tomará en cuenta las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste tarifario vigente mediante estimaciones, respecto al cálculo del ajuste tarifario vigente considerando los valores observados –reales– y actualizados; la diferencia se agrega, afectando los ingresos al incluirse como una partida denominada liquidación del periodo anterior.

Se realizarán ajustes en los ingresos y gastos asignados por tarifa y reales, para los costos totales (*COMA*) y los Ingresos totales (*IT*). Los gastos y costos reales que serán analizados son los coincidentes con los que se incluyeron en las tarifas que se incluyeron en el estudio tarifario anterior. Lo anterior con el fin de que vía tarifa se le devuelva al usuario los ingresos por encima de los costos obtenidos por la empresa en cada periodo. De manera contraria, si los ingresos fuesen inferiores a los gastos, la empresa transmisora podrá solicitar un estudio ordinario con las justificaciones pertinentes.

El ajuste para gastos, contrasta los gastos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los gastos reales obtenidos por la empresa, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z} \quad (\text{Fórmula 5})$$

Donde:

- z = Periodo durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
- GTA_z = Gastos totales ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de gastos reales y gastos estimados para el periodo z .
- $GR_{COMA,z}$ = Gastos reales. Son los gastos reales por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio en el periodo z .
- $GE_{COMA,z}$ = Gasto estimado por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos para el periodo z .
- $COMA$ = Costos totales de operación, mantenimiento y administración, asimismo, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.

El ajuste por ingresos es la diferencia en los ingresos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los ingresos reales obtenidos por la empresa, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$ITA_z = ITR_z - ITE_z \quad (\text{Fórmula 6})$$

Donde:

- z = Periodo durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
- ITA_z = Ingresos Totales Ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de ingresos reales e ingresos estimados para el periodo z .
- ITR_z = Ingresos Totales Reales. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el periodo z .
- ITE_z = Ingresos Totales Estimados. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el periodo z .

El diferencial entre los ingresos del periodo y los gastos del periodo van a resultar en el monto que debe adicionarse a los ingresos para el periodo siguiente.

$$LI_z = ITA_z - GTA_z \quad (\text{Fórmula 7})$$

Donde:

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

Asimismo, para estos efectos los datos reales auditados o disponibles presentados por el operador deben estar justificados y ser razonables. Estos datos serán revisados, analizados y depurados por parte de la Autoridad Reguladora con el propósito de determinar su reconocimiento, y en ningún caso podrá considerar elementos que se limitan en esta metodología. Se deberá cumplir con los objetivos de la Ley 7593.

2. Cálculo de LOS ingresos TOTALES.

Los ingresos totales comprenden los ingresos por concepto de transmisión de energía eléctrica y otros ingresos asociados al segmento de transmisión.

2.1 Ingresos totales estimados con las tarifas vigentes para el período $t+1$.

Los ingresos totales se generan por las actividades ligadas a la transmisión de la energía eléctrica de clientes conectados a alta tensión. Se calculan de la siguiente forma:

$$IT = ITN + ITRE + Io \quad (\text{Fórmula 8})$$

Donde:

IT	=	Ingresos totales. Se refiere a los ingresos totales por el servicio de transmisión de energía eléctrica.
ITN	=	Ingresos correspondientes al servicio de transmisión nacional de energía eléctrica (ver fórmula 9).
$ITRE$	=	Ingresos por transporte regional de energía eléctrica (ver fórmula 15).
Io	=	Otros ingresos. Son los otros ingresos proyectados para el período $t+1$ y relacionados con la actividad de transmisión eléctrica (ver sección 2.3).

2.1.1 Ingresos por transmisión nacional de energía eléctrica

Los ingresos por el transporte de energía eléctrica de los clientes conectados a alta tensión, se obtienen al multiplicar la tarifa vigente para el sistema de transmisión por la energía total estimada a transmitir en el período $t + 1$:

$$ITN = (TT_{kWh,t} * ETE_{kWh,t+1}) + [(TUD_{kWh,t} * EUD_{t+1}) * Tcc] \quad (\text{Fórmula 9})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
ITN	=	Ingresos correspondientes al servicio de transmisión nacional de energía eléctrica.
$TT_{kWh,t}$	=	Tarifa vigente por el servicio de transmisión de energía eléctrica (kWh) en el periodo t .
$ETE_{kWh,t+1}$	=	Energía total transmitida estimada. Se refiere a la energía estimada total a transmitir, excepto usuarios directos para el periodo $t+1$ (ver fórmula 11).
$TUD_{kWh,t}$	=	Tarifa vigente por el servicio de transmisión de energía eléctrica a usuarios directos para el periodo t .
$E_{UD,t+1}$	=	Energía total transmitida estimada para el periodo $t+1$ para usuarios directos conectados a alta tensión (ver fórmula 14).
Tcc	=	Tipo de cambio de compra (CRC/USD) para el Sector Público no Bancario establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los 12 meses disponibles del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
kWh	=	Kilovatio hora.

2.1.2 Energía total transmitida

La energía total transmitida se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$ETT_{kWh,t+1} = ETE_{kWh,t+1} + E_{UD,t+1} \text{ (Fórmula 10)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$ETT_{kWh,t+1}$	=	Energía total transmitida, en kWh proyectada para el período $t+1$.
$ETE_{kWh,t+1}$	=	Energía total estimada a transmitir excepto usuarios directos para el periodo $t+1$ (ver fórmula 11).
$E_{UD,t+1}$	=	Energía total transmitida a usuarios directos conectados a alta tensión estimada para el periodo $t+1$, calculada según la sección 2.1.4. (ver fórmula 14).

2.1.3 Energía total transmitida a empresas distribuidoras

La energía estimada a transmitir con excepción de la de los usuarios directos, se obtiene de la siguiente manera:

$$ETE_{kWh,t+1} = \left(\left(\frac{\sum_{i=1}^n ET_{kWh,t+1,i}}{1 - \%Per} \right) - GNT_{kWh,t+1} \right) \text{ (Fórmula 11)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$ETE_{kWh,t+1}$	=	Energía total estimada a transmitir excepto usuarios directos para el periodo $t+1$.

- $ET_{kWh\ t+1,i}$ = Energía total vendida estimada. Se refiere al total de ventas de energía en kWh , por mes i , para el período $t + 1$ (ver fórmula 12).
- $GNT_{kWh,t+1}$ = Generación que no requiere transmisión para el periodo $t+1$.
- % *Per* = El porcentaje de pérdida para cada año se calcula como el cociente entre la disponibilidad de energía (es la energía total requerida por el sistema de distribución más las pérdidas del sistema de distribución y es igual a la generación propia más las compras de energía) menos el total de energía vendida real por las empresas distribuidoras y las ventas del sistema de generación a usuarios directos de alta tensión entre la disponibilidad. Se utiliza como máximo la media aritmética simple del porcentaje de pérdidas de la industria para los últimos 2 años.

$$\%Per = \frac{\text{Disponibilidad} - \text{Ventas totales Reales}}{\text{Disponibilidad}} \quad (\text{Fórmula 11.1})$$

- kWh = Kilovatio hora.
- i = índice de mes.
- n = Cantidad de meses.

a. Ventas de energía estimadas

El total de energía vendida es igual a la suma de la energía comprada y la energía generada por el operador menos las pérdidas de energía del sistema de distribución, sin embargo, la forma de estimación de este rubro es el producto del número de abonados por el consumo promedio, tal como sigue:

$$ET_{kWh\ t+1,i} = \sum_{em=1}^f \sum_{s=1}^m (QA_{t+1,s,i,em} * \bar{C}_{s,i,em}) \quad (\text{Fórmula 12})$$

Donde:

- $ET_{kWh,t+1,i}$ = Energía total vendida estimada. Se refiere al total de ventas de energía en kWh , por mes i , para el período $t + 1$.
- $QA_{t+1,s,i,em}$ = Cantidad estimada de abonados. Se refiere a la cantidad estimada de abonados por mes, para cada tipo de tarifa s , para el período $t + 1$ por empresa.
- $\bar{C}_{s,i,em}$ = Consumo promedio mensual de energía real. Se refiere al consumo promedio mensual de energía real para cada tipo de tarifa, por mes, por empresa (ver formula 13).
- s = Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).
- m = Cantidad de tipos de tarifa existentes de acuerdo al pliego tarifario.
- i = índice de mes.
- em = Empresas.
- f = Cantidad de empresas.

La cantidad estimada de abonados para cada tarifa se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas. Las estimaciones se basan en datos históricos mensuales de abonados por tarifa en los últimos 10 años o la serie histórica para la que se encuentren datos disponibles. Se proyecta un periodo de tiempo igual al que estará vigente el ajuste tarifario.

Debe realizarse un análisis estructural de los datos para determinar el periodo definitivo por utilizar. Para las estimaciones se utiliza el programa estadístico Forecast Pro o cualquier otro software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen con base en la ciencia, técnica y lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

b. Consumo promedio de energía para cada tarifa

El consumo promedio de energía se obtiene del cociente entre las ventas mensuales reales en *kWh* por tarifa y la cantidad mensual real de abonados por tarifa para los últimos 12 meses disponibles al momento en que se realiza el estudio fijación tarifaria para cada empresa.

$$\bar{C}_{s,i,em} = \frac{VRE_{kWh,s,i,em}}{QA_{s,i,em}} \quad (\text{Fórmula 13})$$

Donde:

$\bar{C}_{s,i,em}$	=	Consumo promedio mensual real para cada tipo de tarifa por empresa.
$VRE_{kWh,s,i,em}$	=	Ventas de energía reales. Son las ventas de energía reales mensuales, por tipo de tarifa, en <i>kWh</i> , por empresa.
$QA_{s,i,em}$	=	Cantidad real de abonados por mes para cada tipo de tarifa por empresa.
s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).
i	=	índice de mes.
em	=	Empresas.

2.1.4 Estimación de la energía total transmitida a usuarios directos

La energía total transmitida a usuarios directos conectados a alta tensión ($E_{UD,t+1}$), para el período $t+1$ en que estará vigente la tarifa, se proyecta para cada cliente utilizando técnicas estadísticas o econométricas. Las estimaciones se basan en datos históricos mensuales de los últimos 10 años o la serie histórica para la que se encuentren datos disponibles. Se proyecta un periodo de tiempo igual al que estará vigente el ajuste tarifario.

Debe realizarse un análisis estructural de los datos para determinar el periodo definitivo por utilizar. Para las estimaciones se utiliza el programa estadístico Forecast Pro o cualquier otro software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen con base en la ciencia, técnica y lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

La energía total transmitida a usuarios directos será igual a la suma de la cantidad estimada para cada cliente. La energía estimada para estos usuarios se define de la siguiente manera:

$$E_{UD,t+1} = \sum_{em=1}^f \sum_{i=1}^n CUD_{kWh,t+1,i,em} \quad (Fórmula 14)$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$E_{UD,t+1}$	=	Energía total transmitida a clientes directos conectados a alta tensión estimada para el periodo $t+1$.
$CUD_{kWh,t+1,i,em}$	=	Proyección del consumo en unidades físicas (kWh) de los usuarios directos para el periodo $t+1$.
em	=	Empresas.
f	=	Se refiere a la cantidad de empresas.
i	=	índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
kWh	=	Kilovatio hora.

2.2 Ingresos por transporte regional de energía eléctrica

El ingreso por trasiego regional de energía se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$ITRE = (T_{R, US\$/KWh} * ET_{RCEM, t+1}) * Tcc + OI_{MER} \quad (Fórmula 15)$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$ITRE$	=	Ingresos por transporte regional de energía eléctrica.
$T_{R, US\$/KWh}$	=	Tarifa regional por el servicio de transmisión de energía eléctrica (US\$/kWh). Se calcula como la media aritmética simple de las tarifas reales de los últimos 12 meses disponibles al momento en que se realiza el estudio de fijación tarifaria.
$ET_{RCEM, t+1}$	=	Estimación de la energía total transmitida para las redes centroamericanas de energía para el periodo $t+1$.
Tcc	=	Tipo de cambio de compra (CRC/USD) para el Sector Público no Bancario establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los 12 meses disponibles del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
OI_{MER}	=	Otros ingresos del Mercado Eléctrico Regional, los cuales serán determinados por los entes regionales o por transferencias de abonos que surjan de transacciones regionales.

Para la estimación de $ET_{RCEM, t+1}$ se utiliza la cantidad de unidades físicas que Costa Rica exportará al Mercado Eléctrico Regional, en primer lugar se realiza un análisis de los contratos elaborados para el periodo en que estará vigente la tarifa por el ente autorizado para este fin, de tal forma que se puedan considerar los compromisos previos adquiridos. En segundo lugar, la estimación de unidades físicas se realiza utilizando como base la información real disponible (mercado de contratos y mercado de oportunidad) y se ajusta considerando el

porcentaje de crecimiento esperado, siempre y cuando la información resultante sea consistente con los contratos previamente realizados y el balance de energía calculado por la Intendencia.

2.3 Otros ingresos

En este rubro se incluyen los ingresos de explotación por actividades diversas asociadas al servicio de transmisión eléctrica, que son recurrentes y pueden considerarse como ingresos relacionados con la tarifa. Es decir, otros ingresos de operación que por su naturaleza pueden ser considerados en el cálculo tarifario a consideración de la Autoridad Reguladora.

Incluye otros ingresos como la devolución por el canon de regulación se genera cuando la (Aresep) debe reintegrar por superávit que tuvo la Institución por los cobros del Canon de regulación, el mismo se devuelve a los operadores según el porcentaje de participación en el total del canon cobrado y algún otro rubro que la Aresep estime.

2.3.1 Proyección de otros ingresos

La proyección de otros ingresos se realiza empleando el monto calculado por concepto de otros ingresos y dividiéndolo entre los ingresos totales por el servicio de trasiego de energía, posteriormente se multiplica el valor obtenido por los ingresos totales por trasiego de energía estimados según:

$$Io = \left(\frac{Io_t}{ITN_t} \right) * ITN \quad (\text{Fórmula 16})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario
Io	=	Otros ingresos proyectados para el período $t+1$.
Io_t	=	Otros ingresos calculados para el periodo t .
$\frac{Io_t}{ITN_t}$	=	Ingresos totales por trasiego de energía real, obtenidos en el periodo t
ITN	=	Ingreso por trasiego de energía proyectado para el período $t+1$ con las tarifas vigentes (Ver fórmula 9).

Los otros ingresos (Io) se mantienen constantes con respecto a la variación en las tarifas.

3. Costos totales de operación, mantenimiento y administración (COMA)

Son los costos totales de operación, mantenimiento y administración necesarios para prestar el servicio de transmisión de la energía eléctrica. El cálculo incluye los siguientes costos:

$$COMA = OyM + Admin + GP + EP + EPI + COP + Creg + D + Pa + GPer + SG + AR + MER + OMS \quad (\text{Fórmula 17})$$

Donde:

<i>COMA</i>	=	Costos totales de operación, mantenimiento y administración, asimismo, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.
<i>OyM</i>	=	Costos de operación y mantenimiento .Corresponde a los costos en que incurre la empresa para su funcionamiento y el mantenimiento de los activos de transmisión, de forma que permita garantizar la sostenibilidad, continuidad y calidad del servicio regulado. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices, con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios definidos en la sección 3.1.2.
<i>Admin</i>	=	Gastos Administrativos. Representa la proporción de los gastos de unidades o departamentos de apoyo asignados al sistema de transmisión (estos se distribuyen a los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público y otros servicios no regulados). Se proyecta utilizando el método de actualización por índices con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios definidos en la sección 3.1.2.
<i>GP</i>	=	Costos por Gestión Productiva. Son los costos en que incurren las áreas de apoyo y soporte del sistema de transmisión para el desarrollo normal de su gestión técnica y administrativa. Estos costos no pueden ser asignados directamente al activo productivo, motivo por el cual se presentan el Estado de Resultados como parte del costo del servicio, pero en una línea individual. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices, con excepción de algunos gastos que se actualizan mediante otros criterios definidos en la sección 3.1.2.
<i>EP</i>	=	Costos por 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.
<i>EPI</i>	=	Costos por 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.
<i>COP</i>	=	Gastos complementarios de operación. Son aquellos gastos en los que incurre la empresa para garantizar la calidad en la construcción y operación de obras propiedad de terceros, los cuales no se consideran ni estudios preliminares ni de preinversión; asimismo, aquellas transacciones que de acuerdo con su naturaleza no se consideran como parte de las demás partidas de costos y gastos de operación. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
<i>Creg</i>	=	Canon de regulación. Monto autorizado por la Contraloría General de la República (CGR), como pago por los servicios de regulación. Es la suma por concepto de canon de regulación y de calidad. Para su asignación, se considera la contribución porcentual de los ingresos de cada sistema respecto a los ingresos totales. Cuando sea necesario se considerará su actualización por vía extraordinaria.

<i>D</i>	=	Gasto por depreciación: monto resultante de aplicar el método de depreciación lineal según las tablas de depreciación establecidas por Aresep. Para cualquier otro caso en que no se encuentre la información requerida, para aplicar el método de depreciación lineal, se recurrirá a revisar las tablas equivalentes del Ministerio de Hacienda y en último caso las especificaciones técnicas de la casa fabricante del activo en cuanto a vida útil y valor de rescate.
<i>Pa</i>	=	Gastos por partidas amortizables. Corresponde a software y licencias según la vida útil, tiempo en uso y monto de adquisición. En general, considera la amortización de intangibles (ver sección 3.1.2).
<i>GPer</i>	=	Gastos por pérdidas de retiros de activos. En esta cuenta se registran las pérdidas incurridas al retirar un activo productivo (ver sección 5.3.2).
<i>SG</i>	=	Gasto por seguros. En esta cuenta se registran los contratos de seguros (sección 3.1.2).
<i>AR</i>	=	Arrendamientos. Monto total de los gastos por ese concepto, según los contratos vigentes. En lo que respecta a mecanismos de financiamiento no tradicional de proyectos, éstos serán reconocidos según lo establecido en el artículo 31 de la Ley 7593.
<i>MER</i>	=	Gastos administrativos del Ente Operador Regional-Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (EOR-CRIE). En este rubro se encuentran los cargos complementarios y los cargos por servicios del EOR y la CRIE y otros cargos del Mercado Regional aprobados por la CRIE. Se calcula utilizando los criterios establecidos en la sección 3.1.2.
<i>OMS</i>	=	Gastos del operador de mercado. Son los gastos del operador de mercado/operador del sistema nacional, los cuales deben identificarse de forma separada una vez que se defina su forma de financiamiento. La forma de cálculo de estos gastos dependerá de los rubros que sean incluidos.

La proyección de los costos indicados anteriormente se realiza mediante dos tipos de métodos: (i) actualización de índices local o externo, según el origen del gasto correspondiente para la mayoría de los rubros de gasto; o (ii) utilizando criterios específicos para algunos rubros en particular, según se detalla en las secciones subsiguientes.

Aresep revisará y validará la justificación presentada por el operador para cada una de las cuentas, así como, el análisis histórico de cada uno de los rubros incluidos en éstas. Para toda la información anterior, se utiliza el último estado financiero auditado o disponible del operador o cualquier otro tipo de información que disponga la Intendencia mediante un sistema de Contabilidad Regulatoria

3.1 Metodología de proyección de costos de operación, mantenimiento y administración.

Los costos de operación, mantenimiento y administración son proyectados según el método de actualización por índices indicado en la presente metodología (ver sección 3.1.1). Pueden proyectarse aumentos superiores al generado por la actualización por índices, siempre y

cuando se adjunte una debida justificación técnica y financiera detallada al respecto y relacionada con el servicio público que se está tarifando, la cual debe ser validada por Aresep.

La desagregación de las cuentas de *OyM* y *Admin* debe ser al menos como la utilizada para carácter presupuestario, es decir, debe contener: remuneraciones, servicios, materiales y suministros, transferencias y contables. Estas cuentas se desagregaran en sus respectivos rubros, hasta tanto la Aresep no defina un listado de cuentas.

La actualización por índices de precios planteada en la sección 3.1.1 no aplica para la cuenta de remuneraciones, contratos a terceros u otros rubros a los que pueda reconocérseles un índice específico de actualización emitido por la entidad pública correspondiente.

3.1.1 Actualización por índices de gastos de operación, mantenimiento y administración.

Las actualizaciones se realizan utilizando el índice que mejor se ajusten al gasto que se está analizando, lo cual deberá ser justificado y obedecer a una variación de éstos en el tiempo. Según la naturaleza de la cuenta, se podrá aplicar tres tipos de actualizaciones, una totalmente local, una totalmente externa o una que sea una combinación del componente local y externo, que dependerá de las proporciones de cada uno de los componentes local y externo del gasto.

Índice de actualización local

Se aplica cuando los gastos se efectúan dentro del país y no son afectados por variaciones del tipo de cambio o inflación externa. El factor de actualización local se obtiene según la siguiente fórmula:

$$FA_L = \frac{IPP_{L,t+1}}{IPP_{L,t}} \quad (\text{Fórmula 18})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario
t	=	Periodo anterior al del ajuste tarifario.
FA_L	=	Factor de actualización local para el periodo $t+1$.
$IPP_{L,t+1}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios local, estimado promedio del año para el periodo $t+1$.
IPP_t	=	Índice de precios promedio. Es el índice local del año anterior. Obtenido como una media aritmética simple del índice de precios mensual del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
L	=	Local.

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. Los valores reales utilizados serán los publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC). En otros casos se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de actualización externo

Se aplica el factor de actualización externo cuando los rubros de los gastos estén vinculados con compras en el exterior o que tengan un alto componente externo, en este caso el factor pondera la variación en el tipo de cambio (colones se deben convertir a dólares) y la inflación externa. El cálculo se realiza de la siguiente forma:

$$FA_E = \left[\frac{IPP_{E,t+1}}{IPP_{E,t}} \right] * \frac{Tcve_{t+1}}{Tcv_t} \quad (\text{Fórmula 19})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
t	=	Periodo anterior al del ajuste tarifario.
E	=	Externo
FA_E	=	Factor de actualización externo para el periodo $t+1$.
$IPP_{E,t+1}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios promedio externo estimado, para $t+1$.
$IPP_{E,t}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice externo del año anterior. Obtenido como una media aritmética simple del índice de precios mensual del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondiente a $t+1$.
Tcv_t	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los últimos 12 meses disponibles del periodo t .

Para el índice de precios externo se recurrirá a los índices de precios de los Estados Unidos de Norteamérica, los datos se toman de la página web del Bureau of Labor Statistic (<http://www.bls.gov>) de los Estados Unidos de Norteamérica. Se seleccionará el índice de precios representativo de los gastos que se actualizan para lo cual se deberá aportar la respectiva justificación técnica. Para la proyección se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de actualización compuesto:

Los índices de actualización calculados anteriormente son ponderados de acuerdo con la participación relativa del componente local y externo de gasto estimado mediante la siguiente fórmula:

$$IAC = (FA_L * \%Lg) + (FA_E * \%Eg) \quad (\text{Fórmula 20})$$

Donde:

IAC	=	Índice de actualización compuesto
FA_L	=	Factor de actualización local
$\%Lg$	=	Participación relativa del componente local de gastos.
FA_E	=	Factor de actualización externo
$\%Eg$	=	Participación relativa del componente externo de gastos.
L	=	Local.
E	=	Externo.

El operador definirá el porcentaje de participación relativa entre el componente interno y externo, para lo cual, en cada caso, periódicamente deberá realizar las actualizaciones correspondientes de estos componentes e indicar los criterios empleados en la ponderación y adjuntar la respectiva justificación técnica.

3.1.2 Criterio para la actualización de gastos particulares

Para los siguientes rubros se utiliza un método de actualización distinto al definido en la sección 3.1.1. Los criterios utilizados para su cálculo son los siguientes:

- **OyM y Admin:** Para la proyección se utiliza el índice de precios que mejor se adapte al gasto o costo específico que se esté estimando. Todos los costos y gastos deben ser justificados, independientemente de su comportamiento. Para los costos o gastos que sean no recurrentes, se verifica que en realidad lo sean y que estén justificados, si la justificación aportada por la empresa no demuestra su relación con el servicio se excluyen. Las partidas no recurrentes deben ser claramente identificadas en la propuesta tarifaria.
 - **Gastos por salarios.** Incluye los montos por remuneraciones salariales y las cargas sociales asociadas. Se calcula según el decreto de salarios mínimos o la política salarial que disponga la empresa. Esta última debe ser aportada por la empresa y justificarse técnica y financieramente. Las empresas reguladas deben presentar el rubro de salarios (salarios base y sus componentes, cuando corresponda), y las cargas sociales separados en el estado de resultados tarifario. Además, deberán de presentar la conciliación de salarios con los reportados a la CCSS. Si estos registros afectan a otros sectores, debe aportarse información para estos.
 - **Nuevas contrataciones.** El tope máximo del crecimiento de la planilla estará definido por el porcentaje de crecimiento de las ventas en unidades físicas del servicio regulado, su área de cobertura y número de usuarios. El incremento a reconocer como plazas nuevas se obtiene del producto de la cantidad de empleados existente, multiplicada por el porcentaje de crecimiento del servicio regulado. Para calcular el salario que se aplicará a esas plazas nuevas, se tomara la media aritmética simple del salario correspondiente a los nuevos puestos solicitados en el estudio tarifario. En el caso de que exista un decrecimiento en las ventas en unidades físicas del servicio regulado, se podrán incluir plazas nuevas en el cálculo tarifario sujeto a la presentación de la respectiva justificación técnica, la cual será analizada por la Aresep.
 - **Contratos a terceros.** Se incorpora una vez que se justifique y demuestre la razonabilidad del monto indicado en el contrato, y se valoran los pagos establecidos con base en criterios técnicos y las fórmulas de ajuste. En estos casos, se revisa el contrato aportado, su vigencia, la forma de las actualizaciones y los montos. De lo contrario, se mantiene el mismo valor del año base utilizado en la estimación tarifaria.
 - **Gastos administrativos (Admin):** La empresa debe de aportar la propuesta debidamente justificada que contenga los diferentes conductores para la distribución del gasto, de lo contrario Aresep definirá la forma general de distribuir los costos para el análisis tarifario respectivo.

La empresa establecerá previamente una metodología justificada de distribución del gasto, en la cual utilizará distintos conductores según la naturaleza de la partida, entre ellos:

1. Ingresos
2. Cantidad de funcionarios
3. Metros de área utilizados
4. Salario de la mano de obra
5. Demanda de servicios
6. Nivel económico de adquisición de bienes y servicios
7. Otros

Cualquier otro conductor de distribución de gasto que empleen los operadores deberá ser justificado mediante un estudio técnico y avalado por la Aresep.

- **Gasto por seguros (SG):** Las empresas deben adjuntar el detalle de activos asegurados, con las características de las pólizas. Las primas que se pagan por los seguros se proyectan según el promedio histórico de los 2 años calendario anterior a la presentación del estudio. Cualquier ajuste debe ser justificado técnicamente; y las obras que se pretenden asegurar deben estar contempladas en el Plan de Inversiones respectivo. En caso de existir obras nuevas, y reconociendo que el valor de las primas depende de las tarifas del ente asegurador, se proyecta mediante la razón entre el promedio de la prima obtenida de los últimos 2 años y el promedio del valor asegurado para el periodo de tiempo de referencia, tomando en cuenta las nuevas obras que técnicamente se justifiquen.
- **Gasto por depreciación (D):** Se debe utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, para lo cual, se considera el valor del activo y su valor residual; la base depreciable del activo se distribuye a lo largo de su vida útil, dicha proporción corresponde al gasto de depreciación en un periodo dado. La Aresep utiliza tablas de depreciación previamente aprobadas, las cuales deberán estar disponibles para los entes regulados. Para los activos que no se encuentran en las tablas de Aresep se utilizan las tablas del Ministerio de Hacienda disponibles en el “Reglamento a la Ley de Impuesto sobre la Renta” (Decreto N° 18455-H) y en última instancia se utilizan las indicaciones del fabricante. De la información aportada, debe ser posible identificar la depreciación por tipo de activo.
- **Gastos por partidas amortizables (Pa):** La empresa deberá de aportar la vida útil, el monto indicado y la fecha de adquisición del activo, así como, la justificación técnica de su comportamiento y su relación con el servicio que se está regulando. En el caso que no se adjunte dicha información, se utilizará una vida útil de 3 años, siempre y cuando sea un tiempo razonable para el activo que se analiza.
- **Gastos por pérdidas de retiros de activos (GPer).** Este gasto se obtiene de la base tarifaria y corresponde a: los retiros al costo más los retiros revaluados, deduciendo la depreciación de los retiros al costo y la depreciación de los retiros revaluados. Según lo indicado en el apartado 5 de la sección VII.
- **Arrendamientos (AR).** Se establecen según los contratos vigentes y que entrarán en funcionamiento durante el periodo de análisis.

$$AR = \sum_{pl,i=1}^{g,n} CU_{pl,i} + \sum_{pl,i=1}^{g,n} CU_{\$,pl,i} * Tcve_{t+1} \quad (\text{fórmula 21})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
AR	=	Monto por concepto de arrendamientos.
$CU_{,i}$	=	Cuota. Se refiere a la cuota de arrendamiento mensual por planta.
$\$$	=	Expresa cifras indicadas en dólares.
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondientes al año $t+1$.
pl	=	Planta.
i	=	índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
g	=	Cantidad de plantas arrendadas

- Mercado Eléctrico Regional (MER). Gastos administrativos de Ente Operador Regional (EOR) y Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE): Son la suma de los gastos por concepto de cargos por servicios del EOR y la CRIE y los gastos complementarios:

$$GAMER_{t+1} = EORCRIE_{t+1} + CC_{t+1} + OG_{MER} \text{ (Fórmula 22)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$GAMER_{t+1}$	=	Gastos administrativos MER para el periodo $t+1$.
$EORCRIE_{t+1}$	=	Costos EOR y CRIE estimados para el período $t+1$ (ver fórmula 23).
CC_{t+1}	=	Cargo complementario estimados para el período $t+1$. (ver fórmula 25).
OG_{MER}	=	Otros gastos del Mercado Eléctrico Regional, los cuales serán determinados por los entes regionales.
MER	=	Mercado Eléctrico Regional.

Los gastos por concepto de cargos por servicios del MER se calculan utilizando la metodología definida y aprobada por la Consejo Regional Interconexión Eléctrica según la resolución CRIE-01-2009 o cualquiera que la sustituya. Para esto se utilizan las publicaciones mensuales del Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER), publicadas en la página oficial del Ente Operador Regional. De estos documentos se obtiene un cargo total pagado por mes por Costa Rica por servicios de CRIE y EOR y la demanda mensual del país, con la información anterior se obtiene un precio. De la siguiente manera:

$$EORCRIE_{t+1} = DEM_{CR,kWh,t+1} * P_{t+1} * Tcve_{t+1} \text{ (Fórmula 23)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$EORCRIE_{t+1}$	=	Gastos administrativos EOR-CRIE. Se refiere a los costos EOR y CRIE estimados para el período $t+1$.

$DEM_{CR, kWh, t+1}$	=	Demanda estimada de energía para Costa Rica. Comprende las ventas totales realizadas por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por parte del sistema de generación (Incluye generación propia y compras a generadores privados) para el período $t+1$.
P_{t+1}	=	Precio o cargo estimado por servicio del EOR-CRIE. Se obtiene del cociente entre los costos reales en dólares por concepto de servicios de EOR-CRIE y la demanda real del país ($DEM_{CR, kWh}$) para el período $t+1$ (ver fórmula 24).
CR	=	Costa Rica
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondientes para el período $t+1$.
kWh	=	Kilovatio hora.

El precio estimado o cargo estimado por servicio del EOR-CRIE se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$P_{t+1} = \frac{\sum_{i=1}^n CTEORCIE_{CR,i}}{\sum_{i=1}^n DEMR_{CR,i}} \quad (\text{Fórmula 24})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
P_{t+1}	=	Precio o cargo estimado por servicio del EORCIE; para el periodo $t+1$.
$CTEORCIE_{CR,i}$	=	Son los costos totales reales incurridos por cargos por servicios del EOR y la CRIE obtenidos de la información del Ente Operador Regional de los documentos DTER.
$DEMR_{CR,i}$	=	Demanda de energía real en kWh, obtenida de la información disponible por parte del Ente Operador Regional de los documentos DTER. Comprende las ventas totales realizadas por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por parte del sistema de generación (Incluye generación propia y compras a generadores privados).
CR	=	Costa Rica.
i	=	índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.

Cargos complementarios

El cargo complementario se fundamenta en la Ley N° 9004 (La Gaceta N° 224 del 22 de noviembre del 2011) de aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, según el cual la remuneración por la disponibilidad y uso de las redes regionales será cubierta por los agentes del Mercado de acuerdo a la metodología aprobada por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), siendo el ICE el único agente por Costa Rica. Este cargo se mantendrá hasta que se pague la línea SIEPAC en su totalidad. Su cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$CC_{t+1} = [(PIN * \sum_{i=1}^n DEMR_{CR,i}) + \sum_{i=1}^n CCNI_i] * Tcve_{t+1} \quad (\text{Fórmula 25})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
CC_{t+1}	=	Cargo complementario estimado para el periodo $t+1$.
PIN	=	Precio de interconectores. Los interconectores son las líneas de interconexión entre países, éstas se encuentran definidas por la CRIE (ver fórmula 25.1).
$DEMR_{CR,i}$	=	Demanda de energía real en kWh, obtenida de la información disponible por parte del Ente Operador Regional de los documentos DTER. Comprende las ventas totales realizadas por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por parte del sistema de generación (Incluye generación propia y compras a generadores privados).
$CCNI_i$	=	Cargo complementario no interconectores por uso de las líneas que no son de interconexión, es decir, tramos internos, éstas se encuentran definidas por la CRIE. Se obtienen de la información del Ente Operador Regional en los documentos DTER.
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondientes para el período $t+1$.
CR	=	Costa Rica
i	=	índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.

El cálculo para el precio de interconectores se define de la siguiente manera

$$PIN = \frac{CCI}{DEMP_{t+1}} \quad (\text{Fórmula 25.1})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
PIN	=	Precio de interconectores. Los interconectores son las líneas de interconexión entre países, éstas se encuentran definidas por la CRIE.
CCI	=	Cargo por uso de las líneas de interconexión entre países, es decir, que las usan todos los países, éstas se encuentran definidas por la CRIE. Se obtienen de información del Ente Operador Regional de los documentos DTER
$DEMP_{t+1}$	=	Demanda de energía proyectada para el periodo que estará vigente la tarifa. Se obtiene como el producto de la demanda regional real y el crecimiento de las ventas totales del ICE esperado para el período $t+1$.

Los otros cargos que puedan existir por concepto del Mercado Eléctrico Regional, serán calculados de la manera que sea aprobada por los entes reguladores regionales.

4. RÉDITO AL DESARROLLO

La base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa. Sobre la base tarifaria se reconoce el rédito al desarrollo, con

el objetivo de incentivar la reinversión de recursos y garantizar el suministro futuro del servicio eléctrico en calidad y cantidad óptima mediante la inversión en el servicio regulado.

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

- Costo Promedio Ponderado del Capital (Weigh Average Cost of Capital, WACC por sus siglas en inglés)
- Modelo de Valoración de Activos de Capital (Capital Asset Pricing Model, CAPM por sus siglas en inglés)

4.1. Costo promedio del Capital:

El cálculo de la tasa de rédito para el desarrollo mediante el método del costo promedio ponderado del capital se realiza mediante la aplicación de la fórmula:

$$R_k = r_d * (1 - ti) * \frac{VD}{A} + k_e * \frac{VCP}{A} \quad (\text{Fórmula 26})$$

Donde:

R_k	=	Tasa de rédito para el desarrollo.
r_d	=	Costo del endeudamiento: valor de las obligaciones con costo financiero. Se obtiene del promedio ponderado de la tasa de interés de los pasivos con costo de la empresa con corte al último periodo contable del que se disponga información con el correspondiente detalle.
k_e	=	Costo del capital propio. (ver fórmula 27)
ti	=	Tasa impositiva. Se supone igual a cero (0), según acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999) o lo que en su momento disponga la Junta Directiva.
VD	=	Valor de la deuda. Se considera únicamente las obligaciones con costo financiero del sistema de transmisión. Se obtiene del último estado financiero auditado disponible.
VCP	=	Valor del capital propio o patrimonio. Es el valor del patrimonio del sistema de transmisión del último estado financiero auditado.
A	=	Definido como la sumatoria de la deuda más el patrimonio ($VD + VCP$), según el último estado financiero auditado.

4.1.1 Modelo de Valoración de Activos de Capital (modelo CAPM)

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

El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria. Se empleará para el cálculo del CAPM la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, de la

Universidad de New York, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>. El CAPM se mediante el siguiente procedimiento:

$$k_e = k_l + \beta_a * PR \quad (\text{Fórmula 27})$$

Donde:

k_e	=	Rentabilidad sobre los aportes de capital propio (Costo de capital propio).
K_l	=	Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.
β_a	=	Beta apalancada de la inversión. Es la co-varianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” ya que se ha ajustado para considerar que parte de la inversión se financia con deuda. En su cálculo se utiliza el beta desapalancado (β_d).
PR	=	Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.

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

$$\beta_a = \beta_d * (1 + (1-t_i) * VD/VCP) \quad (\text{Fórmula 27.1})$$

Donde:

β_a	=	Beta apalancada.
β_d	=	Beta desapalancada.
VD/VCP	=	Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero)
t_i	=	Tasa impositiva. Es la tasa de impuesto sobre la renta.

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

- Tasa libre de riesgo (K_L): Es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utilizará la tasa con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo, la cual está disponible en la página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos, en la dirección de internet: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.
- Beta desapalancada (β_d): se utilizan los valores del beta desapalancado del sector denominado “Utility (General)”. Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión.
- Prima por riesgo (PR): Se empleará la variable denominada “Implied Premium (FCFE)”.

- Riesgo país (RP): Se considera el valor publicado para Costa Rica, de los datos denominados *Risk Premiums for the other markets* y donde el riesgo país se denomina *Country Risk premium*.

Los valores para las variables indicadas en la fórmula 27, con excepción de la tasa libre de riesgo se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>.

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

- Relación entre deuda y capital propio (VD/VCP): Se estima con la fórmula $VD/VCP = Y/(1-Y)$, donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará los datos incluidos en la fórmula 26. El dato de apalancamiento podrá ser actualizado con base estudios técnicos avalados por la Autoridad Reguladora.
- Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor- establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda.

a-) Ajuste de la tasa de rédito para el desarrollo en casos para los cuáles la solicitud tarifaria es menor a un año

Cuando se realiza y analiza un estudio de fijación tarifaria para un período de tiempo menor a un año, la rentabilidad se ajustará de la siguiente manera:

$$R_{kr} = R_{k,v} * \left[\frac{12 - nm}{12} \right] + R_{k,e} * \left(\frac{nm}{12} \right) \quad (\text{Fórmula 28})$$

$$R_{kr} = R_{k,v} + (R_{k,e} - R_{k,v}) * \frac{nm}{12} \quad (\text{Fórmula 28.1})$$

Donde:

R_{kr}	=	Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.
$R_{k,v}$	=	Tasa de rédito al desarrollo con tarifas vigentes.
$R_{k,e}$	=	Tasa de rédito al desarrollo estimada, obtenida de acuerdo a lo establecido en el apartado 4 de la sección VII.
nm	=	Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes.

5. BASE TARIFARIA

La base tarifaria se calcula como sigue:

$$BT = AFNORP + CT \quad (\text{Fórmula 29})$$

Donde:

- BT = Base tarifaria.
 $AFNORP$ = Activo fijo neto en operación revaluado promedio (ver fórmula 30).
 CT = Capital de trabajo (ver fórmula 42).

5.1 Activo fijo neto en operación revaluado promedio

El activo fijo neto en operación revaluado promedio, se obtiene como una media aritmética simple del a-) activo fijo neto en operación revaluado según el último estado auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza la misma y; b-) el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de diciembre del periodo en el que estará vigente el ajuste tarifario.

$$AFNORP = \frac{AFNOR_t + AFNOR_{t+1}}{2} \quad (\text{Fórmula 30})$$

Donde:

- t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
 $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
 $AFNORP$ = Activo fijo neto en operación revaluado promedio.
 $AFNOR_t$ = Activo fijo neto en operación revaluado al inicio del año t (ver fórmula 31).
 $AFNOR_{t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de diciembre del periodo $t+1$ (ver Fórmula 32).

La empresa tiene la obligación de valorar sus activos tal como lo establece la normativa vigente (NIIF), considerando el valor razonable de estos. En los casos que la aplicación de las formulas del apartado 5.1.1 y 5.1.2 del Activo fijo neto en operación revaluado, muestre saldos que superan de forma significativa el valor razonable del activo, se debe de revelar adecuadamente en los estados financieros e informar a la Intendencia de Energía, así como proceder a realizar el ajuste en libros que corresponda para corregir las desviaciones que surjan entre el valor revaluado y el valor razonable.

Esta fórmula se utiliza para determinar la base tarifaria en las solicitudes de ajuste tarifario que se presentan a la Intendencia de Energía, las formas de cálculo de sus variables podrían modificarse cuando entre en vigencia la contabilidad regulatoria.

5.1.1 Activo fijo neto en operación revaluado ($AFNOR_t$)

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

$$AFNOR_t = (AFC_t + AFR_t) - (DC_t + DR_t) \quad (\text{Fórmula 31})$$

Donde:

t = Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.

$AFNOR_t$ = Activo fijo neto en operación revaluado del periodo t .

AFC_t = Total de activos fijos al costo del servicio de transmisión eléctrica, en el periodo t .

AFR_t = Total de activos fijos revaluados del servicio de transmisión eléctrica, en el periodo t .

DC_t = Depreciación del activo al costo, en el periodo t .

DR_t = Depreciación acumulada de los activos revaluados, en el periodo t .

5.1.2 Activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo en el que estará vigente el ajuste tarifario ($AFNOR_{t+1}$).

Para el cálculo del activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo en el que estará vigente el ajuste tarifario, se procede de la siguiente manera:

$$AFNOR_{t+1} = (AFC_{t+1} + AFR_{t+1}) - (DC_{t+1} + DR_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 32})$$

Donde:

$t+1$ = Período de tiempo en el que estará vigente el ajuste tarifario y por lo tanto del Estado Financiero o disponible para el servicio regulado (saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

$AFNOR_{t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado del periodo $t+1$.

AFC_{t+1} = Total de activos fijos al costo del servicio de transmisión, del periodo $t+1$ (ver fórmula 32.1).

AFR_{t+1} = Total de activos fijos revaluados, obtenido del último (ver fórmula 32.2).

DC_{t+1} = Depreciación del activo al costo, obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria (ver fórmula 36).

DR_{t+1} = Depreciación acumulada de los activos revaluados, obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio

regulado (saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria. (ver fórmula 49).

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

$$AFC_{t+1} = AFC_t + AD - RA_{cto} \pm TA_{cto} \quad (\text{Fórmula 32.1})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
t	=	Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.
AFC_{t+1}	=	Activo fijo al costo al mes de diciembre del periodo $t+1$.
AFC_t	=	Activo fijo al costo al inicio del año según el último estado auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza la misma.
AD	=	Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico del plan de inversiones respectivo.
RA_{cto}	=	Retiro de activos al costo (ver sección 5.3 referente a los criterios para el retiro de activos).
TA_{cto}	=	Traslado de activos al costo.
cto	=	Al costo

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

$$AFR_{t+1} = AFR_t - RA_r \pm TA_r + Rev \quad (\text{Fórmula 32.2})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario
AFR_{t+1}	=	Activo fijo revaluado al mes de diciembre del periodo $t+1$.
AFR_t	=	Activo fijo revaluado al inicio del año según el último estado auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza la misma.
RA_r	=	Retiros de activos revaluado.
Rev	=	Revaluación de activos del periodo que estará vigente la tarifa (ver fórmula 32.3).
TA_r	=	Traslado de activos revaluados.
r	=	Revaluado.

- Revaluación de activos:

El procedimiento seguido para la revaluación de activos es el siguiente:

$$Rev = IR * [(AFC_t + AFR_t - RA_{cto} - RA_r) \pm (TA_{cto} + TA_r)] \quad (\text{Fórmula 32.3})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.
Rev	=	Revaluación de activos del periodo que estará vigente la tarifa.
IR	=	Índice de revaluación. Se refiere al índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.
AFC_t	=	Activo fijo al costo, en el periodo t .
AFR_t	=	Activo fijo revaluado, en el periodo t .
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.
cto	=	Al costo.
r	=	Revaluado.

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

Índice de revaluación componente local:

$$IR_L = \left(\frac{IPCR_{t+1}}{IPCR_t} - 1 \right) * (\% C_L) \quad (\text{Fórmula 33})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
t	=	Período anterior en el que estará vigente el ajuste tarifario
IR_L	=	Índice de revaluación de activos local.
$IPCR_t$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del periodo t .
$IPCR_{t+1}$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre $t+1$.
L	=	Local.
$\% C_L$	=	Porcentaje de componente del gasto local.

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).

Índice de revaluación para activos de origen externo

$$IR_E = \left(\frac{IPUSA_{t+1} * Tcve_{t+1}}{IPUSA_t * Tcv_t} - 1 \right) * (\% C_e) \quad (\text{Fórmula 34})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
IR_E	=	Índice de revaluación de activos externo.
$IPUSA_t$	=	Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del periodo t .
$IPUSA_{t+1}$	=	Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del periodo $t+1$.
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondiente a diciembre del periodo $t+1$.
Tcv_t	=	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 t .
$\% C_e$	=	Porcentaje de componente del gasto externo.
E	=	Externo.

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 utiliza como fuente para la información real el Bureau of Labor Statistics de USA.

Índice compuesto de revaluación para activos:

$$IR_{com} = IR_L + IR_E \quad (\text{Fórmula 35})$$

Donde:

IR_{com}	=	Índice de revaluación compuesto.
IR_L	=	Índice de revaluación de activos local.
IR_E	=	Índice de revaluación de activos externo.
L	=	Local.
E	=	Externo.
com	=	Compuesto.

- Depreciación al costo (DC_{t+1}):

$$DC_{t+1} = DC_t - RD_{cto} + Dep \pm TD_{cto} \quad (\text{Fórmula 36})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
DC_{t+1}	=	Depreciación al costo, al mes de diciembre del periodo $t+1$.
DC_t	=	Depreciación al costo, al mes de diciembre del periodo t .
RD_{cto}	=	Retiro de activos depreciados al costo.
Dep	=	Depreciación (ver fórmula 37).

TD_{cto} = Traslados depreciados al costo.
 cto = Al costo.

$$Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}] \quad (\text{Fórmula 37})$$

Donde:

t = Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.
 Dep = Depreciación.
 TDA = Tasa de depreciación del activo (ver fórmula 38).
 AFC_t = Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico en el periodo t .
 RA_{cto} = Retiro de activos al costo.
 TA_{cto} = Traslado de activos al costo.
 cto = Al costo.

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:

$$TDA = \frac{100 - VAR}{VU} \quad (\text{Fórmula 38})$$

Donde:

TDA = Tasa de depreciación del activo
 VAR = Valor de rescate
 VU = Vida útil

- Depreciación acumulada revaluada (DR_{t+1}):

$$DR_{t+1} = DR_t - RA_{dr} + Dep_r + Rev_{dr} \pm TA_{dr} \quad (\text{Fórmula 39})$$

Donde:

t = Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.
 $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
 DR_{t+1} = Depreciación acumulada revaluada, al mes de diciembre del periodo $t+1$.
 DR_t = Depreciación revaluada, al mes de diciembre del periodo t .
 RA_{dr} = Retiro de activos depreciados revaluados.
 Dep_r = Depreciación revaluada (ver fórmula 40).
 Rev_{dr} = Revaluación de la depreciación revaluada.
 TA_{dr} = Traslado de activos depreciados revaluados.

r = Revaluado.

Calculo de la depreciación revaluada

$$Dep_r = TD_{ac} * [AFR_t - (0,5 * RA_r) \pm TA_r] \text{ (Fórmula 40)}$$

Donde:

t = Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.

TD_{ac} = Tasa de depreciación.

AFR_t = Activo fijo revaluado, al mes de diciembre del periodo w .

RA_r = Retiros de activos revaluado.

TA_r = Traslado de activos revaluados.

r = Revaluado.

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

$$Rev_{dr} = IR * [DC_t + DR_t - (RD_{cto} + RA_{dr}) \pm (TD_{cto} + TA_{dr})] \text{ (Fórmula 41)}$$

t = Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.

Rev_{dr} = Revaluación de la depreciación revaluada.

IR = Índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.

DC_t = Depreciación al costo, al mes de diciembre del periodo t .

DR_t = Depreciación revaluada, al mes de diciembre del periodo t .

RD_{cto} = Retiro de activos depreciados al costo.

RA_{dr} = Retiro de activos depreciados revaluados.

TD_{cto} = Traslados depreciados al costo.

TA_{dr} = Traslado de activos depreciados revaluados.

cto = Al costo.

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 ($AFNOR_{t+1}$). Se analiza y considera:

- El Plan de Inversiones vigente.
- La capacidad de ejecución del Plan de Inversiones histórica de la Institución.
- 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 activos deben responder a dos criterios: **útiles** para la prestación del servicio y efectivamente se utilicen en la misma (**utilizable**).

5.2. Capital de trabajo

El capital de trabajo se estima como el período medio de cobro multiplicado por el efectivo requerido de operación por día (gastos de operación, mantenimiento y administración menos las depreciaciones, las partidas amortizables y los gastos por pérdidas de retiros de activos, lo anterior dividido entre 360). De la siguiente manera:

$$CT = \left[\left(\frac{Cx C}{ITN} \right) * 360 \right] * \frac{(COMA - D - Pa - GPer)}{360} \quad (\text{Fórmula 42})$$

Donde:

<i>CT</i>	=	Capital de trabajo.
<i>CxC</i>	=	Promedio de las cuentas por cobrar de los últimos 3 periodos anuales auditados de los estados financieros.
<i>ITN</i>	=	Ingresos correspondientes al servicio de transmisión nacional de energía eléctrica del periodo de entrada en vigencia del estudio (según el apartado 2 de la sección VII).
<i>COMA</i>	=	Costos de operación, mantenimiento y administración (según el apartado 3 de la sección VII).
<i>D</i>	=	Depreciación de activos (según el apartado 3 de la sección VII).
<i>Pa</i>	=	Gastos por partidas amortizables (según el apartado 3 de la sección VII).
<i>GPer</i>	=	Gastos por pérdidas de retiros de activos (según el apartado 3 de la sección VII).

5.3 Inversiones

El Plan de Inversiones debe ser presentado según el formato de clasificación de activos establecido por la Intendencia de Energía y clasificadas en micro y macro inversiones y las sub-clasificaciones correspondientes. Adicionalmente, se debe justificar la concordancia del Plan de Inversiones con el Plan Nacional de Desarrollo (PND) y el Plan Nacional de Energía (PNE), cuando corresponda.

Se analiza que las inversiones solicitadas tengan una justificación técnica y financiera razonable y que éstas tengan un impacto positivo en la calidad y continuidad del servicio.

También se analiza la razonabilidad de los precios de cada una de las obras incluidas.

Los montos de inversión avalados por Aresep serán los montos de adición de activos utilizados para calcular el activo fijo neto. Se podrán adicionar la totalidad de los activos reconocidos en las inversiones en cada año, si el promedio del porcentaje de ejecución es un 100%.

5.3.1 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 $t+1$

Inversiones Reconocidas = Inversiones * Porcentaje de ejecución (Fórmula 43)

Determinación del Porcentaje de ejecución

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. El porcentaje de ejecución promedio tiene un tope de un 100%.
5. 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.
6. 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 deberá realizar visitas de campo a los diferentes proyectos, con el propósito de verificar montos, ejecución y año de aprobación.

A las adiciones reconocidas se le aplica una actualización por índices según el procedimiento establecido en la sección 3.1.1. Esto se utiliza cuando los precios de las unidades constructivas están referenciados a un año distinto al que se analiza la solicitud tarifaria.

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.

5.3.2 Determinación de los retiros

Los retiros de activos que se registren deben coincidir en monto y justificación con los incluidos en el apartado 3 de la sección VII, fórmula 17.

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

- Las empresas están en la obligación de depurar la base tarifaria, para ello deben presentar en cada estudio tarifario el detalle de activos retirados del sistema eléctrico, clasificados por remplazo, deterioro, obsolescencia, traslados u otros.
- En el caso que exista una prevención o disposición que instruya la presentación de los retiros de activos e información relacionada a esta y la empresa no cumple las mismas, la IE tiene la potestad de no aceptar los saldos de los activos, dado que el regulado omite este dato considerado relevante en el cálculo de la base tarifaria.

- Cuando no media prevención o disposición en relación al tema, existe el criterio de aplicar un porcentaje similar a la depreciación para cada grupo de activos, por concepto de retiro de activos, tanto en los valores al costo como revaluado.
- 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 la partida de gasto por concepto de “pérdida por retiro de activos”. Este gasto debe ser congruente con los saldos que reflejan los activos retirados del sistema eléctrico 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 será 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.

5.4 Criterios para la clasificación de activos del servicio de transmisión eléctrica

Para efectos de uniformidad en el manejo ingenieril y contable, se considerará los criterios establecidos mediante Resolución emitida por la Aresep en relación a la clasificación, categorías y formato de presentación de los activos.

6. OTRAS CONSIDERACIONES

Toda la información requerida para aplicar la presente metodología será solicitada a las empresas mediante resolución motivada de la Intendencia de Energía.

7. ANEXOS

Anexo 1. Glosario de términos relevantes

Término	Concepto
Activo fijo neto en operación	Valor neto de la inversión, valuada a su valor razonable, en el momento de la revaluación, 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 la suma del activo fijo neto en operación y el capital de trabajo neto.

Término	Concepto
Canon	Es la fuente de financiamiento del ente regulador. En el caso de Aresep, el canon lo recaudan 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	El capital de trabajo tarifario (en base tarifaria) no considera los pasivos. Solo el promedio de cobro y los costos diarios. Es la inversión promedio en activos circulantes que no es financiada mediante pasivos circulantes promedio del período de estudio.
Comercialización eléctrica	Proceso cuyo objetivo es hacer llegar los bienes desde el productor al consumidor. Involucra actividades como cobro, facturación, lecturas, servicio al cliente, entre otros.
Costo	Erogación o desembolso, o la obligación de incurrir en ellos, identificados con mercancías o servicios adquiridos.
Costos de operación	Gastos en que se incurre en el curso ordinario de la prestación de un servicio y su ocurrencia está directamente relacionada con este.
Costos directos	Son aquellos costos que se pueden atribuir fácilmente a la producción de cada producto o servicio prestado.
Costos indirectos	Son aquellos gastos que no se pueden identificar razonablemente con cada producto ofrecido o servicio prestado, sino a una actividad general, de manera que deben asignarse a dichos productos o servicios sobre una base técnica de distribución adecuada.
Costo no recurrente	Son todos aquellos costos en que se incurre cuando menos cada dos años y que, por su naturaleza, no son considerados costos de operación o recurrentes.
Costos recurrentes	Son todas aquellas erogaciones que se generan regularmente, año tras año.
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.
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.
Distribución eléctrica	Servicio que permite el suministro de energía eléctrica, desde la subestación hasta los usuarios finales. El consumo de energía eléctrica se mide en kilovatios hora (kWh).
Estudio tarifario	Trámite de análisis económico, financiero y contable que realiza la Aresep sobre cada servicio público regulado.
Fórmulas tarifarias	Procedimiento de cálculo contable, financiero, económico, matemático, estadístico, ecológico, ambiental, de infraestructura y depreciación de los sistemas que se involucran en la metodología tarifaria.
Índice de precios	Es un indicador económico que muestra la variación en los precios de un conjunto de bienes y servicios determinado. 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.

Término	Concepto
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.
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.
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 ordinaria	Metodología tarifaria en cuya aplicación se utiliza el procedimiento de fijación ordinario definido en la Ley 7593.
Modelo de costo promedio ponderado de capital (WACC)	Promedio del costo del capital propio de una empresa y del costo de la deuda después de impuestos, ponderado por la fracción del valor de la empresa que corresponde a capital propio y deuda, respectivamente.
Modelo de valuación de activos de capital (CAPM)	Costo de los recursos propios de una empresa, que se obtiene sumando la rentabilidad que proporciona la inversión en un activo libre de riesgo y la prima por invertir en activos con riesgo.
Multas	Sanción administrativa que consiste en la obligación de pagar una cantidad determinada de dinero por incumplimiento en alguna de las obligaciones establecidas para los operadores.
Nivel tarifario	Instrumento utilizado en la regulación para garantizar la sostenibilidad del servicio, de manera que el operador cubra todos sus costos. El nivel tarifario puede ser alto o bajo.
Período Fiscal	Es de un año contado a partir del 1° de octubre de cada año y el 30 de setiembre del año siguiente.
Pliego tarifario	Lista que contiene las tarifas aprobadas por la Autoridad Reguladora y que el prestador del servicio tiene derecho a cobrar, como contraprestación por los servicios prestados.
Precio	Suma de dinero que se cobra y paga por bienes y servicios.
Régimen tarifario	Son las reglas y mecanismos por los cuales las tarifas se ajustan y modifican con el paso del tiempo. El objetivo regulatorio que impulsa es la eficiencia productiva de manera que el costo del servicio sea lo más bajo posible.
Rendimiento sobre la base tarifaria	Es la rentabilidad reconocida a un operador regulado sobre la inversión en activos fijos netos y capital de trabajo.
Rentabilidad	En economía la rentabilidad financiera es el beneficio económico (lucro, utilidad o ganancia) obtenido en una actividad o inversión.
Resoluciones tarifarias	Acto administrativo mediante el cual se aprueba, rechaza o modifica una tarifa o pliego tarifario.
Servicio al costo	Principio bajo el cual se fijan 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.
Tarifa	Precio que pagan los usuarios o consumidores, por la compra de determinados bienes o servicios regulados.
Tasa de rédito	Tasa que estima una rentabilidad adecuada de la empresa, con base en su producción. Proviene del modelo regulatorio "Rate of Return Regulation", el cual es utilizado para el cálculo de tarifas.
Transmisión eléctrica	Conjunto de elementos interconectados que se utiliza para transmitir una señal de un lugar a otro. La señal transmitida puede ser eléctrica, óptica o de

Término	Concepto
	radiofrecuencia.
Valor de mercado	Costo de un bien por compra directa. Puede obtenerse de cotizaciones y precios de facturas de los proveedores.
Valor de rescate	Es el importe estimado que la entidad podría obtener actualmente por la disposición del elemento, después de deducir los costos estimados por tal disposición, si el activo ya hubiera alcanzado la antigüedad y las demás condiciones esperadas al término de su vida útil.

2. Instruir al Departamento de Gestión Documental la apertura del expediente para el trámite respectivo.
3. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
4. Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación para que, una vez realizado el proceso de audiencia pública, proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final del modelo los cuales deberán ser remitidos a esta Junta Directiva oportunamente.

ACUERDO FIRME.

- c) *En cuanto a la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”.*

ACUERDO 10-62-2014

1. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta de “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos cooperativas de electrificación rural”, con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación mediante el oficio 133-CDR-2014 del 13 de octubre del 2014, cuya propuesta se copia a continuación: (...)

I. RESUMEN

Esta metodología se aplicará para los procesos de fijación tarifaria ordinaria correspondientes al servicio de generación de electricidad que prestan todos los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, que brinden ese servicio y que son regulados por la Aresep. Mediante esta metodología se calcula el ajuste porcentual a establecer en las fijaciones para el servicio antes mencionado, que se establecerá durante el lapso de fijación ordinaria correspondiente.

La metodología define un conjunto de fórmulas y criterios con los cuales se va a obtener el ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en el total de los costos y de la expansión en infraestructura eléctrica. Lo anterior permite considerar la demanda vegetativa y la expansión del suministro eléctrico, bajo las condiciones de calidad establecidas, para el

período en que estará vigente la tarifa. En ese sentido, la metodología no contempla el establecimiento de la estructura tarifaria y la definición de la tarifa final a operadores y para cada uno de los usuarios del servicio de generación. Se determina el ajuste porcentual requerido que deberá posteriormente distribuirse de conformidad con lo que técnicamente determine la Intendencia de Energía (IE) entre las diferentes tarifas y bloques de acuerdo a la estructura tarifaria.

La presente metodología no se aplica para la determinación de precios de referencia para las ventas de electricidad producida por generadores privados, para lo cual existen otras metodologías tarifarias vigentes.

Mediante la aprobación y aplicación de esta metodología, se busca contribuir al logro de los siguientes objetivos:

1. Sistematizar y formalizar el conjunto de métodos que se emplean para las fijaciones tarifarias ordinarias correspondientes al servicio de generación de electricidad que regula la Aresep.
2. Definir esos métodos de manera detallada, rigurosa y clara, con el propósito de brindar más transparencia a los procedimientos de fijación tarifaria en que se emplea, y de facilitar la rendición de cuentas de la Aresep ante los actores involucrados en tales procedimientos.
3. Introducir mejoras y actualizaciones del procedimiento de fijación ordinaria antes mencionado, en los siguientes aspectos:
 - Estimación del costo de capital propio (CAPM).
 - Unificar los períodos de tiempo empleados en el cálculo de estimaciones para las diferentes variables que componen la estimación de los ingresos. Adicionalmente, establecer como requerimiento un análisis de corte estructural de las series de tiempo utilizadas.
 - Establecer los períodos de tiempo que se emplean para el cálculo de promedios, en donde se utilicen variables como índices de precios y tipo de cambio.
 - Homologar criterios para el tratamiento de las variables que intervienen en el cálculo de ajuste tarifario ordinario del sistema de generación de energía eléctrica.
 - Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.

El modelo general para determinar el ajuste porcentual a reconocer en las fijaciones ordinarias para el servicio de generación eléctrica, se basa en el enfoque regulatorio de tasa de retorno. El enfoque establece que la tarifa a definir debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales, asociados al servicio que se regula, bajo condiciones de calidad establecidas, además de garantizar un monto sobre el capital invertido denominado rédito para el desarrollo que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria. La tasa de rédito se calcula mediante el modelo de costo promedio de capital (WACC por sus siglas al inglés).

La presente propuesta metodológica define el procedimiento a seguir para el cálculo de los siguientes componentes: a) ingresos totales, b) costos totales, c) rédito para el desarrollo, d) base tarifaria, e) período de aplicación, f) monto total de ajuste tarifario, y g) ajuste porcentual.

II. ANTECEDENTES

La metodología para las fijaciones ordinarias de tarifas para el servicio de generación de electricidad que regula la Aresep está basada en el enfoque regulatorio de Tasa de Retorno. En su formulación básica, es la misma que utilizó el extinto Servicio Nacional de Electricidad (SNE) para el propósito mencionado. Esta metodología no ha sido aprobada mediante resolución del Regulador General o de la Junta Directiva, y su legitimación se ha producido a partir de su uso a lo largo de los años. Los documentos oficiales en los que consta la aplicación de esta metodología son las resoluciones que establecen las respectivas fijaciones tarifarias, y la información sobre esos procesos de fijación tarifaria es la que se encuentra en los respectivos expedientes.

En el actual período de administración de la Aresep, se ha venido ejecutando una estrategia orientada a sistematizar y actualizar aquellas metodologías tarifarias que se vienen utilizando desde la época en que existió el SNE y que no han sido aprobadas por la Junta Directiva. Como parte de ese esfuerzo, en el año 2013 el Regulador General asignó al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) la tarea de sistematizar las metodologías tarifarias ordinarias correspondientes a los servicios de generación, transmisión y distribución de electricidad.

El CDR organizó la ejecución de la citada tarea en tres proyectos distintos, cada uno de los cuales se enfoca en uno de los servicios mencionados. El proyecto de desarrollo de la metodología ordinaria para el servicio de generación de electricidad se inició a principios del segundo semestre del 2013. Su resultado es la propuesta que se presenta en este informe.

III. JUSTIFICACIÓN

La metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica para operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, se dirige al cumplimiento de los siguientes principios y valores regulatorios:

- 1) Bienestar de las personas: la Autoridad Reguladora orientará el ejercicio de sus competencias hacia la promoción activa de un creciente bienestar para la población del país, al fomentar condiciones óptimas de cantidad, calidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad en la provisión de los servicios públicos.
- 2) Servicio al costo: la Autoridad Reguladora fijará las tarifas de acuerdo con lo establecido en la Ley 7593, entendiendo por costo, el costo de oportunidad social de largo plazo de los servicios. Los criterios de eficiencia económica, equidad social, sostenibilidad ambiental y conservación de los recursos serán elementos centrales en la definición de ese costo.
- 3) Regulación eficiente: en el cumplimiento de los objetivos de la regulación, se impulsará el desarrollo de los modelos y prácticas de regulación que impongan el mínimo costo directo e indirecto a los prestadores de servicios públicos, los usuarios de esos servicios y la sociedad en su conjunto.

- 4) Transparencia: Los procesos de regulación deben ser conocidos y abiertos a la participación de los ciudadanos, y deben conducir a decisiones bien fundamentadas, que se basen en reglas claras cuya aplicación sea congruente. Por medio de un proceso institucional de rendición de cuentas, los usuarios, los regulados y las instituciones de control y fiscalización deben tener acceso a las decisiones sobre temas regulatorios y sobre el manejo de recursos públicos que se tomen en el nivel de dirección y general en todos los niveles de la organización.

Con esta propuesta, se busca solventar las siguientes necesidades:

1. Sistematizar y formalizar el procedimiento metodológico que se emplea en la definición del ajuste porcentual a establecer en las fijaciones tarifarias ordinarias para el servicio de generación de energía eléctrica. Lo anterior se realiza considerando:
 - a. La definición y establecimiento de los procesos a seguir para el cálculo del monto de ajuste porcentual tarifario a aplicar: i-) cálculo de ingresos totales, ii-) cálculo de costos totales, iii-) cálculo del rédito para el desarrollo, iv-) período de aplicación y v-) cálculo del monto y porcentaje de ajuste tarifario.
 - b. El contar con procedimientos metodológicos claros, transparentes y replicables para el cálculo de ingresos totales, costos totales, rédito para el desarrollo y ajuste tarifario.
 - c. El contar con las fórmulas requeridas para el cálculo de las variables incorporadas en la obtención del porcentaje de ajuste requerido por el servicio de generación de energía eléctrica.
2. Uniformar el procedimiento metodológico que se ha establecido en las diferentes fijaciones tarifarias para el servicio de generación eléctrica, tanto para cada operador particular del servicio como entre los diferentes operadores. Con ese propósito:
 - a. Se realiza una unificación de criterios y procedimientos, para homogenizar el procedimiento metodológico que se ha establecido en diferentes fijaciones tarifarias, para el servicio de generación eléctrica, en cada operador.
 - b. Se unifican y estandarizan los criterios metodológicos, a utilizar en la definición del porcentaje de ajuste tarifario, entre los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. Esto permite aplicar el mismo procedimiento metodológico para el mismo servicio, independientemente de la naturaleza del operador público o cooperativas de electrificación rural.
3. Actualizar la forma de cálculo para la estimación del costo de capital propio (CAPM). Al respecto conviene considerar lo siguiente:
 - a. La fuente de información empleada en los últimos años para la estimación del costo de capital propio en operadores públicos ha sido la publicada por el profesor Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>
 - b. A partir del 2014, Damodaran realiza un cambio en la forma de publicar el beta desapalancado, siendo una de las variables que se consideran en el cálculo del CAPM. Deja de publicar los valores del beta desapalancado

- para el sector específico de energía eléctrica y ahora pública un valor para el sector denominado “Utility General”.
- c. Es necesario establecer y formalizar procedimientos claros para la obtención del CAPM mediante Damodaran.
4. Establecer criterios homogéneos para el cálculo de proyecciones, el uso de variables económicas, y el uso de información financiera y contable. Ello incluye la definición de los períodos a emplear en las proyecciones y en el cálculo de valores promedio.
5. Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales; lo anterior una vez que se requiera un nuevo proceso o solicitud de fijación tarifario ordinario. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.

IV. MARCO LEGAL

1. Competencias de la Autoridad Reguladora para establecer metodologías tarifarias

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

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

“ (...)

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

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

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

"Una de esas leyes, unánimemente aceptada hoy, puede formularse así: las tarifas de los servicios públicos deben corresponder a los costes reales del mismo, lo que significa que el conjunto de los ingresos procedentes del mismo debe cubrir el conjunto de los costes razonables que sean necesarios para producirlo. Con ello se afirma, de una parte, que los precios no deben alejarse

de los costes medios por unidad de producto, incluyendo en estos, como es lógico, un normal beneficio para los inversores; de otra parte, se quiere decir que los costes deben ser sufragados por los usuarios, no por los accionistas, ni por los contribuyentes, ni por la economía en su conjunto recurriendo a préstamos inflacionistas de la banca central; en tercer lugar, se quiere decir también que la tarifa debe cubrir los costes y nada más que los costes: es un error económico y un dislate jurídico que la tarifa se convierta en un cajón de sastre donde cabe cualquier cosa: una exacción fiscal encubierta, una subvención a terceros, una protección arancelaria o cualquier otra finalidad ajena al servicio.

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

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

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

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

“[...] V.-Fijaciones tarifarias. Principios regulatorios. *En los contratos de concesión de servicio público (dentro de estos el de transporte remunerado de personas), de conformidad con lo estatuido por los artículos 5, 30 y 31 de la Ley no. 7593, corresponde a la ARESEP fijar las tarifas que deben cancelar los usuarios por su prestación. Ese cálculo, ha de realizarse conforme al principio del servicio al costo, en virtud del cual, según lo señalado por el numeral 3 inciso b) de la Ley no. 7593, deben contemplarse únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad. Para tales efectos, el ordinal 32 ibidem establece una lista enunciativa de costos que no son considerados en la cuantificación económica. A su vez, el numeral 31 de ese mismo cuerpo legal establece pautas que también precisan la fijación, como es el fomento de la pequeña y mediana empresa, ponderación y favorecimiento del usuario, criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, eficiencia económica, entre otros. El párrafo final de esa norma expresa que no se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestatarias, postulado que cumple un doble cometido. Por un lado, se insiste, dotar al operador de un medio de retribución por el servicio prestado que permita la amortización de la inversión realizada para prestar el servicio y obtener la rentabilidad que por contrato le ha sido prefijada. Por otro, asegurar al usuario que la tarifa que paga por el transporte obtenido sea el producto de un cálculo matemático en el cual se consideren los costos necesarios y autorizados, de manera tal que se pague el precio justo por las condiciones en que se brinda el servicio público.*

*Este aspecto lleva a que el proceso tarifario constituya una armonía entre ambas posiciones, al punto que se satisfagan los derechos de los usuarios, pero además el derecho que se deriva del contrato de concesión, de la recuperación del capital y una ganancia justa. Por ende, si bien un principio que impregna la fijación tarifaria es el de mayor beneficio al usuario, ello no constituye una regla que permita validar la negación del aumento cuando técnicamente proceda, siendo que en esta dinámica debe imperar un equilibrio justo de intereses, lo que logra con un precio objetivo, razonable y debido. En su correcta dimensión implica un servicio de calidad a un precio justo. Con todo, el incremento tarifario dista de ser un fenómeno automático. Está sujeto a un procedimiento y su viabilidad pende de que luego del análisis técnico, se deduzca una insuficiencia económica. En este sentido, la ARESEP se constituye en la autoridad pública que, mediante sus actuaciones, permite la concreción de esos postulados que impregnan la relación de transporte público. **Sus potestades excluyentes y exclusivas le permiten establecer los parámetros económicos que regularan (sic) el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios.**" (Véase sentencia No. 577 de las 10 horas 20 minutos del 10 de agosto de 2007). (Lo resaltado es nuestro). Ver en igual sentido, la sentencia 005-2008 de las 9:15 horas del 15 de abril de 2008, dictada por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Sexta.*

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

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

Artículo 36. Asuntos que se someterán a audiencia pública.

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

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

(...)

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

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

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

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

(...) .”

En el ejercicio de esas competencias regulatorias, se debe considerar lo dispuesto en la Ley N° 7593 y su reglamento, de dicha Ley es preciso observar específicamente los artículos 1, 3, 4, 5, 9, 24, 31 y 32, así como el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública, que a continuación se transcriben:

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

“Artículo 1. Transformación.

(...) La Autoridad Reguladora no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo en el cumplimiento de las atribuciones que se le otorgan en esta Ley; no obstante, estará sujeta al Plan nacional de desarrollo, a 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:

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

(...)”

“Artículo 9. Concesión o permiso.

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

(...)”

“Artículo 24. Suministro de información.

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

“Artículo 31. Fijación de tarifas y precios.

Para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, la Autoridad Reguladora tomará en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras.

(...)

Los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan nacional de desarrollo, deberán ser elementos centrales para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos. No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público.

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

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

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

“Artículo 32. Costos sin considerar.

No se aceptarán costos de las empresas reguladas:

- a. *Las multas que les sean impuestas por incumplimiento de las obligaciones que establece esta ley.*
- b. *Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.*
- c. *Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.*
- d. *Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.*
- e. *Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.*
- f. *El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora.”*

- Ley General de la Administración Pública establece:

“Artículo 16.-

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

2. Competencia de la Junta Directiva para emitir las metodologías

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

“Artículo 6. Junta Directiva.

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

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

Tiene las siguientes funciones:

(...)

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

(...)”

En la Ley N° 7593:

“Artículo 45. Órganos de la Autoridad Reguladora.

La Autoridad Reguladora tendrá los siguientes órganos:

a) Junta Directiva.

b) Un regulador general y un regulador general adjunto.

c) Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL).

d) La Auditoría Interna.

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

(...)”

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

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

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

Tratándose del sector eléctrico en Costa Rica, se observa que éste se caracteriza por una amplia participación del Estado en los ámbitos de políticas, planificación, regulación y operación. La definición de políticas y planes nacionales referentes a este sector, que orientan las acciones de los agentes, corresponde a la Dirección Sectorial de Energía (DSE), perteneciente al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), que elabora el Plan Nacional de Energía -PNE- (actualmente, rige el VI Plan Nacional de Energía 2012-2030), y el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, con el Plan Nacional de Desarrollo (PND). Asimismo, la labor de regulación (incluida la fijación de tarifas) del servicio de suministro de

energía eléctrica en todas sus etapas, está a cargo de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), según el artículo 5 inciso a) la Ley N° 7593.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Por su parte, la etapa de transmisión de energía eléctrica consiste en transportar a través de grandes distancias, mediante una red constituida por los elementos necesarios para llevarla hasta los puntos de consumo, la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas. Y finalmente, la etapa de distribución de energía eléctrica consiste en suministrar la energía eléctrica, mediante una red o sistema de distribución, desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.

Además de las anteriores etapas, también puede darse la comercialización de energía eléctrica, que es realizada por los diversos participantes del sector que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional.

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

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

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

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

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

De forma específica, las normas que sustentan lo anterior son:

- Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Ley N° 449:
“Artículo 1º.- Créase el Instituto Costarricense de Electricidad, en adelante llamado el Instituto, al cual se encomienda el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, en especial los recursos hidráulicos.

La responsabilidad fundamental del Instituto, ante los costarricenses será encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo de Costa Rica.”

- Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, Ley N° 8660:

Artículo 2.- Objetivos de la Ley

Son objetivos de esta Ley:

- a) *Fortalecer, modernizar y dotar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), a sus empresas y a sus órganos adscritos, de la legislación que le permita adaptarse a todos los cambios en el régimen legal de generación y prestación de los servicios de electricidad, así como de las telecomunicaciones, infocomunicaciones, productos y servicios de información y demás servicios en convergencia.*

(...)”

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

“Artículo 1.- Definición.

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

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

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

“Artículo 1º.- La presente Ley establece el marco jurídico regulador de las siguientes actividades:

a) *La concesión para el aprovechamiento de las fuerzas que puedan obtenerse de las aguas de dominio público del territorio nacional, al amparo de lo dispuesto en el inciso 14) del Artículo 121 de la Constitución Política, a las asociaciones cooperativas de electrificación rural, a consorcios formados por estas y a empresas de servicios públicos municipales.*

b) *La generación, distribución y comercialización de energía eléctrica por parte de los sujetos indicados en el inciso anterior, utilizando recursos energéticos renovables y no renovables en el territorio nacional, al amparo de la Ley N° 7593, de 9 de agosto de 1996.”*

- Ley Constitutiva de Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), Ley N° 5889:

“Artículo 1.- Constitución, fines.

Créase la "Empresa de Servicios Públicos de Heredia", con sede en la ciudad de Heredia, con plenas facultades para prestar servicios de agua potable, alcantarillado sanitario, evacuación de aguas pluviales, lo mismo que generación y distribución de energía eléctrica y alumbrado público en el cantón central de Heredia, y en los cantones circunvecinos de ésta, si así lo solicitan las municipalidades respectivas, siempre y cuando no estén servidas por otras instituciones públicas.

El patrimonio de esta empresa pertenecer a las municipalidades que se adhieran a la misma, en proporción a lo aportado por cada una de ellas.”

- Reforma Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago JASEC, Ley N° 7799:

“Artículo 2.- *JASEC es una persona jurídica de derecho público, de carácter no estatal, con plena capacidad jurídica, patrimonio propio y autonomía financiera, administrativa y técnica en el cumplimiento de sus deberes y queda facultada para prestar los servicios que define el artículo 5 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, excepto los servicios de transmisión de datos y los señalados en el inciso b) de dicha ley, deberá contar con la concesión respectiva cuando sea necesario.*

(...)”

Como puede notarse, cada uno de los participantes en el sector eléctrico en cualquiera de las etapas del suministro del servicio en cuestión, sea éste privado o público, cuenta con un respaldo legal que le permite tal participación.

De acuerdo con la normativa citada, la Ley N° 7593 y su reglamento, con el Reglamento Sectorial de Servicios, con las normas técnicas dictadas por la Aresep, y con las metodologías que se emitan al respecto, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, regula la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica, por parte de los sujetos autorizados para ello.

V. ALCANCES Y LIMITACIONES

Esta metodología se aplicará para las fijaciones tarifarias ordinarias correspondientes al servicio de generación de electricidad que prestan los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. Mediante esta metodología, se calcula el ajuste porcentual a reconocer en las fijaciones para el servicio antes mencionado, que se establecerá durante el lapso de fijación ordinaria correspondiente.

La metodología define el ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones del servicio regulado para el período en que estará vigente la tarifa. En ese sentido, la metodología no contempla el establecimiento del procedimiento de la estructura tarifaria y la definición de la tarifa final a los operadores y los usuarios directos del servicio. Se determina el ajuste porcentual requerido que deberá posteriormente distribuirse de conformidad con lo que técnicamente determine la IE entre las diferentes tarifas y bloques de acuerdo a la estructura tarifaria.

La presente metodología no se aplica para la determinación de precios de referencia para las ventas de electricidad producida por generadores privados, para lo cual existen otras metodologías tarifarias vigentes.

VI. OBJETIVOS DE LA METODOLOGÍA

Mediante la aprobación y aplicación de esta metodología, se busca contribuir al logro de los siguientes objetivos:

1. Sistematizar y formalizar el conjunto de métodos que se emplean en el presente para las fijaciones ordinarias, correspondientes al servicio de generación de electricidad que regula la Aresep.
2. Definir esos métodos de manera detallada, rigurosa y clara, con el propósito de brindar más transparencia a los procedimientos de fijación tarifaria en que se emplea, y de facilitar la rendición de cuentas de la Aresep ante los actores involucrados en tales procedimientos.
3. Introducir mejoras y actualizaciones del procedimiento de fijación ordinaria antes mencionado, en los siguientes aspectos:
 - Estimación del costo de capital propio (CAPM).
 - Definición de la fuente de información financiera a utilizar en el cálculo del CAPM.
 - Unificar los períodos de tiempo empleados en el cálculo de estimaciones para las diferentes variables que componen la estimación de los ingresos. Adicionalmente, establecer como requerimiento un análisis de corte estructural de las series de tiempo utilizadas.
 - Establecer los períodos de tiempo que se emplean para el cálculo de promedios en donde se utilicen variables como índices de precios y tipo de cambio.
 - Homologar criterios para el tratamiento de las variables que intervienen en el cálculo de ajuste tarifario ordinario del sistema de generación de energía eléctrica.
 - Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.
4. Obtener una estimación del ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones del servicio regulado para el período en que estará vigente la nueva fijación tarifaria.

VII. DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA

1. MODELO GENERAL

El modelo general para determinar el ajuste porcentual por reconocer en las fijaciones ordinarias para el servicio de generación eléctrica requiere del cálculo de los siguientes componentes: a) ingresos totales, b) costos totales, c) rédito para el desarrollo, d) base tarifaria, e) período de aplicación, y f) monto y ajuste tarifario. La distribución del ajuste porcentual por tipo de tarifa se hará de conformidad con lo que técnicamente determine la

Intendencia de Energía (IE). El modelo establece que la tarifa debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales asociados al servicio que se regula – bajo condiciones de calidad establecidas – y además garantizar un monto sobre el capital invertido, denominado rédito para el desarrollo, que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria, de la siguiente forma:

$$IT = COMA + (R * BT) \quad (\text{Fórmula 5})$$

Donde:

- IT = Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 10).
- $COMA$ = Costos totales de operación, mantenimiento y administración, así como otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio (ver apartado 3 sección VII).
- R = Tasa de rédito para el desarrollo (ver apartado 4 sección VII).
- BT = Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo (ver apartado 5 sección VII).

La aplicación del modelo establecido en la fórmula 1 requiere del cálculo, revisión, depuración y ajuste de la información ingenieril, económica, estadística y contable para el período base definido en la presente metodología, representado por la variable t . Posteriormente, esta información se emplea como insumo para estimar y proyectar los elementos que definen el monto de ajuste tarifario para el período en que entra a regir dicho ajuste, representado por $t+1$.

En la presente metodología se entiende por período “ t ”, al período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria; permite el uso de valores reales u observados para doce meses consecutivos. El período base provee la información insumo para las estimaciones y proyecciones que se requieren para el período $t+1$.

La longitud o extensión de las series de tiempo, requeridas para las variables del período base “ t ”, se determinarán de manera exógena, de forma tal que todas las variables empleen una extensión de tiempo adecuada para el cálculo de promedios o proyecciones. Por tanto, para cada variable se definirá de acuerdo con los requerimientos de información que se definen en cada caso a lo largo de la presente metodología.

Por su parte, el período “ $t+1$ ” es definido como el período de tiempo durante el cual estará vigente el nuevo ajuste tarifario, típicamente es un año. El período $t+1$ deberá ser definido por la Intendencia de Energía según el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública y deberá incorporar en el estudio de fijación tarifaria los criterios empleados para su definición.

En el primer caso, se emplean valores reales u observados en el período t para el cálculo de la siguiente manera:

$$IT_t = COMA_t + (R_{ot} * BT_t) \quad (\text{Fórmula 6})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria
IT_t	=	Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 10).
$COMA_t$	=	Costos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio en el período t (ver fórmula 18).
Ro_t	=	Tasa de rédito para el desarrollo observada para el período t , se obtiene como resultado de $(IT_t - COMA_t)/BT_t$.
BT_t	=	Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período t (ver apartado 5 sección VII).

Los costos de operación, mantenimiento y administrativos, la base tarifaria y el rendimiento sobre la base tarifaria, se calculan primeramente a partir de valores observados o reales para el período base t . El cálculo se hace a partir de las series de tiempo de los valores observados disponibles, con un rezago máximo de cuatro meses anteriores a la presentación de la solicitud tarifaria, los meses restantes para completar el período de análisis considerado en la solicitud tarifaria – período t - se podrán estimar y proyectar considerando los procedimientos establecidos en el apartado 2 y 3 de la sección VII, para efectos de estimaciones.

a) *Determinación del monto de ajuste para el período en que entrará en vigencia:*

Para la determinación del monto de ajuste requerido en el siguiente período, $t+1$, el período en el que estará vigente la nueva fijación tarifaria, primero se proyectan a 12 meses las variables IT con las tarifas de generación vigentes, $COMA$ y BT de la fórmula 1 (ver apartado 2 y 3 de la sección VII).

De la fórmula 1, se obtiene:

$$IT = COMA_{t+1} + R_{tv;t+1} * BT_{t+1} \quad (\text{Fórmula 3})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
IT	=	Ingresos totales estimados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 10).
$COMA_{t+1}$	=	Costos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$.
$R_{tv;t+1}$	=	Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$. (Fórmula 3.1)
BT_{t+1}	=	Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$.
tv	=	Tarifas vigentes

Al despejar el rédito para el desarrollo de la fórmula 3, se obtiene que:

$$R_{tv;t+1} = \frac{IT - COMA_{t+1}}{BT_{t+1}} \quad (\text{Fórmula 3.1})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- $R_{tv,t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$.
- IT = Ingresos totales estimados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes (ver fórmula 10).
- $COMA_{t+1}$ = Costos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver apartado 3 sección VII).
- BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).
- tv = Tarifas vigentes.

La tasa de rédito para el período $t+1$ con las tarifas vigentes ($R_{tv, t+1}$), es utilizada como indicador para determinar si se requiere un ajuste tarifario o no. Este rédito se compara con R_{t+1} , el rédito obtenido mediante el procedimiento definido en el apartado 4 de la sección VII, de forma que si el rédito con tarifas vigentes es mayor que el rédito obtenido en el apartado 4 de la sección VII se requiere una disminución en las tarifas, si es igual no se requiere ajuste y si es menor, se requiere un aumento en las tarifas.

b) Cálculo del ajuste en ingresos

La estimación de los ingresos totales que se requieren para la obtención de la tasa R_{t+1} en el período $t+1$ se calcula mediante el modelo de la fórmula 1:

$$IT_{t+1} = COMA_{t+1} + (R_{t+1} * BT_{t+1}) \quad (\text{fórmula 4})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- IT_{t+1} = Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$.
- $COMA_{t+1}$ = Costos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver apartado 3 sección VII).
- R_{t+1} = Tasa de rédito calculada mediante el WACC para el período $t+1$ (apartado 4 sección VII).
- BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).

Así, el monto de ajuste requerido en los ingresos totales para obtener la tasa R_{t+1} a partir de las tarifas vigentes, es:

$$\Delta IT = IT_{t+1} - IT \text{ (fórmula 4.1)}$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario
 ΔIT = Ajuste o cambio requerido en los ingresos totales del servicio de generación eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$.
 IT_{t+1} = Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$ (ver fórmula 4).
 IT = Ingresos totales estimados para el período $t+1$ con la tarifa vigente (ver fórmula 10).

El monto del ajuste también se puede expresar como la diferencia entre el excedente de operación obtenido con la tasa de rédito calculada con el WACC ($R_{t+1} * BT_{t+1}$) (apartado 4 de la sección VII) y los excedentes de operación proyectados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes ($R_{tv,t+1} * BT_{t+1}$). Este monto debe ser después distribuido entre las diferentes tarifas del servicio de generación de la electricidad. El ajuste es establecido de la siguiente forma:

$$\Delta IT = (R_{t+1} * BT_{t+1}) - (R_{tv,t+1} * BT_{t+1}) \text{ (Fórmula 4.2)}$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario
 ΔIT = Ajuste o cambio requerido en los ingresos totales del servicio de generación eléctrica.
 R_{t+1} = Tasa de rédito calculada mediante el WACC para el período $t+1$ (apartado 4 sección VII).
 BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).
 $R_{tv,t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$ (ver fórmula 3.1).
 tv = Tarifas vigentes.
 $IT - COMA$ = El excedente de operación, es igual a $(R * BT)$.

Desde el punto de vista de composición de los ingresos (ver modelo en la fórmula 10) al ser los ingresos por ventas locales los únicos que en esta metodología dependen explícitamente de las tarifas, se cumple que:

$$IT_{t+1} = (Iv + ID)_{t+1} + (IE + Io) \text{ (fórmula 4.3)}$$

Y en consecuencia: $(Iv + ID)_{t+1} = IT_{t+1} - (IE + Io) \text{ (fórmula 4.4)}$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario
 IT_{t+1} = Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$ (ver fórmula 4).

$(Iv + ID)_{t+1}$ = los ingresos por ventas locales (a otros usuarios y al servicio propio de distribución) del servicio de generación eléctrica requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$.

IE = Ingresos por exportaciones estimados para $t+1$. Se consideran invariantes ante cambios de tarifas locales (ver apartado 2.2 sección VII).

Io = Otros ingresos proyectados para $t+1$ relacionados con la actividad de generación eléctrica. Se consideran invariantes ante cambios de tarifas locales (ver fórmula 17).

De las fórmulas 4.1, 10 y 4.3 se deduce que en esta metodología el incremento en ingresos totales debe provenir únicamente del respectivo aumento en los ingresos por ventas locales:

$$\Delta IT = (Iv + ID)_{t+1} - (Iv + ID) \quad (\text{fórmula 5})$$

Donde:

$t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

ΔIT = Ajuste o cambio requerido en los ingresos totales del servicio de generación eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$.

Iv = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con las tarifa vigente de generación (ver fórmula 11).

ID = Ingresos por ventas al servicio de distribución propio estimados para el período $t+1$ con las tarifa vigente de generación (ver apartado 2.1.1 sección VII).

$(Iv + ID)_{t+1}$ = Los ingresos por ventas locales del servicio de generación eléctrica requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$ (ver fórmula 4.4).

IT_{t+1} = Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} en el período $t+1$ (fórmula 4).

IE = Ingresos por exportaciones estimados para $t+1$ (ver apartado 2.2 sección VII).

Io = Otros ingresos proyectados para $t+1$ relacionados con la actividad de generación eléctrica (ver fórmula 17).

En consecuencia, el monto de ajuste en los ingresos obtenido mediante la fórmula 5, se traduce, en el ajuste porcentual en los ingresos por ventas internas de la siguiente manera:

$$\%IT = \frac{\Delta IT}{Iv + ID} * 100 \quad (\text{Fórmula 6})$$

Donde:

$\%IT$ = Ajuste porcentual requerido en los ingresos por ventas locales.

ΔIT = Ajuste o cambio requerido en los ingresos por ventas locales del servicio de generación eléctrica (ver fórmula 5).

Iv = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios locales, estimados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes de generación (ver fórmula 11).

ID = Ingresos por ventas al servicio de distribución propio estimados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes de generación (ver apartado 2.1.1 sección VII).

Este ajuste porcentual requerido deberá ser distribuido de conformidad con lo que técnicamente determine la IE entre las diferentes tarifas y bloques de forma que se alcancen los ingresos requeridos por la empresa generadora.

En el caso de generación, el total de las ventas (kWh) estimadas para el período que estará vigente la tarifa es:

$$VETE_{t+1} = \sum_{em,i}^{f,n} VETE_{em,t+1,i} \quad (\text{fórmula 7})$$

Donde:

$t+1$ = Período en que estará vigente el ajuste tarifario.
 $VETE_{t+1}$ = Ventas totales estimadas para el período $t+1$.
 $VETE_{em,t+1,i}$ = Ventas totales estimadas de la empresa em , en el mes i del período $t+1$ (KWh) (ver fórmula 14 y 15).
 i = Índice de mes.
 em = Empresa distribuidora o usuario directo. Si la empresa para la cual se está haciendo el estudio tarifario no es el ICE, “em” se refiere únicamente al propio sistema de distribución “ps” (ver fórmula 15).
 f = Cantidad de empresas y usuarios directos.
 n = Cantidad de meses.

Y el precio promedio para el período que estará vigente la tarifa, utilizado como referencia del nivel tarifario, se calcula de la siguiente manera:

$$P_{t+1} = \frac{COMA_{t+1} + (R_{t+1} * BT_{t+1}) - (IE + Io)}{VETE_{t+1}} \quad (\text{fórmula 8})$$

Donde:

$t+1$ = Período en que estará vigente el ajuste tarifario.
 P_{t+1} = Precio promedio estimado para el período $t+1$.
 $COMA_{t+1}$ = Costos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$.
 R_{t+1} = Tasa de rédito calculada mediante el WACC para el período $t+1$ (apartado 4 sección VII).
 BT_{t+1} = Base tarifaria estimada para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).
 IE = Ingresos por exportaciones estimados para el período $t+1$ (ver apartado 2.2 sección VII).
 Io = Otros ingresos relacionados con la actividad de generación eléctrica proyectados para el período $t+1$ (ver fórmula 17).
 $VETE_{t+1}$ = Ventas totales estimadas mensuales para el período $t+1$ en que entrará a regir la tarifa (ver fórmula 7).

Liquidación del período anterior

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

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

Se realizarán ajustes en los ingresos y gastos asignados por tarifa y reales, para los costos totales (COMA) y los Ingresos totales (IT). Los gastos y costos reales que serán analizados son los coincidentes con los que se incluyeron en las tarifas del estudio tarifario anterior. Lo anterior con el fin de que vía tarifa se le devuelva al usuario los ingresos obtenidos, por la empresa generadora, por encima de sus costos. De manera contraria, si los ingresos fuesen inferiores a los gastos, la empresa generadora podrá solicitar un estudio ordinario con las justificaciones pertinentes.

El diferencial entre los ingresos del período y los gastos del período van a resultar en el monto que debe adicionarse a los ingresos para el período siguiente.

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

Donde:

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

Asimismo, para estos efectos, los datos reales auditados o disponibles presentados por el operador deben estar justificados y ser razonables. Estos datos serán revisados, analizados y depurados por parte de la Autoridad Reguladora con el propósito de determinar su reconocimiento, y en ningún caso podrá considerar elementos que se limitan en esta metodología. Se deberá cumplir con los objetivos de la Ley 7593.

El ajuste para gastos, contrasta los gastos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los gastos reales obtenidos por la empresa generadora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z} \quad (\text{Fórmula 9.1})$$

Donde:

z	=	Período durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información
GTA_z	=	Gastos totales ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de gastos reales y gastos estimados para el período z .
$GR_{COMA,z}$	=	Gastos reales. Son los gastos reales por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio en el período z .
$GE_{COMA,z}$	=	Gasto estimado por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos para el período z .
$COMA$	=	Costos totales de operación, mantenimiento y administración, asimismo, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.

El ajuste por ingresos es la diferencia en los ingresos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los ingresos reales obtenidos por la empresa generadora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$ITA_z = ITR_z - ITE_z \quad (\text{Fórmula 9.2})$$

Donde:

z	=	Período durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
ITA_z	=	Ingresos Totales Ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de ingresos reales e ingresos estimados para el período z .
ITR_z	=	Ingresos Totales Reales. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el período z .
ITE_z	=	Ingresos Totales Estimados. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el período z .

2. CÁLCULO DE LOS INGRESOS TOTALES.

Los ingresos totales comprenden todos los ingresos por venta de energía y otros ingresos asociados al servicio de generación.

2.1 Ingresos totales estimados con las tarifas vigentes para el período $t+1$.

Los ingresos totales se generan por las actividades ligadas al servicio o actividad de generación de electricidad. Se calculan de la siguiente forma:

$$IT = Iv + ID + IE + Io \quad (\text{Fórmula 10})$$

Donde:

IT	=	Ingresos totales.
Iv	=	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con las tarifas de generación (ver fórmula 11).

- ID = Ingresos por ventas al servicio de distribución propio (fórmula 11.1).
 IE = Ingresos por exportaciones (ver apartado 2.2 sección VII).
 Io = Otros ingresos proyectados relacionados con la actividad de generación eléctrica (ver fórmula 17).

2.1.1 Ingresos por ventas a otros usuarios y por ventas al servicio de distribución propio

Los ingresos por ventas a otros usuarios y por el servicio de distribución propio se obtienen al multiplicar la tarifa de la energía y la potencia para cada tipo de tarifa por la cantidad total de energía y potencia vendida por tipo de tarifa. Es decir, los ingresos por ventas son la sumatoria de las ventas por concepto de energía y por concepto de potencia:

$$Iv = IVE + IVP \text{ (Fórmula 11)}$$

$$ID = IVE_{dp} + IVP_{dp} \text{ (Fórmula 11.1)}$$

Donde:

- Iv = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con las tarifa vigente de generación.
 ID = Ingresos por ventas al servicio de distribución propio.
 IVE = Ingresos por ventas de energía, estimados para el período $t+1$ con tarifa vigente de generación (ver fórmula 12).
 IVP = Ingresos por ventas de potencia, estimados para el período $t+1$ con tarifa vigente de generación (ver fórmula 13).
 IVE_{dp} = Ingresos por ventas de energía al servicio de distribución propio, estimados para el período $t+1$ con tarifa vigente de generación (ver fórmula 12).
 IVP_{dp} = Ingresos por ventas de potencia al servicio de distribución propio, estimados para el período $t+1$ con tarifa vigente de generación (ver fórmula 13).
 dp = Distribución propio

Ingresos por ventas de energía. Los ingresos por venta de energía se obtienen de multiplicar la tarifa vigente por empresa y las ventas de energía estimadas por empresa o cliente para el período $t+1$, en el cual va a estar vigente la tarifa. Se determina de la siguiente manera:

$$IVE = \left(\sum_{em,i,ph,tm=1}^{f,n,k} (TG_{em,i,ph,tm} * VHT_{em,t+1,i,ph,tm}) + \sum_{em,i,ph,tm=1}^{f,n,k} (TG_{$,em,i,ph,tm} * VHT_{$,em,t+1,i,ph,tm}) * Tcc \right) \text{ (Fórmula 12)}$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

IVE	=	Ingresos por ventas de energía estimados para $t+1$ con la tarifa vigente de generación.
$TG_{em,i,ph,tm}$	=	Tarifa de generación vigente por kWh para cada tipo de tarifa (T-CB: Ventas a ICE distribución y CNFL, S.A., T-SG: Sistema de Generación o T-UD: Usuarios directos del servicio de Generación del ICE o en su defecto la tarifa de generación correspondiente) por período horario y temporada, aplicable al mes i del período $t+1$.
$TG_{$,em,i,ph,tm}$	=	Tarifa de generación vigente, expresada en USD/kWh por período horario y temporada, aplicable al mes i del período $t+1$
$VHT_{em,t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas Totales de Energía estimadas por empresa distribuidora o usuario directo, por período horario y temporada, estimadas para mes i del período $t+1$ con las tarifas vigentes. (ver fórmula 12.2)
$VHT_{$,em,t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas totales estimadas mensuales en kWh por empresa distribuidora o usuario directo, por período horario y temporada, con tarifa en dólares estimadas para mes i del período $t+1$ con las tarifas vigentes. (ver formula 12.2)
em	=	Empresa distribuidora y usuarios directos. Si la empresa para la cual se está haciendo el estudio tarifario no es el ICE, “em” se refiere únicamente al propio sistema de distribución “ps” (ver fórmula 15)
ph	=	Período horario (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporada (alta o baja).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
f	=	Cantidad de empresas.
Tcc	=	<i>Tipo de cambio de compra (CRC/USD) para el Sector Público no Bancario establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los 12 meses disponibles del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.</i>
k	=	Cantidad de periodos horarios o temporadas
$\$$	=	Expresa tarifas en dólares.

El cálculo de los ingresos por ventas al servicio de distribución propio (IVE_{dp} de la fórmula 11.1). Los ingresos por ventas de energía se obtiene siguiendo el procedimiento definido en la fórmula 12, utilizando únicamente la tarifa correspondiente y las ventas totales estimadas para su propio sistema de distribución

Debe tenerse en cuenta que los ingresos se calculan inicialmente con la tarifa vigente, una vez realizado el análisis financiero se procede a realizar nuevamente el cálculo de los mismos con la tarifa propuesta.

La estimación de ventas totales se distribuye por período horario y temporada, tanto para potencia como para energía y para esto se utilizan los datos reales del año completo anterior que se encuentre disponible. La distribución por período horario para energía (kWh) se obtiene como el peso que tiene cada período horario sobre el total de energía, de la siguiente manera:

$$\%P_{ph,tm} = \frac{VRE_{ph,tm,t}}{\sum_{ph,tm=1}^k VRE_{ph,tm,t}} \text{ (fórmula 12.1)}$$

Donde:

ph	=	Períodos horarios (punta, valle, nocturno).
$\%P_{ph,tm}$	=	Porcentaje de las ventas correspondiente al período ph y temporada tm .
$VRE_{ph,tm,t}$	=	Ventas de energía reales del operador por período horario y temporada tm en el período t .
tm	=	Temporadas (alta o baja).
k	=	Cantidad de periodos horarios o temporadas

El peso o porcentaje obtenido para cada período horario o temporada se multiplica por el total de ventas estimado, para obtener las ventas de energía por período horario o temporada para el período en que estará vigente la tarifa.

$$VHT_{em,t+1,i,ph,tm} = (VETE_{em,t+1,i}) * \%P_{ph,tm} \text{ (fórmula 12.2)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente la tarifa.
$VHT_{em,t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas Totales de Energía a em en el período horario ph y la temporada tm , estimadas para el mes i de $t+1$. Si la empresa para la que se está realizando el estudio de fijación tarifaria tiene tarifas en dólares $VHT_{em,t+1,i,ph,tm}$ se denominará $VHT_{\$,em,t+1,i,ph,tm}$ que corresponderá a las unidades físicas facturadas en dólares.
$VETE_{em,t+1,i}$	=	Ventas totales estimadas mensuales a em para el mes i de período $t+1$ (ver fórmulas 14 y 15).
$\%P_{ph,tm}$	=	Porcentaje de las ventas correspondiente al período horario ph y la temporada tm . (ver fórmula 12.1)
ph	=	Período horario.
tm	=	Temporada (alta o baja).
i	=	Índice de mes.
ps	=	Propio sistema.
em	=	Empresa distribuidora o usuario directo. Si la empresa para la cual se está haciendo el estudio tarifario no es el ICE, “em” se refiere únicamente al propio sistema de distribución “ps” (ver fórmula 15)

Ingresos por ventas de potencia. Los ingresos por ventas de potencia también se obtienen como el producto de la tarifa de generación correspondiente y la potencia estimada. Se determina de la siguiente manera:

$$IVP = \sum_{em,i,ph,tm=1}^{f,n,k} (KW_{em,i,ph,tm} * TG_{em,ph,tm}) + \sum_{em,i,ph=1}^{f,n,k} (KW_{$,em,i,t+1,ph} * TG_{$,em,ph} * Tcc) \text{ (Fórmula 13)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente la tarifa.
IVP	=	Ingresos por ventas de Potencia estimados para $t+1$ con la tarifa vigente de generación.
$KW_{em,i,ph,tm}$	=	Potencia estimada para $t+1$, por empresa em , para el mes i por período horario o temporada a usuarios. (ver fórmula 13.3)
$KW_{$,em,i,t+1,ph}$	=	Potencia por período horario a usuarios con tarifas en dólares. (ver fórmula 13.5)
TG	=	Tarifa de generación vigente por kW para cada tipo de tarifa (T-CB: Ventas a ICE distribución y CNFL, S.A., T-SG: Sistema de Generación o T-UD: Usuarios directos del servicio de Generación del ICE o en su defecto la tarifa de generación correspondiente) por período horario y temporada.
em	=	Empresa distribuidora o usuarios directo. Si la empresa para la cual se está haciendo el estudio tarifario no es el ICE, “em” se refiere únicamente al propio sistema de distribución “ps” (ver fórmula 15)
UD	=	Usuario directo.
ph	=	Período Horario.
tm	=	Temporada (alta o baja).
Tcc	=	Tipo de cambio de compra (CRC/USD) para el Sector Público
	no	Bancario establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los meses disponibles al año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
f	=	Cantidad de empresas.
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
$$$	=	Expresa tarifas en dólares.

El cálculo de los ingresos por ventas de potencia al servicio de distribución propio (IVP_{dp} de la fórmula 11.1) se obtiene siguiendo el procedimiento definido en la fórmula 13, utilizando únicamente la tarifa correspondiente y las ventas totales estimadas para su propio sistema de distribución.

Para distribuir la potencia entre los períodos horarios se requiere tanto la energía real vendida en cada período horario como de la demanda máxima en cada período. Con la información anterior se obtiene un factor de carga, que es el resultado de dividir la energía vendida, según

el período, por la demanda máxima, por período, multiplicado por la cantidad de horas al año correspondientes según el período horario.

$$FC_{ph,tm} = \frac{VRE_{ph,tm}}{DM_{ph,tm} * 365 * H_{ph,tm}} \text{ (fórmula 13.1)}$$

Donde:

$FC_{ph,tm}$	=	Factor de carga, por período horario o temporada.
$VRE_{ph,tm}$	=	Ventas de energía reales. Son las ventas de energía reales obtenidas del operador por período horario y temporada.
$DM_{ph,tm}$	=	Demanda máxima anual, por período horario y temporada.
H	=	Horas.
ph	=	Período Horario (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporada (alta o baja).
365	=	Número de días del año.

Posteriormente, se tiene que el factor de carga calculado de la fórmula 13.1, se multiplica por la cantidad de horas en un mes según período horario y temporada, de la siguiente manera:

$$COP_{ph,tm} = FC_{ph,tm} * (30 * H_{ph,tm}) \text{ (fórmula 13.2)}$$

Donde:

$COP_{ph,tm}$	=	Componente para obtener potencia, para el período horario ph y la temporada tm .
$FC_{ph,tm}$	=	Factor de carga, por período horario o temporada. (ver fórmula 13.1)
$H_{ph,tm}$	=	Horas, por período horario o temporada.
ph	=	Período Horario (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporada (alta o baja).
30	=	Número de días al mes.

Finalmente, la energía (kWh) ya distribuida por período horario se utiliza para tener como resultado la potencia estimada por período horario, esto realizando el cociente de la energía por período y el resultado obtenido de multiplicar el factor de carga por las horas por mes según sea el período horario, de la siguiente forma:

$$kW_{em,i,ph,tm} = \frac{VHT_{em,t+1,i,ph,tm}}{COP_{ph,tm}} \text{ (fórmula 13.3)}$$

Donde:

$kW_{em,i,ph,tm}$	=	Potencia estimada para em , por mes i de $t+1$, por período horario y temporada.
-------------------	---	---

$VHT_{em,t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas Totales de Energía a em estimadas por período horario, temporada y mes, estimadas para el período $t+1$ (ver fórmula 12. 2).
$COP_{ph,tm}$	=	Componente para obtener potencia (ver fórmula 13.2).
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
em	=	Empresa distribuidora y usuarios directos.
ph	=	Período Horario (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporada (alta o baja).
i	=	Índice de mes.

En el caso de los usuarios directos de alta tensión, la distribución de la potencia entre períodos se realiza obteniendo el peso real que representa la potencia por período horario de la energía real también por períodos para el último año disponible, como se detalla a continuación:

$$\%P_{UD,KW,ph} = \frac{VREP_{ph}}{Ventas_{ph}} \text{ (fórmula 13.4)}$$

Donde:

$\%P_{UD,KW,ph}$	=	Peso de las ventas por potencia de las ventas por energía para los usuarios directos.
$VREP_{ph}$	=	Ventas reales de potencia, por período horario.
$Ventas_{ph}$	=	Ventas de energía de real. Son las ventas de energía real obtenidas del operador.
UD	=	Usuarios directos
KW	=	Kilowatt
ph	=	Período horario.

El resultado de las ventas por período horario de potencia se obtiene de la siguiente manera:

$$kW_{\$,em,i,t+1,ph} = VHT_{\$,em,t+1,i,ph,tm} * \%P_{UD,KW,ph} \text{ (fórmula 13.5)}$$

Donde:

$kW_{\$,em,i,t+1,ph}$	=	Ventas de Potencia a usuarios directos por período horario y mes, estimadas para el período $t+1$.
$\%P_{UD,KW,ph}$	=	Peso de las ventas por potencia de las ventas por energía para los usuarios directos (ver fórmula 13.4).
$VHT_{\$,em, t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas totales estimadas mensuales en kWh por período horario o temporada, para usuarios con tarifa en dólares (ver sección 2.1.3).
$t+1$	=	Período en el que estará vigente la tarifa.
ph	=	Período horario.
UD	=	Usuarios Directos.
em	=	Empresa distribuidora y usuarios directos.
i	=	Índice de mes.
$\$$	=	Expresa tarifas en dólares.

2.1.2 Ventas totales estimadas

Las ventas totales del sistema generación son diferentes dependiendo del generador. En el caso del ICE generación, las ventas son equivalentes a las compras de energía realizadas por empresas y usuarios directos, incluyendo al ICE-Distribución.

Si se está realizando el estudio de fijación tarifaria para el ICE, para cada empresa distribuidora o usuario em , las ventas a em por parte del ICE, para el i ésimo mes del período $t+1$, se determinan de la siguiente manera:

$$VETE_{em,t+1,i} = \left(\frac{ET_{kWh\ t+1,em,i}}{1-\%Per} - GenP_{em,i} - CEOG_{em,i} \right) \quad (\text{Fórmula 14})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
em	=	Empresa distribuidora o usuario directo.
$VETE_{em,t+1,i}$	=	Ventas totales estimadas del ICE a em , en el mes i del período $t+1$ (KWh).
$ET_{kWh\ t+1,em,i}$	=	Energía total vendida por em estimada. Se refiere al total de ventas estimadas de energía de em , en el mes i , para el período $(t+1)$ (ver fórmula 16). Para el caso de los usuarios directos de alta tensión, que tiene tarifas en dólares, la estimación de unidades físicas ($ET_{kWh\ t+1,em,i}$) se realiza de forma directa, utilizando el mismo procedimiento que se emplea para estimar la cantidad de abonados para cada tarifa y que se describe en el punto “a.” de la sección 2.1.3. Con lo que $ET_{kWh\ t+1,em,i}$ corresponderá a la energía total vendida en unidades físicas que se estima vender en dólares.
$\%Per$	=	Porcentaje de pérdidas de em ; se toma como máximo el valor promedio de la industria (fórmula 14. 1).
$GenP_{em,i}$	=	Generación propia de em , en el mes i ; esta no se considera cuando em es el ICE; se calcula como se indica más abajo.
$CEOG_{em,i}$	=	Compras de energía de em a otros generadores que no sean el ICE
i	=	en el mes i ; se calcula como se indica más abajo. Índice de mes.

% Pérdidas (%Per): Se refiere a las pérdidas de distribución y se considera la información suministrada por el operador siempre que no supere el promedio del porcentaje de pérdidas de la industria para los últimos 2 años, caso contrario se utiliza como máximo el promedio del porcentaje de pérdidas de la industria para los últimos 2 años. De tal forma, el porcentaje de pérdida para cada año se calcula como el cociente entre la disponibilidad de energía (es la energía total requerida por el sistema de distribución más las pérdidas del sistema de distribución y es igual a la generación propia más las compras de energía) de las 8 empresas distribuidoras menos el total de energía vendida de las 8 empresas distribuidoras entre la disponibilidad de energía de las 8 empresas distribuidoras. De la siguiente manera:

$$\%Per = \frac{Disponibilidad - Ventas\ totales\ Reales}{Disponibilidad} \quad (Fórmula\ 14.1)$$

Energía total vendida: Son las ventas que se estima que la empresa *em* va a realizar (kWh). Se obtienen según la sección 2.1.3 (fórmula 16).

Empresa distribuidora y usuarios directos (*em*): Se refiere a las empresas distribuidoras y usuarios directos que compren energía al ICE para la que se está realizando el estudio de fijación tarifaria.

Generación propia (*GenP_{em,i}*): Se estima utilizando la serie de tiempo (histórico) de la energía producida, por planta y mes. Esta serie histórica se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas o algún software especializado (se selecciona la que brinde mejor bondad de ajuste). Se utiliza la serie desde enero del año 2000, siempre y cuando no presenten un cambio estructural evidente o la serie histórica para la que se encuentran datos disponibles. Para las plantas nuevas o con menos de 12 meses de entrada en operación se establece la proyección considerando las estimaciones presentadas por la empresa y justificadas mediante estudio técnico, las cuales serán valoradas por la ARESEP. Se refiere a la generación propia de las empresas que compren energía diferente de la empresa para la cual se está realizando el estudio de fijación tarifaria, es decir, no se toma en cuenta la generación propia del ICE.

Estas estimaciones pueden ser ajustadas por factores técnicos debidamente justificados.

Compras de energía de *em* a otros generadores (*CEOG_{em,i}*): Se estima utilizando la serie de tiempo (histórico) de la generación producida, por planta y mes. Esta serie histórica se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas o algún software especializado (se selecciona la que brinde mejor bondad de ajuste). Se utiliza la serie desde enero del año 2000, siempre y cuando no presenten un cambio estructural evidente o la serie histórica para la que se encuentran datos disponibles. Para las plantas nuevas o con menos de 12 meses de entrada en operación se establece la proyección considerando las estimaciones presentadas por la empresa y justificadas mediante estudio técnico, las cuales serán valoradas por la Aresep. En el caso de las cooperativas, se encuentra establecido el porcentaje correspondiente a cada una de ellas de la producción de Conelétricas, como proporción al capital accionario de cada una, así como PH Cubujuquí. Las unidades estimadas se multiplican por la tarifa vigente.

Estas estimaciones pueden ser ajustadas por factores técnicos debidamente justificados.

En el caso de que se realice el estudio de fijación tarifario para las otras empresas distribuidoras diferentes del ICE que poseen generación, la generación es principalmente para cubrir sus propias necesidades, es decir, las ventas totales (VETE) estimadas son iguales a la generación propia, en cuyo caso si existe un sobrante luego de realizar las ventas a su propio sistema de distribución, éstas pueden ser vendidas a otras empresas distribuidoras. De la siguiente manera:

$$VETE_{ps,i,t+1} = GenP_{ps,i} - VEOE_i \quad (fórmula\ 15)$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$VE TE_{ps,i,t+1}$	=	Ventas totales mensuales estimadas de la empresa generadora, al propio sistema de distribución en el período $t+1$ (KWh).
$GenP_{ps,i}$	=	Generación propia mensual de la empresa generadora; se calcula como se indica más arriba.
$VEOE_i$		Ventas totales estimadas mensuales del sistema de generación a otras empresas. Obtenida como la diferencia entre las ventas al sistema de distribución respecto a la generación propia.
ps	=	Propio sistema

2.1.3. Energía total vendida estimada para la empresa distribuidora em

El total de energía vendida es igual a la suma de la energía comprada y la energía generada por el operador menos las pérdidas del sistema de distribución, sin embargo, la forma de estimación de este rubro es el producto de la cantidad de abonados por el consumo promedio, tal como sigue:

$$ET_{kWh\ t+1,em,i} = \sum_{s=1}^m (QA_{t+1,em,s,i} * \bar{C}_{em,s,i}) \quad (\text{Fórmula 16})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$ET_{kWh,t+1,em,i}$	=	Energía total vendida por em estimada. Se refiere al total estimado de ventas de energía de em , para el mes i del período $t+1$ (KWh).
$QA_{t+1,em,s,i}$	=	Cantidad estimada de abonados de em para el mes i , la tarifa s , para el período $(t+1)$; se estima según se indica más abajo.
$\bar{C}_{em,s,i}$	=	Consumo promedio mensual de energía real de los abonados de em , para la tarifa s , en el mes i (ver fórmula 16.1).
s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).
i	=	Índice de mes
em	=	Empresa distribuidora.
m	=	cantidad de tipos de tarifa existentes de acuerdo al pliego tarifario.

Para el caso de los usuarios directos de alta tensión, que tiene tarifas en dólares, la estimación de unidades físicas ($ET_{kWh\ t+1,em,i}$) se realiza de forma directa, utilizando el mismo procedimiento que se emplea para estimar la cantidad de abonados para cada tarifa y que se describe en el punto “a.” siguiente.

a. La cantidad estimada de abonados para cada tarifa

La cantidad estimada de abonados para cada tarifa se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas. Las estimaciones se basan en datos históricos mensuales de abonados por tarifa en los últimos 10 años o la serie histórica para la que se encuentren datos disponibles. Se proyecta un período de tiempo igual al que estará vigente el ajuste tarifario.

Debe realizarse un análisis estructural de los datos para determinar el período definitivo por utilizar. Para las estimaciones se utiliza el programa estadístico Forecast Pro o cualquier otro

software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen con base en la ciencia, técnica y lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

b. Consumo promedio de energía para cada tarifa

El consumo promedio de energía de los abonados de *em* para la tarifa *s* se obtiene para los últimos 12 meses disponibles al momento en que se realiza el estudio fijación tarifaria, del cociente entre las ventas mensuales reales en kWh de la tarifa *s* y la cantidad mensual real de abonados en dicha tarifa:

$$\bar{C}_{em,s,i} = \frac{VRE_{em,kWh,s,i}}{QA_{em,s,i}} \quad (\text{Fórmula 16.1})$$

Donde:

- i* = Índice de mes, recorre los últimos 12 meses disponibles al momento en que se realiza el estudio fijación tarifaria
- $\bar{C}_{em,s,i}$ = Consumo promedio mensual real de los abonados de *em* para la tarifa *s* y el mes *i*.
- $VRE_{kWh,em,s,i}$ = Ventas de energía reales de *em* para la tarifa *s*, en el mes *i* (kWh).
- $QA_{em,s,i}$ = Cantidad real de abonados por mes para la tarifa *s* y el mes *i*.
- s* = Índice de tarifa (residencial, media tensión, general, etc).
- kWh* = Kilovatio hora.
- em* = Empresa distribuidora o usuario directos.

2.2 Ingreso por exportaciones

Para la estimación de la cantidad de unidades físicas que Costa Rica exportará al Mercado Eléctrico Regional, en primer lugar se realiza un análisis de los contratos elaborados para el período en que estará vigente la tarifa por el ente autorizado para este fin, de tal forma que se puedan considerar los compromisos previos adquiridos. En segundo lugar, la estimación de unidades físicas se realiza utilizando como base la información real disponible (mercado de contratos y mercado de oportunidad) y se ajusta considerando el porcentaje de crecimiento esperado, siempre y cuando la información resultante sea consistente con los contratos previamente realizados y el balance de energía calculado por la Intendencia.

El precio (USD/kWh) que será utilizado para valorar estas unidades físicas se obtiene con base al costo por kWh exportado del último año real, convertidos al tipo de cambio de referencia para la compra promedio estimado del período en que estará vigente la tarifa.

2.3 Otros ingresos (Io)

En este rubro se incluyen los ingresos de explotación por actividades diversas asociadas al servicio de generación eléctrica, que son recurrentes y pueden considerarse como ingresos relacionados con la tarifa. Es decir, otros ingresos de operación que por su naturaleza pueden ser considerados en el cálculo tarifario a consideración de la Autoridad Reguladora.

Se incluye entre otros ingresos la devolución del canon de regulación que se genera cuando la (Aresep) debe reintegrar por el superávit que tuvo la Institución producto de los cobros del Canon de regulación. El mismo se devuelve a los operadores según el porcentaje de participación en el total del canon cobrado o contratos de operación y mantenimiento de plantas productoras de electricidad cedidas en administración a otra empresa.

2.3.1 Proyección de otros ingresos

La proyección de otros ingresos se realiza empleando los otros ingresos calculados como relación de los ingresos totales por ventas de energía, y multiplicando el valor obtenido por los ingresos totales por venta de energía estimados según:

$$Io = \left(\frac{Io_t}{Iv_t} \right) * Iv \quad (\text{Fórmula 17})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
Io	=	Otros ingresos proyectados relacionados con la actividad de generación eléctrica. Se refiere a los otros ingresos proyectados para el período $t+1$
Io_t	=	Otros ingresos calculados para el período t .
Iv_t	=	Ingresos por ventas. Son los ingresos reales por ventas obtenidos para el período t .
Iv	=	Ingreso por ventas. Son los ingresos por ventas proyectados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes (ver fórmula 11).

Los otros ingresos (Io) se mantienen constantes con respecto a la variación en las tarifas.

3. COSTOS TOTALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN (COMA)

Son los costos totales de operación, mantenimiento y administración necesarios para prestar el servicio de generación de la energía eléctrica. El cálculo incluye los siguientes costos:

$$COMA = CGP + M + OyM + Co + Admin + GP + EP + EPI + COP + Creg + Ca + D + Pa + GPer + SG + AR + Lub + CMER \quad (\text{Fórmula 18})$$

Donde:

$COMA$	=	Costos totales de operación, mantenimiento y administración, asimismo, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio
CGP	=	Compras a generadores privados. Es la compra de energía a generadores privados que se sustenta en las Leyes N° 7200 y N° 7508 (sección 3.1.2).

<i>M</i>	=	Importaciones. Son las compras de energía realizadas en el Mercado Eléctrico Regional por parte del país. Las importaciones son consideradas un sustituto de la generación térmica (sección 3.1.2).
<i>OyM</i>	=	Corresponde a los costos en que incurre la empresa para su funcionamiento y el mantenimiento de los activos de generación, de forma que permita garantizar la sostenibilidad, continuidad y calidad del servicio regulado. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices, con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios definidos en la sección 3.1.2.
<i>Admin</i>	=	Representa la proporción de los gastos de unidades o departamentos de apoyo asignados al sistema de generación (estos se distribuyen a generación, transmisión, distribución y alumbrado público y otros servicios regulados y no regulados). Se proyecta utilizando el método de actualización por índices, con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios definidos en la sección 3.1.2.
<i>Co</i>	=	Gastos por comercialización. Son los gastos asociados a la gestión comercial de la venta de electricidad a la totalidad de usuarios del servicio de generación. Se incluyen todos los gastos asociados al cobro, facturación, lecturas, servicio al cliente, entre otros. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices, con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios definidos en la sección 3.1.2.
<i>GP</i>	=	Gestión Productiva. Son los costos en que incurren las áreas de apoyo y soporte del Sistema de generación para el desarrollo normal de su gestión técnica y administrativa. Estos costos no pueden ser asignados directamente al activo productivo, motivo por el cual se presentan el Estado de Resultados como parte del costo del servicio, pero en una línea individual. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices, con excepción de algunos gastos que se actualizan mediante otros criterios definidos en la sección 3.1.2.
<i>EP</i>	=	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.
<i>EPI</i>	=	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.
<i>COP</i>	=	Gastos Complementarios de operación. Son aquellos gastos en los que incurre la empresa para garantizar la calidad en la construcción y operación de obras propiedad de terceros, los cuales no se consideran ni estudios preliminares ni de preinversión; asimismo, aquellas transacciones que de acuerdo con su naturaleza no se consideran como parte de las demás partidas de costos y gastos de operación. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
<i>C_{reg}</i>	=	Canon regulación. Monto autorizado por la Contraloría General de la República (CGR), como pago por los servicios de regulación. Es la

		suma por concepto de canon de regulación y de calidad. Para su asignación, se considera la contribución porcentual de los ingresos de cada sistema respecto a los ingresos totales. Cuando sea necesario se considerará su actualización por vía extraordinaria.
C_a	=	Canon de aguas. El pago por concepto de canon de aprovechamiento de aguas destinado al uso para generación eléctrica se encuentra establecido mediante el Decreto N 32868-MINAE. El monto utilizado es el remitido por el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE).
D	=	Gasto por depreciación: monto resultante de aplicar el método de depreciación lineal según las tablas de depreciación establecidas por Aresep. Para cualquier otro caso en que no se encuentre la información requerida, para aplicar el método de depreciación lineal, se recurrirá a revisar las tablas equivalentes del Ministerio de Hacienda y en último caso las especificaciones técnicas de la casa fabricante del activo en cuanto a vida útil y valor de rescate.
Pa	=	Gastos por partidas amortizables. Corresponde a software y licencias según la vida útil, tiempo en uso y monto de adquisición. En general, considera la amortización de intangibles (ver sección 3.1.2).
$GPer$	=	Gastos por pérdidas de retiros de activos. En esta cuenta se registran las pérdidas incurridas al retirar un activo productivo (sección 5.3.2).
SG	=	Gasto por seguros. En esta cuenta se registran los contratos de seguros (sección 3.1.2).
AR	=	Arrendamientos. Monto total de los gastos por ese concepto, según los contratos vigentes. En lo que respecta a mecanismos de financiamiento no tradicional de proyectos, éstos serán reconocidos según lo establecido en el artículo 31 de la Ley 7593 (ver fórmula 20).
Lub	=	Lubricantes. Corresponde al gasto de lubricantes requerido para la generación termoeléctrica estimada conforme a las plantas existentes y su capacidad de generación (sección 3.1.2, ver fórmula 21).
$CMER$	=	Son los costos relacionados a la generación producto del Mercado Eléctrico Regional que no estén contemplados en otros sistema o en el sistema de generación.

La proyección de los costos indicados anteriormente se realiza mediante dos tipos de métodos: (i) actualización de índices local o externo, según el origen del gasto correspondiente para la mayoría de los rubros de gasto; o (ii) utilizando criterios específicos para algunos rubros en particular, según se detalla en las secciones subsiguientes.

Aresep revisará y validará la justificación presentada por el operador para cada una de las cuentas, así como, el análisis histórico de cada uno de los rubros incluidos en éstas. Para toda la información anterior, se utiliza el último estado financiero auditado o disponible del operador o cualquier otro tipo de información que disponga la Intendencia mediante un sistema de Contabilidad Regulatoria.

3.1 Metodología de proyección de costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

Los costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización son proyectados según el método de actualización por índices indicado en la presente metodología (ver sección 3.1.1). Pueden proyectarse aumentos superiores al generado por la actualización por índices, siempre y cuando se adjunte una debida justificación técnica y financiera detallada al respecto y relacionada con el servicio público que se está tarifando, la cual debe ser validada por Aresep.

La desagregación de las cuentas de OyM, Admin y Co debe ser al menos como la utilizada para carácter presupuestario, es decir, debe contener: remuneraciones, servicios, materiales y suministros, transferencias y contables. Estas cuentas se desagregaran en sus respectivos rubros, hasta tanto la Aresep no defina un listado de cuentas comunes para todas las empresas generadoras.

La actualización por índices de precios planteada en la sección 3.1.1 no aplica para la cuenta de remuneraciones, contratos a terceros u otros rubros a los que pueda reconocérseles un índice específico de actualización emitido por la entidad pública correspondiente.

3.1.1 Actualización por índices de gastos de operación, mantenimiento, administrativo y comercialización:

Las actualizaciones se realizan utilizando el índice que mejor se ajuste al gasto que se está analizando, lo cual deberá ser justificado y obedecer a una variación de éstos en el tiempo. Según la naturaleza de la cuenta, se podrá aplicar tres tipos de actualizaciones, uno totalmente local, uno totalmente externo o uno que sea una combinación de componente local y externo, que dependerá de las proporciones de cada uno de los anteriores en el gasto que se desea actualizar.

Índice de actualización local

Se aplica cuando los gastos se efectúan dentro del país y no son afectados por variaciones del tipo de cambio o inflación externa. El factor de actualización local se obtiene según la siguiente fórmula:

$$FA_L = \frac{IPP_{L,t+1}}{IPP_{L,t}} \quad (\text{Fórmula 19})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
t	=	Período anterior al del ajuste tarifario.
FA_L	=	Factor de actualización local para el período $t+1$.
$IPP_{L,t+1}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios local, estimado promedio del año para el que se realiza el estudio de fijación tarifaria.
$IPP_{L,t}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice local del año anterior. Obtenido como una media aritmética simple del índice de precios mensual del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
L	=	Local

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. Los valores reales utilizados serán los publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC). En otros casos se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de actualización externo

Se aplica el factor de actualización externo cuando los rubros de los gastos estén vinculados con compras en el exterior o que tengan un alto componente externo, en este caso el factor pondera la variación en el tipo de cambio (colones se deben convertir a dólares) y la inflación externa. El cálculo se realiza de la siguiente forma:

$$FA_E = \left[\frac{IPP_{E,t+1}}{IPP_{E,t}} \right] * \frac{Tcve_{t+1}}{Tcv_t} \quad (\text{Fórmula 19.1})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
t	=	Período anterior al del ajuste tarifario.
FA_E	=	Factor de actualización externo para el período $t+1$.
$IPP_{E,t+1}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios promedio externo estimado, para el año $t+1$.
$IPP_{E,t}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice externo del año t . Obtenido como una media aritmética simple del índice de precios mensual del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondiente al año $t+1$.
Tcv_t	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los meses disponibles al año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
E	=	Externo.

Para el índice de precios externo se recurrirá a los índices de precios de los Estados Unidos de Norteamérica, los datos se toman de la página web del Bureau of Labor Statistic (<http://www.bls.gov>) de los Estados Unidos de Norteamérica. Se seleccionará el índice de precios representativo de los gastos que se actualizan para lo cual se deberá aportar la respectiva justificación técnica. Para la proyección se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de actualización compuesto:

Los índices de actualización calculados anteriormente son ponderados de acuerdo con la participación relativa del componente local y externo de gasto estimado mediante la siguiente fórmula:

$$IAC = (FA_L * \%Lg) + (FA_E * \%Eg) \quad (\text{Fórmula 19.2})$$

Donde:

IAC	=	Índice de actualización compuesto.
FA_L	=	Factor de actualización local (ver fórmula 19).
$\%Lg$	=	Participación relativa del componente local de gastos.
FA_E	=	Factor de actualización externo (ver fórmula 19.1).
$\%Eg$	=	Participación relativa del componente externo de gastos.
L	=	Local.
E	=	Externo.

El operador definirá el porcentaje de participación relativa entre el componente interno y externo, para lo cual, en cada caso, periódicamente deberá realizar las actualizaciones correspondientes de estos componentes e indicar los criterios empleados en la ponderación y adjuntar la respectiva justificación técnica.

3.1.2 Criterio para la actualización de gastos particulares

Para los siguientes rubros se utiliza un método de actualización distinto al definido en la sección 3.1.1. Los criterios utilizados para su cálculo son los siguientes:

- **OyM, Administrativos y Comercialización:** Para la proyección se utiliza el índice de precios que mejor se adapte al gasto o costo específico que se esté estimando. Todos los costos y gastos deben ser justificados, independientemente de su comportamiento. Para los costos o gastos que sean no recurrentes, se verifica que en realidad lo sean y que estén justificados, si la justificación aportada por la empresa no demuestra su relación con el servicio, se excluyen. Las partidas no recurrentes deben ser claramente identificadas en la propuesta tarifaria.
 - **Gastos por salarios.** Incluye los montos por remuneraciones salariales y las cargas sociales asociadas. Se calcula según el decreto de salarios mínimos o la política salarial que disponga la empresa. Esta última debe ser aportada por la empresa y justificarse técnica y financieramente. Las empresas reguladas deben presentar el rubro de salarios (salarios base y sus componentes, cuando tenga esta desagregación), y las cargas sociales separados en el estado de resultados tarifario. Además, deberán de presentar la conciliación de salarios con los reportados a la CCSS. Si estos registros afectan a otros sectores, debe aportarse información para estos.
 - **Nuevas contrataciones.** El tope máximo del crecimiento de la planilla estará definido por el porcentaje de crecimiento de las ventas en unidades físicas del servicio regulado, su área de cobertura y número de usuarios. El incremento a reconocer como plazas nuevas se obtiene del producto de la cantidad de empleados existente multiplicada por el porcentaje de crecimiento del servicio regulado. Para calcular el salario que se aplicará a esas plazas nuevas, se tomara la media aritmética simple del salario correspondiente a los nuevos puestos solicitados en el estudio tarifario. En el caso de que exista un decrecimiento en las ventas en unidades físicas del servicio regulado, se podrán incluir plazas nuevas en el cálculo tarifario sujeto a la presentación de la respectiva justificación técnica, la cual será analizada por la Aresep.
 - **Contratos a terceros.** Se incorpora una vez que se justifique y demuestre la razonabilidad del monto indicado en el contrato, y se valoran los pagos establecidos con base en criterios técnicos y las fórmulas de ajuste. En estos casos, se revisa el contrato aportado, su vigencia, la forma de las

actualizaciones y los montos. De lo contrario, se mantiene el mismo valor del año base utilizado en la estimación tarifaria.

- **Gastos administrativos:** La empresa debe de aportar la propuesta debidamente justificada que contenga los diferentes conductores para la distribución del gasto, de lo contrario Aresep definirá la forma general de distribuir los costos para el análisis tarifario respectivo.

La empresa establecerá previamente una metodología justificada de distribución del gasto, en la cual utilizará distintos conductores según la naturaleza de la partida, entre ellos:

8. Ingresos
9. Cantidad de funcionarios
10. Metros de área utilizados
11. Salario de la mano de obra
12. Demanda de servicios
13. Nivel económico de adquisición de bienes y servicios
14. Otros

Cualquier otro conductor de distribución de gasto que empleen los operadores deberá ser justificado mediante un estudio técnico y avalado por la Aresep.

- **Gasto por seguros (SG):** Las empresas deben adjuntar el detalle de activos asegurados, con las características de las pólizas. Las primas que se pagan por los seguros se proyectan según el promedio histórico de los 2 años calendario anterior a la presentación del estudio. Cualquier ajuste debe ser justificado técnicamente; y las obras que se pretenden asegurar deben estar contempladas en el Plan de Inversiones respectivo. En caso de existir obras nuevas, y reconociendo que el valor de las primas depende de las tarifas del ente asegurador, se proyecta mediante la razón entre el promedio de la prima obtenida de los últimos 2 años y el promedio del valor asegurado para el período de tiempo de referencia, tomando en cuenta las nuevas obras que técnicamente se justifiquen.
- **Gasto por depreciación (D):** Se debe utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, para lo cual, se considera el valor del activo y su valor residual; la base depreciable del activo se distribuye a lo largo de su vida útil, dicha proporción corresponde al gasto de depreciación en un período dado. La Aresep utiliza tablas de depreciación previamente aprobadas, las cuales deberán estar disponibles para los entes regulados. Para los activos que no se encuentran en las tablas de Aresep se utilizan las tablas del Ministerio de Hacienda disponibles en el “Reglamento a la Ley de Impuesto sobre la Renta” (Decreto N° 18455-H) y en última instancia se utilizan las indicaciones del fabricante. De la información aportada, debe ser posible identificar la depreciación por tipo de activo.
- **Gastos por partidas amortizables (Pa):** La empresa deberá de aportar la vida útil, el monto indicado y la fecha de adquisición del activo, así como, la justificación técnica de su comportamiento y su relación con el servicio que se está regulando. En el caso que no se adjunte dicha información, se utilizará una vida útil de 3 años, siempre y cuando sea un tiempo razonable para el activo que se analiza.
- **Gastos por pérdidas de retiros de activos (GPer).** Este gasto se obtiene de la base tarifaria y corresponde a: los retiros al costo más los retiros revaluados, deduciendo la depreciación de los retiros al costo y la depreciación de los retiros revaluados. Esto según lo indicado en el apartado 5 de la sección VII.

- **Arrendamientos (AR).** Se establecen según los contratos vigentes y que entrarán en funcionamiento durante el período de análisis. El monto se obtiene de la siguiente manera:

$$AR = \sum_{i,g=1}^{n,g} CU_{pl,i} + \sum_{i,g=1}^{n,g} CU_{\$,pl,i} * Tcve_{t+1} \quad (\text{fórmula 20})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
AR	=	Monto por concepto de arrendamientos.
CU_i	=	Cuota. Se refiere a la cuota de arrendamiento mensual por plantas.
$\$$	=	Expresa cifras indicadas en dólares.
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondientes al año $t+1$.
pl	=	Planta.
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses
g	=	Cantidad de plantas.

- **Lubricantes (Lub).** El gasto en lubricantes se obtiene como el producto de los litros estimados de consumo en lubricantes requeridos por planta por el precio promedio mensual en colones por litro de lubricantes. El gasto total en este rubro, para el año de proyección corresponde a la sumatoria del gasto de todas las plantas térmicas.

$$Lub = \left(\sum_{pl,i=1}^{te,n} LLts_{t+1,i,pl} \right) * PLub_{t+1} \quad (\text{fórmula 21})$$

Donde:

$t+1$	=	Período para el cual estará vigente la tarifa.
Lub	=	Gasto en lubricantes.
$LLts_{t+1,i,pl}$	=	Litros de lubricante mensual estimados para el período $t+1$ por planta (ver fórmula 21.1).
$PLub_{t+1}$	=	Precio promedio estimado de los lubricantes para el período $t+1$.
i	=	Mes respectivo.
pl	=	Planta térmica de generación.
n	=	Cantidad de meses
te	=	Cantidad de plantas térmicas.

Para las plantas térmicas que utilizan lubricantes y, considerando la distribución por planta en unidades físicas obtenida mediante la aplicación de la metodología de costo variable por combustible (CVC), se procede a realizar la estimación de la cantidad de litros de lubricantes requeridos para el período en que entrará a regir la tarifa. La cantidad de litros se obtiene como las unidades físicas (kWh) asignadas a cada planta que utiliza lubricantes entre el rendimiento de esa planta.

$$LLts_{t+1,i,pl} = \frac{kWh_{t+1,i,pl}}{RendL_{pl}} \text{ (fórmula 21.1)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período para el cual estará vigente la tarifa.
$LLts_{t+1,i,p}$	=	Litros de lubricantes estimados por planta, por mes.
$KWh_{t+1,i,p}$	=	Cantidad de kilowatt-hora estimados por planta por mes.
$RendL_{pl}$	=	Rendimiento de los lubricantes por planta en (kWh/litro) (ver fórmula 21.2)
i	=	Índice de mes.
pl	=	Planta térmica.

El rendimiento de las plantas térmicas por consumo de lubricantes que se utiliza se obtiene como el cociente de los kilovatios hora real generados y los litros de lubricantes utilizados para esa generación (kWh/litros) por planta para un período de 12 meses reales disponibles al momento que se realiza el estudio de fijación tarifaria.

$$RendL_{pl} = \frac{\sum_{i,pl=1}^{n,g} kWh_{i,pl}}{\sum_{i=1}^{n,g} Total\ de\ Llts_{i,pl}} \text{ (fórmula 21.2)}$$

Donde:

$RendL_{pl}$	=	Rendimiento en (kWh/litro).
$kWh_{i,pl}$	=	Cantidad de kilowatt-hora reales generados.
$Total\ de\ Llts_{i,pl}$	=	Cantidad total de litros consumidos de lubricantes.
pl	=	Planta térmica.
i	=	Índice de mes.
g	=	Cantidad de plantas.

El precio de los lubricantes utilizado corresponde al precio estimado como una media aritmética simple por litro pagado por el ICE, es decir, es el cociente del gasto real total en lubricantes en colones por mes y el consumo total de lubricantes por mes en litros, se considera la información mensual para los últimos 12 meses disponibles al momento de realizar el estudio de fijación tarifaria.

$$PL_{t+1} = \sum_{i=1}^n \frac{GC_i}{CC_i} * (1 + IPC_{t+1}) \text{ (fórmula 21.3)}$$

Donde:

$t+1$	=	Año para el cual estará vigente la tarifa.
PL_{t+1}	=	Precio promedio estimado de los lubricantes.
GC_i	=	Gasto por combustible para el mes i .
CC_i	=	Consumo de combustible en litros para el mes i .
i	=	Índice de mes.

IPC = Nivel de inflación esperada, medida mediante el índice de precios al consumidor, para el período en que estará vigente la tarifa. Se considera la expectativa de inflación publicada por el Banco Central de Costa Rica.

n = Cantidad de meses

- **Compras a generadores privados (CGP).** Las unidades físicas (kWh) estimadas por planta y por mes se multiplican por las tarifas en colones correspondientes según las características de la planta y la fuente, para los meses de proyección. El gasto total es la sumatoria de los montos por compra de cada una de las plantas. El monto por compras a generadores privados se determina de la siguiente manera:

$$CGP_{t+1} = \sum_{i, fu, car=1}^{n, y, ne} (TGP_{fu, car} * CGPE_{t+1, i, fu}) * Tc_{t+1} \text{ (fórmula 22)}$$

Donde:

$t+1$ = Año para el cual estará vigente la tarifa.

CGP = Compras a generadores privados estimada para $t+1$.

$TGP_{fu, car}$ = Tarifas vigentes o contratadas al momento de realizar la fijación tarifaria, por fuente, de acuerdo a sus características (nueva o existente), según la aplicación de las metodologías para generadores privados aprobadas por ARESEP y publicadas en La Gaceta.

$CGPE_{t+1, i, fu}$ = Cantidad de energía en kWh por concepto de compras de energía a *generadores privados mensual por planta de generación*. Se calcula como se indica más abajo.

Tc_{t+1} = Tipo de Cambio de Venta (CRC/USD) correspondiente al mes de diciembre, del período $t+1$, según las estimaciones realizadas por la IE.

i = Índice de mes.

fu = Tipo de fuente.

car = Característica (planta nueva o existente).

y = Cantidad de fuentes de generación.

ne = Cantidad de características.

La cantidad estimada de energía en kWh por concepto de compras de energía a generadores privados es proyectada por planta de forma mensual y se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas o algún software especializado. Las estimaciones se basan en datos históricos mensuales de la generación producida, por planta y mes en los últimos 10 años o la serie histórica para la que se encuentren datos disponibles. Se proyecta un período de tiempo igual al que estará vigente el ajuste tarifario. Para las plantas nuevas o con menos de 12 meses de entrada en operación se establece la proyección considerando las estimaciones presentadas por la empresa y justificadas mediante estudio técnico, las cuales serán valoradas por la Aresep.

Debe realizarse un análisis estructural de los datos para determinar el período definitivo a utilizar. Para las estimaciones se utiliza el programa estadístico Forecast

Pro o cualquier otro software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen con base en la ciencia, técnica y lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

Estas estimaciones pueden ser ajustadas por factores técnicos debidamente justificados.

En los casos para los cuales encuentre establecida una banda de precios, se solicitará a la empresa generadora la información específica de la tarifa ofertada/acordada entre las partes para la planta.

- **Importaciones (M):** Para obtener la cantidad de unidades físicas que se estima va a importar Costa Rica del Mercado Eléctrico Regional, es necesario en primera instancia realizar un análisis de los contratos realizados para el período que estará vigente la tarifas por el ente autorizado para este fin, para tener certeza de los compromisos previos adquiridos. Por otra parte, la estimación de unidades físicas se realiza utilizando como base la información real (mercado de contratos y mercado de oportunidad) y ajustando ésta con un porcentaje de crecimiento esperado, siempre y cuando la información resultante sea consistente con los contratos previamente realizados y el balance de energía calculado por la Intendencia.

El precio (USD/kWh) que será utilizado para valorar estas unidades físicas se obtiene con base al costo por kWh importado del último año real sin incluir los costos por transmisión, convertidos al tipo de cambio de Venta mensual del año para el cual se está realizando la fijación tarifaria, según las estimaciones de la IE.

Además del costo por la energía comprada en el extranjero, se tiene el costo por el transporte de éste. El cual debe ser considerado en el sistema de generación puesto que es lo que cuesta tener una unidad física generada en el territorio nacional. Este costo se calcula como el producto de las unidades físicas (kWh) por el precio de transmisión; el precio de transmisión se calcula como el costo por kWh por concepto de transmisión del último año real obtenido de los registros de los pagos por transmisión publicados mensualmente en el Documento de Transacciones Económicas Regionales DTER por el EOR y convertidos al tipo de cambio promedio estimado del período en que estará vigente la tarifa, según las estimaciones de la IE.

4. RÉDITO PARA EL DESARROLLO

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

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

- Costo Promedio Ponderado del Capital (Weigh Average Cost of Capital, WACC por sus siglas en inglés)
- Modelo de Valoración de Activos de Capital (Capital Asset Pricing Model, CAPM por sus siglas en inglés)

4.1. Costo promedio del Capital:

El cálculo de la tasa de rédito para el desarrollo mediante el método del costo promedio ponderado del capital se realiza mediante la aplicación de la fórmula:

$$R_k = r_d * (1 - ti) * \frac{VD}{A} + k_e * \frac{VCP}{A} \quad (\text{Fórmula 23})$$

Donde:

R_k	=	Tasa de rédito para el desarrollo.
r_d	=	Costo del endeudamiento: valor de las obligaciones con costo financiero. Se obtiene del promedio ponderado de la tasa de interés de los pasivos con costo de la empresa con corte al último período contable del que se disponga información con el correspondiente detalle.
k_e	=	Costo del capital propio (ver fórmula 24).
ti	=	Tasa impositiva. Se supone igual a cero (0), según acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999) o lo que en su momento disponga la Junta Directiva.
VD	=	Valor de la deuda. Se considera únicamente las obligaciones con costo financiero del sistema de distribución. Se obtiene del último estado financiero auditado disponible.
VCP	=	Valor del capital propio o patrimonio. Es el valor del patrimonio del sistema de distribución del último estado financiero auditado.
A	=	Definido como la sumatoria de la deuda más el patrimonio ($VD+VCP$), según el último estado financiero auditado.

4.1.1 Modelo de Valoración de Activos de Capital (modelo CAPM)

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

El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria. Se empleará para el cálculo del CAPM la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, de la Universidad de New York, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>. El CAPM se mediante el siguiente procedimiento:

$$k_e = k_l + \beta a * PR \quad (\text{Fórmula 24})$$

Donde:

k_e	=	Rentabilidad sobre los aportes de capital propio (Costo de capital propio).
K_l	=	Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.

- β_a = Beta apalancada de la inversión. Es la co-varianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” ya que se ha ajustado para considerar que parte de la inversión se financia con deuda. En su cálculo se utiliza el beta desapalancado (β_d).
- PR = Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.

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

$$\beta_a = \beta_d * (1 + (1-t_i) * VD/VCP) \quad (\text{Fórmula 24.1})$$

Donde:

- β_a = Beta apalancada.
- β_d = Beta desapalancada.
- VD/VCP = Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero)
- t_i = Tasa impositiva. Es la tasa de impuesto sobre la renta.

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

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

Los valores para las variables indicadas en la fórmula 30, con excepción de la tasa libre de riesgo se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>.

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

posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.

- Relación entre deuda y capital propio (VD/VCP): Se estima con la fórmula $VD/VCP = Y/(1-Y)$, donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará los datos incluidos en la fórmula 23. El dato de apalancamiento podrá ser actualizado con base estudios técnicos avalados por la Autoridad Reguladora.
- Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor- establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda.

a-) Ajuste de la tasa de rédito para el desarrollo en casos para los cuáles la solicitud tarifaria es menor a un año

Cuando se realiza y analiza un estudio de fijación tarifaria para un período de tiempo menor a un año, la rentabilidad se ajustará de la siguiente manera:

$$R_{kr} = R_{k,v} * \left[\frac{12 - nm}{12} \right] + R_{k,e} * \left(\frac{nm}{12} \right) \quad (\text{Fórmula 25})$$

$$R_{kr} = R_{k,v} + (R_{k,e} - R_{k,v}) * \frac{nm}{12} \quad (\text{Fórmula 25.1})$$

Donde:

R_{kr}	=	Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.
$R_{k,v}$	=	Tasa de rédito al desarrollo con tarifas vigentes.
$R_{k,e}$	=	Tasa de rédito al desarrollo estimada, obtenida de acuerdo a lo establecido en el apartado 4 de la sección VII.
nm	=	Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes.

5. BASE TARIFARIA

La base tarifaria se calcula como sigue:

$$BT = AFNORP + CT \quad (\text{Fórmula 26})$$

Donde:

BT	=	Base tarifaria.
$AFNORP$	=	Activo fijo neto en operación revaluado promedio (ver fórmula 27).
CT	=	Capital de trabajo (ver fórmula 37).

5.1 Activo fijo neto en operación revaluado promedio

El activo fijo neto en operación revaluado promedio, se obtiene como una media aritmética simple del a-) activo fijo neto en operación revaluado según el último estado auditado o el disponible, o calculado mediante este último cuando el período de fijación es posterior al año

en que se analiza la misma y; b-) el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de diciembre del período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

$$AFNORP = \frac{AFNOR_t + AFNOR_{t+1}}{2} \quad (\text{Fórmula 27})$$

Donde:

- t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- $AFNOR_t$ = Activo fijo neto en operación revaluado al inicio del año t (ver fórmula 28).
- $AFNOR_{t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado estimado para el período $t+1$ (ver Fórmula 29).

La empresa tiene la obligación de valorar sus activos tal como lo establece la normativa vigente (NIIF), considerando el valor razonable de estos. En los casos que la aplicación de las fórmulas del apartado 5.1.1 y 5.1.2 del Activo fijo neto en operación revaluado, muestre saldos que superan de forma significativa el valor razonable del activo, se debe de revelar adecuadamente en los estados financieros e informar a la Intendencia de Energía, así como, proceder a realizar el ajuste en libros que corresponda para corregir las desviaciones que surjan entre el valor revaluado y el valor razonable.

Esta fórmula se utiliza para determinar la base tarifaria en las solicitudes de ajuste tarifario que se presentan a la Intendencia de Energía, las formas de cálculo de sus variables podrían modificarse cuando entre en vigencia la contabilidad regulatoria.

5.1.1 Activo fijo neto en operación revaluado ($AFNOR_t$)

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

$$AFNOR_t = (AFC_t + AFR_t) - (DC_t + DR_t) \quad (\text{Fórmula 28})$$

Donde:

- t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- $AFNOR_t$ = Activo fijo neto en operación revaluado del período t .
- AFC_t = Total de activos fijos al costo del servicio de distribución eléctrica para el período t .
- AFR_t = Total de activos fijos revaluados del servicio de distribución eléctrica para el período t .

DC_t	=	Depreciación del activo al costo para el período t .
DR_t	=	Depreciación acumulada de los activos revaluados para el período t .

5.1.2 Activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del período en el que estará vigente el ajuste tarifario ($AFNOR_{t+1}$).

Para el cálculo del activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del período en el que estará vigente el ajuste tarifario, se procede de la siguiente manera:

$$AFNOR_{t+1} = (AFC_{t+1} + AFR_{t+1}) - (DC_{t+1} + DR_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 29})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$AFNOR_{t+1}$	=	Activo fijo neto en operación revaluado del período $t+1$.
AFC_{t+1}	=	Total de activos fijos al costo del servicio de distribución eléctrica para el período $t+1$ (ver fórmula 29.1).
AFR_{t+1}	=	Total de activos fijos revaluados para el período $t+1$ (ver fórmula 29.2)
DC_{t+1}	=	Depreciación del activo al costo para el período $t+1$ (ver fórmula 33)
DR_{t+1}	=	Depreciación acumulada de los activos revaluados para el período $t+1$ (ver fórmula 36).

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

$$AFC_{t+1} = AFC_t + AD - RA_{cto} \pm TA_{cto} \quad (\text{Fórmula 29.1})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
AFC_{t+1}	=	Activo fijo al costo al mes de diciembre del período $t+1$.
AFC_t	=	Activo fijo al costo al inicio del año t .
AD	=	Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico del plan de inversiones respectivo.
RA_{cto}	=	Retiro de activos al costo (ver sección 5.3 referente a los criterios para el retiro de activos).
TA_{cto}	=	Traslado de activos al costo.
cto	=	Al costo

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

$$AFR_{t+1} = AFR_t - RA_r \pm TA_r + Rev \quad (\text{Fórmula 29.2})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
AFR_{t+1}	=	Activo fijo revaluado para el período $t+1$.
AFR_t	=	Activo fijo revaluado al inicio del año t .
RA_r	=	Retiros de activos revaluado.
Rev	=	Revaluación de activos del período que estará vigente la tarifa (ver fórmula 29.3).
TA_r	=	Traslado de activos revaluados.
r	=	Revaluado

■ Revaluación de activos:

El procedimiento seguido para la revaluación de activos es el siguiente:

$$Rev = IR * [(AFC_t + AFR_t - RA_{cto} - RA_r) \pm (TA_{cto} + TA_r)] \quad (\text{Fórmula 29.3})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
IR	=	Índice de revaluación. Se refiere al índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.
AFC_t	=	Activo fijo al costo, saldo inicial para el período t .
AFR_t	=	Activo fijo revaluado, saldo inicial para el período t .
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.
cto	=	Al costo.
r	=	Revaluado.

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

Índice de revaluación componente local:

$$IR_L = \left(\frac{IPCR_{t+1}}{IPCR_t} - 1 \right) * (\% C_L) \quad (\text{Fórmula 30})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
IR_L	=	Índice de revaluación de activos local.
$IPCR_t$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del período t .
$IPCR_{t+1}$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del período $t+1$.
L	=	Local.
$\% C_L$	=	Porcentaje de componente del gasto local.

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

$$IR_E = \left(\frac{IPUSA_{t+1} * Tcve_{t+1}}{IPUSA_t * Tcv_t} - 1 \right) * (\% C_e) \quad (\text{Fórmula 31})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
IR_E	=	Índice de revaluación de activos externo.
$IPUSA_t$	=	Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del período t .
$IPUSA_{t+1}$	=	Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del período $t+1$.
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondiente a diciembre del año $t+1$.
Tcv_t	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los meses disponibles al año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
$\% C_e$	=	Porcentaje de componente del gasto externo.
E	=	Externo.

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 utiliza 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:

$$IR_{com} = IR_L + IR_E \quad (\text{Fórmula 32})$$

Donde:

IR	=	Índice de revaluación compuesto.
IR_L	=	Índice de revaluación de activos local.
IR_E	=	Índice de revaluación de activos externo.
L	=	Local.
E	=	Externo.
com	=	Compuesto.

- Depreciación al costo (DC_{t+1}):

$$DC_{t+1} = DC_t - RD_{cto} + Dep \pm TD_{cto} \quad (\text{Fórmula 33})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
DC_{t+1}	=	Depreciación al costo, al mes de diciembre del período $t+1$.
DC_t	=	Depreciación al costo para el período t .
RD_c	=	Retiro de activos depreciados al costo.
Dep	=	Depreciación. (ver fórmula 34)
TD_{cto}	=	Traslados depreciados al costo.
cto	=	Al costo

$$Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}] \quad (\text{Fórmula 34})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
Dep	=	Depreciación.
TDA	=	Tasa de depreciación del activo. (ver fórmula 35)
AFC_t	=	Activo fijo al costo para el período t .

AD	=	Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico. del plan de inversiones respectivo.
RA_{cto}	=	Retiro de activos al costo.
TA_{cto}	=	Traslado de activos al costo.
cto	=	Al costo

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:

$$TDA = \frac{100 - VAR}{VU} \quad (\text{Fórmula 35})$$

Donde:

TDA	=	Tasa de depreciación del activo
VAR	=	Valor de rescate
VU	=	Vida útil

- Depreciación acumulada revaluada (DR_{t+1}):

$$DR_{t+1} = DR_t - RA_{DR} + Dep_r + Rev_{dr} \pm TA_{dr} \quad (\text{Fórmula 36})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
DR_{t+1}	=	Depreciación acumulada revaluada para el período $t+1$.
DR_t	=	Depreciación revaluada para el período t .
RA_{dr}	=	Retiro de activos depreciados revaluados.
Dep_r	=	Depreciación revaluada (ver fórmula 37).
Rev_{dr}	=	Revaluación de la depreciación revaluada.
TA_{dr}	=	Traslado de activos depreciados revaluados.
r	=	Revaluado.

Cálculo de la depreciación revaluada

$$Dep_r = TD_{ac} * [AFR_t - (0,5 * RA_r) \pm TA_r] \quad (\text{Fórmula 37})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre
-----	---	--

		anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
TD_{ac}	=	Tasa de depreciación.
AFR_t	=	Activo fijo revaluado para el período
RA_r	=	Retiros de activos revaluado.
TA_r	=	Traslado de activos revaluados.
r	=	Revaluado.

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

Cálculo de la revaluación de la depreciación revaluada

$$\text{Rev}_{dr} = \text{IR} * [\text{DC}_t + \text{DR}_t - (\text{RD}_{cto} + \text{RA}_{dr}) \pm (\text{TD}_{cto} + \text{TA}_{dr})] \quad (\text{Fórmula 38})$$

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
Rev_{dr}	=	Revaluación de la depreciación revaluada.
IR	=	Índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.
DC_t	=	Depreciación al costo, al mes de diciembre según el último estado auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el período de fijación es posterior al año en que se analiza la misma.
DR_t	=	Depreciación revaluada para el período t .
RD_{cto}	=	Retiro de activos depreciados al costo.
RA_{dr}	=	Retiro de activos depreciados revaluados.
TD_{cto}	=	Traslados depreciados al costo.
TA_{dr}	=	Traslado de activos depreciados revaluados.
cto	=	Al costo

Para todos los cálculos que se realizan para obtener el activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del período en el que estará vigente el ajuste tarifario ($AFNOR_{t+1}$). Se analiza y considera:

- El Plan de Inversiones vigente.
- La capacidad de ejecución del Plan de Inversiones histórica de la Institución.
- 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 activos deben responder a dos criterios: **útiles** para la prestación del servicio y efectivamente se utilicen en la misma (**utilizable**).

5.2. Capital de trabajo

El capital de trabajo se estima como el período medio de cobro multiplicado por el efectivo requerido de operación por día (gastos de operación, mantenimiento y administración menos

las depreciaciones, las partidas amortizables, los gastos por pérdidas de retiros de activos, todo eso dividido entre 360), de la siguiente manera:

$$CT = \left[\left(\frac{Cx C}{I_v} \right) * 360 \right] * \frac{(COMA - D - Pa - GPer)}{360} \quad (\text{Fórmula 39})$$

Donde:

<i>CT</i>	=	Capital de trabajo.
<i>CxC</i>	=	Promedio de las cuentas por cobrar de los últimos 3 períodos anuales auditados de los estados financieros.
<i>I_v</i>	=	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios. (ver formula 11)
<i>COMA</i>	=	Costos de operación, mantenimiento y administración (ver fórmula 18)
<i>D</i>	=	Gasto por depreciación de activos.
<i>Pa</i>	=	Gastos por partidas amortizables.
<i>GPer</i>	=	Gastos por pérdidas de retiros de activos.

El período medio de cobro es el resultado del cociente entre las cuentas por cobrar y los ingresos por venta, el número de días a utilizar no debe ser superior al promedio de la industria. En aquellas empresas que dispongan de un número de días menor al promedio, este será utilizado.

5.3 Inversiones

El Plan de Inversiones debe ser presentado según el formato de clasificación de activos establecido por la Intendencia de Energía y clasificadas en micro y macro inversiones y las sub-clasificaciones correspondientes. Adicionalmente, se debe justificar la concordancia del Plan de Inversiones con el Plan Nacional de Desarrollo (PND) y el Plan Nacional de Energía (PNE), cuando corresponda.

Se analiza que las inversiones solicitadas tengan una justificación técnica y financiera razonable y que éstas tengan un impacto positivo en la calidad y continuidad del servicio.

También se analiza la razonabilidad de los precios de cada una de las obras incluidas.

Los montos de inversión avalados por Aresep serán los montos de adición de activos utilizados para calcular el activo fijo neto. Se podrá adicionar la totalidad de los activos reconocidos en las inversiones en cada año, si el promedio del porcentaje de ejecución es un 100%.

5.3.1 Determinación de las adiciones.

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

$$\text{Adiciones} = \text{Inversiones Reconocidas capitalizadas en el año } t + 1$$

$$\text{Inversiones Reconocidas} = \text{Inversiones} * \text{Porcentaje de ejecución} \quad (\text{Fórmula 40})$$

Determinación del Porcentaje de ejecución

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. El porcentaje de ejecución promedio tiene un tope de un 100%.
5. 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.
6. 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 deberá realizar visitas de campo a los diferentes proyectos, con el propósito de verificar montos, ejecución y año de aprobación.

A las adiciones reconocidas se le aplica una actualización por índices según el procedimiento establecido en la sección 3.1.1. Esto se utiliza cuando los precios de las unidades constructivas están referenciados a un año distinto al que se analiza la solicitud tarifaria.

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.

5.3.2 Determinación de los retiros

Los retiros de activos que se registren deben coincidir en monto y justificación con los incluidos en el apartado 3 de la sección VII, fórmula 18.

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

- Las empresas están en la obligación de depurar la base tarifaria, para ello deben presentar en cada estudio tarifario el detalle de activos retirados del sistema eléctrico, clasificados por remplazo, deterioro, obsolescencia, traslados u otros.
- En el caso que exista una prevención o disposición que instruya la presentación de los retiros de activos e información relacionada a esta y la empresa no cumple las mismas, la IE tiene la potestad de no aceptar los saldos de los activos, dado que el regulado omite este dato considerado relevante en el cálculo de la base tarifaria.
- Cuando no media prevención o disposición en relación al tema, existe el criterio de aplicar un porcentaje similar a la depreciación para cada grupo de activos, por concepto de retiro de activos, tanto en los valores al costo como revaluado.

- 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 la partida de gasto por concepto de “pérdida por retiro de activos”. Este gasto debe ser congruente con los saldos que reflejan los activos retirados del sistema eléctrico y la transacción que dio origen a su retiro.

Los retiros se deben presentar para cada grupo de activos, en el período 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 será 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.

5.4 Criterios para la clasificación de activos del sistema de generación eléctrica.

Para efectos de uniformidad en el manejo ingenieril y contable, se considerará los criterios establecidos mediante Resolución emitida por la Aresep en relación a la clasificación, categorías y formato de presentación de los activos.

6. OTRAS CONSIDERACIONES

Toda la información requerida para aplicar la presente metodología será solicitada a las empresas mediante resolución motivada de la Intendencia de Energía.

Anexo 1. Glosario de términos relevantes

Término	Concepto
Activo fijo neto en operación	Valor neto de la inversión, valuada a su valor razonable, en el momento de la revaluación, 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 la suma del activo fijo neto en operación y el capital de trabajo neto.
Canon	Es la fuente de financiamiento del ente regulador. En el caso de Aresep, el canon lo recaudan 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	El capital de trabajo tarifario (en base tarifaria) no considera los pasivos, solo el promedio de cobro y los costos diarios. Es la inversión promedio en activos circulantes que no es financiada mediante pasivos circulantes promedio del período de estudio.

Término	Concepto
Comercialización eléctrica	Proceso cuyo objetivo es hacer llegar los bienes desde el productor al consumidor. Involucra actividades como cobro, facturación, lecturas, servicio al cliente, entre otros.
Costo	Erogación o desembolso, o la obligación de incurrir en ellos, identificados con mercancías o servicios adquiridos.
Costos de operación	Gastos en que se incurre en el curso ordinario de la prestación de un servicio y su ocurrencia está directamente relacionada con este.
Costos directos	Son aquellos costos que se pueden atribuir fácilmente a la producción de cada producto o servicio prestado.
Costos indirectos	Son aquellos gastos que no se pueden identificar razonablemente con cada producto ofrecido o servicio prestado, sino a una actividad general, de manera que deben asignarse a dichos productos o servicios sobre una base técnica de distribución adecuada.
Costo no recurrente	Son todos aquellos costos en que se incurre cuando menos cada dos años y que, por su naturaleza, no son considerados costos de operación o recurrentes.
Costos recurrentes	Son todas aquellas erogaciones que se generan regularmente, año tras año.
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.
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 período en que se ha estado en posesión de ellos.
Distribución eléctrica	Servicio que permite el suministro de energía eléctrica, desde la subestación hasta los usuarios finales. El consumo de energía eléctrica se mide en kilovatios hora (kWh).
Estudio tarifario	Trámite de análisis económico, financiero y contable que realiza la Aresep sobre cada servicio público regulado.
Fórmulas tarifarias	Procedimiento de cálculo contable, financiero, económico, matemático, estadístico, ecológico, ambiental, de infraestructura y depreciación de los sistemas que se involucran en la metodología tarifaria.
Índice de precios	Es un indicador económico que muestra la variación en los precios de un conjunto de bienes y servicios determinado. 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.
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.

Término	Concepto
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 ordinaria	Metodología tarifaria en cuya aplicación se utiliza el procedimiento de fijación ordinario definido en la Ley 7593.
Modelo de costo promedio ponderado de capital (WACC)	Promedio del costo del capital propio de una empresa y del costo de la deuda después de impuestos, ponderado por la fracción del valor de la empresa que corresponde a capital propio y deuda, respectivamente.
Modelo de valuación de activos de capital (CAPM)	Costo de los recursos propios de una empresa, que se obtiene sumando la rentabilidad que proporciona la inversión en un activo libre de riesgo y la prima por invertir en activos con riesgo.
Multas	Sanción administrativa que consiste en la obligación de pagar una cantidad determinada de dinero por incumplimiento en alguna de las obligaciones establecidas para los operadores.
Nivel tarifario	Instrumento utilizado en la regulación para garantizar la sostenibilidad del servicio, de manera que el operador cubra todos sus costos. El nivel tarifario puede ser alto o bajo.
Período Fiscal	Es de un año contado a partir del 1º de octubre de cada año y el 30 de setiembre del año siguiente.
Pliego tarifario	Lista que contiene las tarifas aprobadas por la Autoridad Reguladora y que el prestador del servicio tiene derecho a cobrar, como contraprestación por los servicios prestados.
Precio	Suma de dinero que se cobra y paga por bienes y servicios.
Régimen tarifario	Son las reglas y mecanismos por los cuales las tarifas se ajustan y modifican con el paso del tiempo. El objetivo regulatorio que impulsa es la eficiencia productiva de manera que el costo del servicio sea lo más bajo posible.
Rendimiento sobre la base tarifaria	Es la rentabilidad reconocida a un operador regulado sobre la inversión en activos fijos netos y capital de trabajo.
Rentabilidad	En economía la rentabilidad financiera es el beneficio económico (lucro, utilidad o ganancia) obtenido en una actividad o inversión.
Resoluciones tarifarias	Acto administrativo mediante el cual se aprueba, rechaza o modifica una tarifa o pliego tarifario.
Servicio al costo	Principio bajo el cual se fijan 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.
Tarifa	Precio que pagan los usuarios o consumidores, por la compra de determinados bienes o servicios regulados.
Tasa de rédito	Tasa que estima una rentabilidad adecuada de la empresa, con base en su producción. Proviene del modelo regulatorio “Rate of Return Regulation”, el cual es utilizado para el cálculo de tarifas.
Transmisión eléctrica	Conjunto de elementos interconectados que se utiliza para transmitir una señal de un lugar a otro. La señal transmitida puede ser eléctrica, óptica o de radiofrecuencia.
Valor de mercado	Costo de un bien por compra directa. Puede obtenerse de cotizaciones y precios de facturas de los proveedores.
Valor de rescate	Es el importe estimado que la entidad podría obtener actualmente por la disposición del elemento, después de deducir los costos estimados por tal disposición, si el activo ya hubiera alcanzado la antigüedad y las

Término	Concepto
	demás condiciones esperadas al término de su vida útil.

- Instruir al Departamento de Gestión Documental la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación para que, una vez realizado el proceso de audiencia pública, proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final del modelo los cuales deberán ser remitidos a esta Junta Directiva oportunamente.

ACUERDO FIRME.

Se retiran del salón de sesiones los señores Guillermo Monge Guevara, Marco Otoy Chavarría, Mike Osejo Villegas y la señora Samantha Wegmann Quesada.

ARTÍCULO 8. Suspensión de la ejecución de la resolución RJD-059-2014: Caso Transportes Deldú S.A. Expediente OT-341-2008.

A las quince horas con cuarenta y cinco minutos ingresan al salón de sesiones, las señoras Aracelly Marín González, Viviana Lizano Ramírez y Melissa Gutiérrez Prendas y el señor Eric Chaves Gómez, funcionario(as) de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, a exponer el tema objeto de este y siguientes ocho recursos.

La Junta Directiva conoce el oficio 832-DGAJR-2014 del 14 de octubre de 2014, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rinde criterio sobre la suspensión de la ejecución de la resolución RJD-059-2014: Caso Transportes Deldú S.A. Expediente OT-341-2008.

La señora **Aracelly Marín González** explica los antecedentes del caso, los argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones respectivas.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, conforme a su oficio 832-DGAJR-2014, la señora **Gretel López Castro** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 11-62-2014

- Suspender el conocimiento del recurso de reposición y la gestión de nulidad planteados por la empresa Transportes Deldú S.A., contra la resolución RJD-059-2014 a la espera de conocer la resolución final de la Sala Constitucional en relación con la acción de inconstitucionalidad tramitada en el expediente judicial N° 14-011260-0007-CO.

2. Comunicar al Consejo de Transporte Público del Ministerio de Obras Públicas y Transportes, la resolución respectiva, para lo que corresponda.
3. Solicitar a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria que informe a la Junta Directiva, la resolución definitiva de la acción de inconstitucionalidad indicada.
4. Notificar a las partes.
5. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 26 de junio de 2014, por medio de la resolución RJD-059-2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, resolvió con fundamento en lo recomendado en el oficio 102-CPAT-2014: *“I.- Revocar la concesión otorgada a Transportes Deldú S.A., por la Junta Directiva del Consejo de Transporte Público del Ministerio de Obras Públicas y Transportes, mediante artículo 6.8 de la Sesión Ordinaria 71-2007 en la ruta 505 descrita como San José- Peñas Blancas y viceversa, por haber realizado en forma reiterada el cobro de tarifas no autorizadas en los trayectos Peñas Blancas- Liberia y La Cruz- Liberia. II.- Establecer que esta revocatoria será efectiva tres meses después de la notificación de la presente resolución, con el fin de que el Consejo de Transporte Público proceda como corresponda. III.- Comunicar al Consejo de Transporte Público del Ministerio de Obras Públicas y Transportes, la resolución respectiva, para lo que corresponda”*. (Folios 402 al 415)
- II. Que el 10 de julio de 2014, la empresa Transportes Deldú S.A., interpuso recurso de reposición y nulidad concomitante, así como las excepciones de prescripción de la potestad sancionadora y caducidad, contra la resolución RJD-059-2014. (Folios 416 al 456)
- III. Que el 11 de julio de 2014, la investigada solicitó la suspensión de la ejecución de la resolución RJD-059-2014. (Folios 457 al 462)
- IV. Que el 1 de agosto de 2014, mediante el oficio 554-RG-2014, el Regulador General realizó consulta a la Procuraduría General de la República en relación con las disposiciones sancionatorias contenidas en el artículo 41 inciso a) de la Ley 7593. (Correrá agregada a los autos)
- V. Que el 14 de agosto de 2014, por medio del oficio 622-DGAJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emitió su criterio sobre la solicitud de suspensión del acto administrativo, el recurso de reposición y la gestión de nulidad interpuestos por Transportes Deldú S.A. contra la resolución RJD-059-2014 del 26 de junio de 2014. (Folios 471 al 479)
- VI. Que el 21 de agosto de 2014, por medio de la resolución RJD-083-2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, dispuso: *“I.- Declarar sin lugar la solicitud de suspensión de los efectos del acto interpuesto por Transportes Deldú S.A., contra la resolución RJD-059-2014 del 26 de junio de 2014. II.- Agotar la vía administrativa en cuanto a la solicitud de suspensión de los efectos del acto interpuesto por Transportes*

Deldú S.A. contra la resolución RJD-059-2014 del 26 de junio de 2014. III.- Suspender de oficio la ejecución de la resolución RJD-059-2014 del 26 de junio de 2014 y la resolución del recurso de reposición y la gestión de nulidad interpuestos por Transportes Deldú S.A., contra la resolución indicada a la espera de contar con el criterio de la Procuraduría General de la República en respuesta a lo consultado por medio del oficio 554-RG-2014 del 1 de agosto de 2014, del Regulador General. IV.- Comunicar al Consejo de Transporte Público del Ministerio de Obras Públicas y Transportes, la resolución respectiva, para lo que corresponda.” (Folios 480 al 492)

- VII. Que el 27 de agosto de 2014, se comunicó a la Autoridad Reguladora la resolución las quince horas y veinticinco minutos del 20 de agosto de 2014, por medio de la cual, la Sala Constitucional, dio curso a la acción de inconstitucionalidad interpuesta por la empresa Transportes Deldú S.A., y ordenó que en los procesos o procedimientos en que se discuta la aplicación de lo cuestionado, no se dicte resolución final mientras la Sala no haya hecho el pronunciamiento del caso. (Correrá agregada a los autos)
- VIII. Que el 1 de octubre de 2014, por medio del dictamen C-315-2014, (recibido en la Autoridad Reguladora el 2 de octubre de 2014), la Procuraduría General de la República, emitió criterio sobre la consulta realizada por el Regulador General mediante oficio 554-RG-2014 del 1 de agosto de 2014 y al respecto indicó a manera de conclusión lo siguiente: “1-. La consulta es inadmisibile. Debe estarse a lo que resuelva la Sala Constitucional respecto de la Acción de Inconstitucionalidad que se tramita bajo el expediente 14-011260-2014. 2-. En cuanto al ejercicio de la potestad revocatoria de las concesiones y permisos, la Aresep debe estarse a lo resuelto por dicha Sala en la resolución N. 16591-2011 de cita y lo indicado por esta Procuraduría en (sic) el dictamen N. C-217-2011 de 8 de septiembre de 2011”. (Correrá agregada a los autos)
- IX. Que el 14 de octubre de 2014, por medio de oficio 832-DGAJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emitió su criterio sobre la suspensión de la ejecución de la resolución RJD-059-2014. (Correrá agregado a los autos)

CONSIDERANDO

- I. Que en ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell, con motivo de sus vacaciones desde el 8 al 29 de octubre del 2014 inclusive, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.
- II. Que la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emitió criterio sobre la suspensión de la ejecución de la resolución RJD-059-2014, emitiéndose el oficio 832-

DGAJR-2014, que sirve de sustento para la presente resolución, cual conviene extraer lo siguiente:

“ (...) ”

II. ANÁLISIS DE LA SUSPENSIÓN DE LA EJECUCIÓN DE LA RESOLUCIÓN RJD-059-2014.

La ejecución de la resolución RJD-059-2014, se condicionó a la espera de contar con el criterio de la Procuraduría General de la República en respuesta a lo consultado por medio del oficio 554-RG-2014 del Regulador General.

Mediante el dictamen C-315-2014, la Procuraduría General de la República, indicó que la consulta era inadmisibile y que debía estarse a lo dispuesto por la Sala Constitucional respecto de la acción de inconstitucionalidad que se tramita bajo el expediente 14-011260-2014.

Lo anterior por cuanto, es criterio de la Procuraduría General de la República que la función consultiva que ellos realizan está sujeta a límites, entre ellos que el asunto no esté siendo debatido ante los tribunales de justicia (ver al respecto la opinión jurídica N° OJ-043-2003 del 12 de marzo de 2003 y el dictamen C-53-2010 del 25 de marzo de 2010), y que dicho motivo de inadmisibilidad está presente en la consulta realizada por el Regulador General, mediante el oficio 554-RG-2014.

Por otra parte, debe indicarse que en la Sala Constitucional, actualmente se tramita el expediente N° 14-011260-0007-CO, mediante el cual se conoce una acción de inconstitucional interpuesta por la empresa Transportes Deldú S.A., contra el artículo 41, inciso a) de la Ley 7593. La Sala dio curso a dicha acción, mediante la resolución de las 15:25 horas del 20 de agosto de 2014, misma que fue notificada a la Autoridad Reguladora el 27 de agosto de 2014.

En la citada resolución de la Sala Constitucional, se indicó expresamente lo siguiente:

“(...) Publíquese por tres veces consecutivas un aviso en el Boletín Judicial sobre la interposición de la acción, para que en los procesos o procedimientos en que se discuta la aplicación de lo cuestionado, no se dicte resolución final mientras la Sala no haya hecho el pronunciamiento del caso. Este aviso sólo afecta los procesos judiciales pendientes en los cuales se discuta la aplicación de lo impugnado y se advierte que lo único que no puede hacerse en dichos procesos, es dictar sentencia o bien, el acto en que haya de aplicarse lo cuestionado en el sentido en que lo ha sido. Igualmente, lo único que la acción suspende en vía administrativa es el dictado de la resolución final en los procedimientos tendentes a agotar esa vía, que son los que se inician con y a partir del recurso de alzada o de reposición interpuestos contra el acto final, salvo, claro está, que se trate de normas que deben aplicarse durante la tramitación, en cuyo caso la suspensión opera inmediatamente (...)”. (Énfasis propios)

Las publicaciones que se indican en el texto anteriormente transcrito, fueron realizadas en los Boletines Judiciales N° 169, 170 y 171 de los días 3, 4 y 5 de setiembre de 2014, respectivamente, según puede ser constatado en la página web

www.gaceta.go.cr/boletin/, y se sustenta en lo establecido en el artículo 81 de la Ley de la Jurisdicción Constitucional, Ley N° 7135, que al respecto indica:

“ARTICULO 81. Si el Presidente considerare cumplidos los requisitos de que se ha hecho mérito, conferirá audiencia a la Procuraduría General de la República y a la contraparte que figure en el asunto principal, por un plazo de quince días, a fin de que manifiesten lo que estimen conveniente. Al mismo tiempo dispondrá enviar nota al tribunal u órgano que conozca del asunto, para que no dicte la resolución final antes de que la Sala se haya pronunciado sobre la acción, y ordenará que se publique un aviso en el Boletín Judicial, por tres veces consecutivas, haciendo saber a los tribunales y a los órganos que agotan la vía administrativa que esa demanda ha sido establecida, a efecto de que en los procesos o procedimientos en que se discuta la aplicación de la ley, decreto, disposición, acuerdo o resolución, tampoco se dicte resolución final mientras la Sala no haya hecho el pronunciamiento del caso. Si la acción fuere planteada por el Procurador General de la República, la audiencia se le dará a la persona que figure como parte contraria en el asunto principal.”

En el caso que nos ocupa, está pendiente la resolución del recurso de reposición y nulidad concomitante, los cuales fueron interpuestos el pasado 10 de julio de 2014 por la empresa Transportes Deldú S.A., contra la resolución RJD-059-2014.

Sin embargo, en razón de lo anteriormente citado, se tiene que por mandato de la Sala Constitucional, se debe abstener la Autoridad Reguladora de resolver aquellos recursos y acciones tendientes a dar por agotada la vía administrativa hasta tanto la Sala no haya resuelto la acción de inconstitucionalidad planteada.

Debe indicarse que precisamente uno de los argumentos del recurso interpuesto es sobre la forma en la cual se interpretó el artículo 41 inciso a) de la Ley 7593, en el presente asunto.

Si bien es cierto, la Junta Directiva mediante la resolución RJD-083-2014 del 21 de agosto de 2014, resolvió entre otras cosas: *“III. Suspender de oficio la ejecución de la resolución RJD-059-2014 del 26 de junio de 2014 y la resolución del recurso de reposición y la gestión de nulidad interpuestos por Transportes Deldú S.A., contra la resolución indicada a la espera de contar con el criterio de la Procuraduría General de la República en respuesta a lo consultado por medio del oficio 554-RG-2014 del 1 de agosto de 2014, del Regulador General”*, ya la Procuraduría General de la República mediante el dictamen C-315-2014 del 1 de octubre de 2014, emitió criterio sobre la consulta planteada por lo que la causa de la suspensión cesó.

Sin embargo, es criterio de esta Dirección General, que se debe suspender nuevamente el conocimiento de las gestiones planteadas por la empresa Transportes Deldú S.A., contra la resolución RJD-059-2014 a la espera de conocer la resolución final de la Sala Constitucional en relación con la acción de inconstitucionalidad tramitada en el expediente judicial N° 14-011260-0007-CO, de conformidad con lo establecido en la resolución de las 15:25 horas del 20 de agosto de 2014.

(...) ”

- III.** Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden, y de acuerdo al mérito de los autos, lo procedente es suspender el conocimiento del recurso de reposición y la gestión de nulidad planteados por la empresa Transportes Deldú S.A., contra la resolución RJD-059-2014, tal y como se dirá.
- IV.** Que en sesión 62-2014, del 16 de octubre de 2014, cuya acta fue ratificada el 23 de octubre de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 786-DGAJR-2014, de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución:

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en los artículos 136 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227) y el artículo 81 de la Ley de la Jurisdicción Constitucional (Ley 7135),

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

- I.** Suspender el conocimiento del recurso de reposición y la gestión de nulidad planteados por la empresa Transportes Deldú S.A., contra la resolución RJD-059-2014 a la espera de conocer la resolución final de la Sala Constitucional en relación con la acción de inconstitucionalidad tramitada en el expediente judicial N° 14-011260-0007-CO.
- II.** Comunicar al Consejo de Transporte Público del Ministerio de Obras Públicas y Transportes, la resolución respectiva, para lo que corresponda.
- III.** Solicitar a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria que informe a la Junta Directiva, la resolución definitiva de la acción de inconstitucionalidad indicada.
- IV.** Notificar a las partes.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227), se informa que contra esta resolución puede interponerse el recurso ordinario de reposición ante la Junta Directiva.

De conformidad con el artículo 346 de la Ley 6227, el recurso de reposición deberá interponerse dentro del plazo de tres días hábiles, contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación de este acto y el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de esa misma ley.

NOTIFÍQUESE Y COMUNÍQUESE.

Se retira la señora Aracelly Marín González.

ARTÍCULO 9. Solicitud de cesión de acciones que realizó el Consorcio Eólico Chiripa S.A. Expediente CE-01-2013.

A las quince horas con cincuenta minutos ingresa al salón de sesiones, el señor Edwin Canessa Aguilar, funcionario de la Intendencia de Energía, a exponer el tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce los oficios 1238-IE-2014, 1239-IE-2014, del 16 y 17 de setiembre de 2014, respectivamente y el oficio 835-DGAJR-2014 del 14 de octubre de 2014, mediante los cuales la Intendencia de Energía y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rinden criterio acerca de la solicitud de cesión de acciones que realizó el Consorcio Eólico Chiripa S.A.

El señor **Edwin Canessa Aguilar** se refiere a los antecedentes del caso, análisis de la solicitud y recomendaciones.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Intendencia de Energía, conforme a sus oficios 1238-IE-2014 y 1239-IE-2014, y lo señalado por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria en su oficio 835-DGAJR-2014, la señora **Grettel López Castro** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 12-62-2014

1. Rechazar de plano por improcedente la solicitud de autorización de cesión de acciones del Consorcio Eólico Chiripa S.A.
2. Recordar a las empresas concesionarias que por lo menos el 35% del capital social debe pertenecer a costarricense, según se establece en los artículos 3 y 26 de la Ley 7200.
3. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO

- I. Que el 22 de febrero de 2013, los señores Salomón Lechtman Koslowski y Laurent Mugica Giraud, actuando conjuntamente en calidad de representantes legales del Consorcio Eólico Chiripa S. A., (*Chiripa*) solicitan que se le otorgue concesión para prestar el servicio público de generación de energía, cuya fuente primaria es el viento, al amparo del Capítulo II de la Ley 7200 y sus reformas (*folios 1 y 2*).
- II. Que el 19 de agosto de 2013, mediante resolución RJD-098-2013, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, otorgó al Consorcio Eólico Chiripa S. A., cédula jurídica 3-101-649435, concesión de servicio público para generación eólica en su planta de 49,500 MW que destinará para venta al ICE, por el plazo de 20 años, de acuerdo con las condiciones establecidas en las Leyes 7200 y 7508 y sus reformas (*folios 129 al 138*).
- III. Que el 1 de setiembre de 2014, el señor Laurent Mugica Giraud apoderado generalísimo sin límite de suma de Consorcio Eólico Chiripa S. A., solicitó autorizar cesión de acciones (*folios 140 al 194*).

- IV. Que el 16 de setiembre de 2014, mediante oficio 1238-IE-2014, la IE emitió informe técnico referente a la solicitud de autorización de cesión de acciones, planteada por la empresa Chiripa (*folios 197 y 198*).
- V. Que mediante oficio 835-DGAJR-2014 del 14 de octubre de 2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emitió criterio sobre el presente trámite y recomendó a la Junta Directiva que conociera la recomendación de la IE (*folios 199 y 200*)
- VI. Que en el procedimiento se han observado las prescripciones de ley.

CONSIDERANDO

- I. Que en ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell, con motivo de sus vacaciones desde el 8 al 29 de octubre del 2014 inclusive, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.
- II. Que del oficio 1238-IE-2014/72852 del 16 de setiembre de 2014, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS DE LA SOLICITUD

Como se indicó en el apartado anterior, mediante la resolución RJD-098-2013, la Junta Directiva le otorgó a la empresa Chiripa, concesión de servicio público para generación eólica para la venta al ICE.

Al momento de otorgarse la referida concesión, según se desprende de los autos, el capital social de la empresa Chiripa, se encontraba distribuido de la siguiente manera: a) Grupo Ecoenergía VL, S.A. –sociedad de capital 100% costarricense-, es titular del 35% de las acciones, b) Acciona Energía S.A. –sociedad de capital extranjero- es el accionista mayoritario del con un 65% de las acciones que conforman su capital social.

Al respecto, Acciona Energía, S.A. desea ceder la totalidad de sus acciones a favor de Acciona Energía Internacional –ambas empresas de capital extranjero-, por lo que le solicita a esta Autoridad, la autorización de dicha cesión.

Ante la solicitud interpuesta, cabe indicar que el artículo 26 de la Ley 7200, en concordancia con el 3 de ese cuerpo normativo, dispone que el ICE podrá comprar electricidad a las empresas privadas a las cuales, al menos el 35% del capital social, pertenezca a costarricenses. Por su parte, el artículo 5 de ese

cuerpo normativo, indica que la Aresep tendrá la facultad de otorgar dichas concesiones, asimismo, podrá prorrogarlas, modificarlas o traspasarlas.

Según se establece en el artículo 6 inciso 17 del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF) corresponderá a la Junta Directiva, otorgar dichas concesiones, así como modificarlas, traspasarlas y autorizar sus prórrogas.

Se desprende de lo anterior, que la competencia de la Aresep se limita a la autorización de traspasos, modificaciones y solicitudes de prórrogas de las concesiones, no así la autorización de la cesión de las acciones de las empresas.

Así las cosas, se concluye que la Autoridad Reguladora, no tiene competencia para autorizar la cesión de acciones del Consorcio Eólico Chiripa S.A., por lo que a la luz de lo establecido en los artículos 59 y 292 inciso 3 de Ley 6227, lo procedente es rechazar la solicitud interpuesta por la empresa solicitante, por ser evidentemente improcedente.

III. CONCLUSIONES:

1. *La solicitud del Consorcio Eólico Chiripa S.A. es autorizar la cesión de acciones.*
2. *La Autoridad Reguladora no es competente para autorizar una cesión de acciones de una empresa concesionaria.*

[...]

- III. Que sobre la base de los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es rechazar de plano por improcedente la solicitud de autorización de cesión de acciones del Consorcio Eólico Chiripa S.A.
- IV. Que en sesión 62-2014 de 16 de octubre de 2014, cuya acta fue ratificada el 23 de octubre de 2014; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 1238-IE-2014 y 1239-IE-2014 del 16 y 17 de octubre de 2014, y el oficio 835-DGAJR-2014 del 14 de octubre de 2014, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley 7593 y sus reformas y en lo establecido en la Ley General de la Administración Pública;

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

- I. Rechazar de plano por improcedente la solicitud de autorización de cesión de acciones del Consorcio Eólico Chiripa S.A.

- II. Recordar a las empresas concesionarias que por lo menos el 35% del capital social debe pertenecer a costarricense, según se establece en los artículos 3 y 26 de la Ley 7200.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP), se informa que contra esta resolución puede interponerse el recurso ordinario de reposición y el recurso extraordinario de revisión ante la Junta Directiva.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, el recurso de reposición deberá interponerse dentro del plazo de tres días hábiles, contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación de este acto y el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de esa misma ley.

NOTIFÍQUESE.

Se retira el señor Edwin Canessa Aguilar.

ARTÍCULO 10. Recurso de apelación interpuesto por Tralapa Limitada, contra la resolución RRG-409-2013 y los recursos de apelación y gestión de nulidad interpuestos por Tralapa Limitada y Transportes Cabo Velas S.A., contra la resolución RRG-016-2014. Expediente OT-061-2012.

La Junta Directiva conoce el oficio 828-DGAJR-2014 del 13 de octubre de 2014, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emiten criterio sobre el recurso de apelación interpuesto por Tralapa Limitada, contra la resolución RRG-409-2013, así como los recursos de apelación y gestión de nulidad interpuestos por Tralapa Limitada y Transportes Cabo Velas S.A., contra la resolución RRG-016-2014.

La señorita **Viviana Lizano Ramírez** explica detalladamente los antecedentes de los casos, así como los argumentos de los recurrentes, conclusiones y recomendaciones.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, conforme a su oficio 828-DGAJR-2014, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 13-62-2014

- I. Rechazar por inadmisibile el recurso de apelación interpuesto por la empresa Tralapa Limitada, contra la resolución RRG-409-2013.
- II. Rechazar por inadmisibile el recurso de apelación interpuesto por la empresa Transportes Cabo Velas S.A., contra la resolución RRG-016-2014.
- III. Rechazar por inadmisibile la gestión de nulidad interpuesta por la empresa Transportes Cabo Velas S.A., contra la resolución RRG-016-2014.
- IV. Rechazar por inadmisibile la gestión de nulidad interpuesta por la empresa Tralapa Limitada, contra la resolución RRG-016-2014.

- V. Declarar sin lugar el recurso de apelación interpuesto por la empresa Tralapa Limitada, contra la resolución RRG-016-2014.
- VI. Intimar por segunda vez a la empresa Tralapa Limitada, para que dentro del plazo de diez días hábiles proceda a cancelar la suma de ₡7.394.000,00 (siete millones trescientos noventa y cuatro mil colones exactos), correspondiente a la multa de veinte salarios base, impuesta por el cobro de tarifas distintas a las autorizadas por la Autoridad Reguladora. Este monto deberá ser pagado a favor de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y de conformidad con lo establecido en el artículo 40 de la Ley 7593, reformado por Ley 8660, publicada el 31 de agosto de 2008, en el Alcance N° 31 del Diario Oficial La Gaceta N° 156, según establece los numerales 150 y 264 inciso 1) de la Ley General de la Administración Pública. El plazo indicado, se contará a partir del día hábil inmediato siguiente a la comunicación de esta segunda intimación de pago.
- El pago debe hacerse en la oficina de Tesorería de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos o bien, por medio de depósito en la cuenta corriente 2169-1 del Banco Nacional de Costa Rica. También puede hacerse por transferencia interna en el Banco Nacional de Costa Rica a la cuenta 100-01000-002169-1 o bien, por transferencia de otras entidades bancarias a la cuenta cliente 15100010010021692 del Banco Nacional de Costa Rica. En todo caso deberá aportar copia del comprobante a este expediente.
- VII. Trasladar el expediente a la Dirección General de Atención al Usuario para lo que corresponda.
- VIII. Se dé por agotada la vía administrativa.
- IX. Se notifique a las partes en el lugar señalado al efecto.
- X. Díctese la presente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 13 de setiembre de 2011, la empresa Transportes Cabo Velas S.A. permisionaria del servicio público de transporte remunerado de personas en la ruta 534, descrita: Santa Cruz-Tamarindo-Matapalo y viceversa, interpuso ante la Sede Regional de Guanacaste-Upala del Consejo de Transporte Público (en adelante CTP), una denuncia contra la empresa Tralapa Limitada S.A., concesionaria de la prestación del servicio público de transporte remunerado de personas en la ruta 503-A, descrita: Santa Cruz-San José y viceversa; por supuesta competencia desleal y ruinosa, así como, prestación irregular de servicio. (Folios 9 al 44)
- II. Que el 13 de abril de 2012, mediante el oficio DIC-12-0507, el Departamento de Inspección y Control del CTP, le remitió a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (en adelante Aresep o Autoridad Reguladora) la denuncia interpuesta por la empresa Transportes Cabo Velas S.A. contra la empresa Tralapa Limitada. (Folios 5 al 8)

- III.** Que el 25 de abril de 2012, mediante el oficio 767-DGPU-2012, la entonces Dirección General de Participación del Usuario, solicitó al Departamento de Gestión y Documentación la apertura de un expediente OT, mediante el cual se tramitaría la denuncia interpuesta por la empresa Transportes Cabo Velas S.A. (Folios 1 al 4)
- IV.** Que el 31 de mayo de 2012, la entonces Dirección de Servicios de Transportes, efectuó una primera inspección del servicio público que presta la empresa Tralapa Limitada en la ruta 503-A. (Folios 45 al 47)
- V.** Que el 22, 23 y 24 de mayo de 2013, la Intendencia de Transporte (en adelante IT), volvió a realizar varias inspecciones del servicio público que presta la empresa Tralapa Limitada en la ruta 503-A. (Folios 50 al 59)
- VI.** Que el 24 de mayo de 2013, mediante el oficio 529-IT-2013, la IT rindió informe sobre las nuevas inspecciones efectuadas en la ruta 503-A. (Folios 48 al 49)
- VII.** Que el 31 de mayo de 2013, mediante el oficio 542-IT-2013, la IT emitió la valoración inicial sobre la denuncia interpuesta por la empresa Transportes Cabo Velas S.A. contra la empresa Tralapa Limitada, recomendando entre otros, ordenar el inicio de un procedimiento administrativo por supuesta prestación y cobro de tarifas no autorizadas. (Folios 102 al 109)
- VIII.** Que el 4 de junio de 2013, mediante resolución RRG-087-2013, el Regulador General realizó la apertura del procedimiento administrativo ordinario contra la empresa Tralapa Limitada, a fin de investigar los hechos de: supuesto cobro de tarifas no autorizadas y supuesta prestación no autorizada del servicio público, en la modalidad autobús. Dicha resolución le fue notificada a las partes el 8 de junio de 2013. (Folios 110 al 115, 133 y 134)
- IX.** Que el 12, 13 y 20 de junio de 2013, la empresa Tralapa Limitada interpuso ante el Regulador General recurso de revocatoria con apelación en subsidio y gestión de nulidad contra la resolución RRG-087-2013. (Folios 118 al 131)
- X.** Que el 18 de setiembre de 2013, mediante la resolución RRG-361-2013, el Regulador General, resolvió el recurso de revocatoria e incidente de nulidad interpuestos por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-087-2013, declarando ambos inadmisibles por la forma, y además, corrigió de oficio el inciso l) de la resolución RRG-087-2013. Dicha resolución fue notificada a las partes el 18 de setiembre de 2013. (Folios 171 al 181)
- XI.** Que el 19 de setiembre de 2013, mediante la resolución ROD-102-2013, el órgano director del procedimiento, efectuó la formulación de cargos contra la empresa Tralapa Limitada. Dicha resolución le fue notificada a la empresa Tralapa Limitada el 19 de setiembre de 2013 y a la empresa Cabo Velas el 23 de setiembre de 2013. (Folios 182 al 194)

- XII.** Que el 20 de setiembre de 2013, la empresa Tralapa Limitada interpuso ante el Regulador General lo que denominó como incidente de hecho nuevo, y además, reiteró el recurso de apelación interpuesto contra la resolución RRG-087-2013, y el incidente de nulidad presentado, ello según indicó, de conformidad con lo dispuesto en la resolución RRG-361-2013. (Folios 135 al 139 y 140 al 142)
- XIII.** Que el 23 de setiembre de 2013, la empresa Tralapa Limitada, presentó un incidente de nulidad de actuaciones contra la resolución ROD-102-2013 mediante la cual el órgano director del procedimiento realizó la formulación de cargos. (Folios 143 al 155)
- XIV.** Que el 26 de setiembre de 2013, mediante el oficio 747-DGAJR-2013, la DGAJR emitió el informe estipulado en el artículo 349 de la Ley 6227, respecto al recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la empresa Tralapa Limitada, contra la resolución RRG-087-2013. (Folios 203 al 205)
- XV.** Que el 26 de setiembre de 2013, mediante el memorando 668-SJD-2013, la Secretaría de Junta Directiva, trasladó para lo que correspondiera a la DGAJR, el recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-087-2013. (Folio 206)
- XVI.** Que el 27 de setiembre de 2013, mediante el oficio 1031-IT-2013, la IT rindió informe sobre el incidente y la gestión de nulidad interpuestos por la empresa Tralapa Limitada, contra las resoluciones RRG-087-2013 y RRG-361-2013. (Folios 207 al 209)
- XVII.** Que el 3 de octubre de 2013, mediante resolución RRG-409-2013, el Regulador General rechazó por el fondo el incidente de hecho nuevo y la gestión de nulidad contra las resoluciones RRG-087-2013 y RRG-361-2013, interpuestas por la empresa Tralapa Limitada. Igualmente, rechazó por improcedente la solicitud de archivo del expediente OT-061-2012. Dicha resolución le fue notificada a la empresa Tralapa Limitada, el día 3 de octubre de 2013 y de manera automática a la empresa Cabo Velas S.A., el día 4 de octubre de 2013. (Folios 211 al 225)
- XVIII.** Que el 7 de octubre de 2013, la empresa Tralapa Limitada interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RRG-409-2013. (Folios 252 al 255)
- XIX.** Que el 10 de octubre de 2013, mediante la resolución RJD-125-2013, la Junta Directiva, resolvió el recurso de apelación, gestión de nulidad e incidente contra la resolución RRG-087-2013, interpuestos por la empresa Tralapa Limitada, rechazando por extemporáneo el recurso de apelación, así como, por el fondo la gestión de nulidad y el incidente de hecho nuevo, demás, dio por agotada la vía administrativa. (Folios 256 al 274)
- XX.** Que el 15 de octubre de 2013, mediante la resolución OD-120-2013, el órgano director resolvió el incidente de nulidad de actuaciones interpuesto por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución ROD-102-2013, declarándolo sin lugar por el fondo. (Folios 275 al 284)

- XXI.** Que el 16 de octubre de 2013, el órgano director del procedimiento realizó la comparecencia oral, según el acta y grabación correspondientes. (Folios 285 al 289)
- XXII.** Que el 18 de octubre de 2013, mediante el oficio OD-124-2013, el órgano director del procedimiento emitió el informe de instrucción, remitiendo el expediente a la IT. (Folios 290 al 292)
- XXIII.** Que el 31 de octubre de 2013, mediante el oficio 1132-IT-2013, la IT emitió el informe final sobre el procedimiento administrativo sancionador seguido contra la empresa Tralapa Limitada. (Folios 293 a 300)
- XXIV.** Que el 20 de diciembre de 2013, mediante el oficio 106-CPAT-2013, la entonces Comisión de Procedimientos Administrativos en Trámite, le remitió al Regulador General una recomendación preliminar, previo a analizar el fondo del asunto, a fin de que se atendiera el recurso de revocatoria y apelación interpuestos contra la resolución RRG-409-2013. (Folios 301 al 304)
- XXV.** Que el 9 de enero de 2014, mediante la resolución RRG-016-2014, el Regulador General dictó el acto final del procedimiento administrativo sancionador seguido contra la empresa Tralapa Limitada, resolviendo imponer a dicha empresa una multa de ₡7.394.000,00 por el cobro de tarifas distintas a las autorizadas por la Aresep, absolverla de las demás faltas acusadas, rechazar por improcedente el recurso de revocatoria interpuesto por la empresa contra la resolución RRG-409-2013, elevar a conocimiento de la Junta Directiva el recurso de apelación interpuesto por la empresa contra la resolución RRG-409-2013, intimar por primera vez a la empresa para que proceda a cancelar la multa impuesta y comunicar dicha resolución al Consejo de Transporte Público. (Folios 305 a 319)
- XXVI.** Que el 14 de enero de 2014, la empresa Tralapa Limitada, interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio y nulidad concomitante contra la resolución RRG-016-2014. (Folios 323 al 329 y 336 al 343)
- XXVII.** Que el 14 de enero de 2014, la empresa Transportes Cabo Velas S.A. interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio y nulidad concomitante contra la resolución RRG-016-2014. (Folios 330 al 335)
- XXVIII.** Que el 14 de enero de 2014, la empresa Tralapa Limitada, expresó, ante el superior, sus agravios con ocasión del recurso de apelación que había interpuesto contra la resolución RRG-409-2013. (Folios 344 al 347)
- XXIX.** Que el 16 de enero de 2014, mediante el oficio 44-IT-2014 la IT, rindió informe sobre el recurso de apelación interpuesto por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-409-2013 (folios 348 al 349). En esa misma fecha, la IT emplazó a las partes ante el superior en grado, respecto al recurso de apelación antes dicho. Ello de conformidad con el artículo 349 de la Ley 6227. (Folios 357 al 360)

- XXX.** Que el 21 de enero de 2014, mediante el memorando 023-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva, trasladó para lo que correspondiera a la DGAJR, el recurso de apelación interpuesto de forma subsidiaria por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-409-2013. (Folio 375)
- XXXI.** Que el 23 de enero de 2014, mediante el oficio 024-CPAT-2014, la Comisión de Procedimientos Administrativos en Trámite, trasladó a la DGAJR, el expediente OT-61-02012, a fin de que atendiera el recurso de apelación interpuesto por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-409-2013. (Folio 356)
- XXXII.** Que el 27 de enero de 2014, la empresa Transportes Cabo Velas S.A., se manifestó sobre el recurso de apelación interpuesto por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-016-2014. (Folios 352 al 355)
- XXXIII.** Que el 28 de enero de 2014, mediante el oficio 039-CPAT-2014, la Comisión de Procedimientos Administrativos en Trámite, trasladó a la DGAJR, el expediente OT-61-02012 (Tomo II), el cual incluía el emplazamiento de la IT a las partes sobre el recurso de apelación interpuesto por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-409-2013. (Folio 361)
- XXXIV.** Que el 27 de febrero de 2014, mediante la resolución 368-DAF-2014, la Dirección Administrativa Financiera, emitió la segunda intimación a la empresa sancionada para que proceda a cancelar la multa impuesta. (Correrá agregada los autos)
- XXXV.** Que el 21 de marzo de 2014, la empresa Tralapa Limitada, interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución DAF-368-2014, mediante la cual se le intimó el pago de la multa impuesta mediante la resolución RRG-016-2014. (Folios 362 al 363)
- XXXVI.** Que el 31 de marzo de 2014, mediante el oficio 551-DAF-2014, la Dirección Administrativa Financiera anuló la resolución 368-DAF-2014, mediante la cual se le había realizado a la empresa Tralapa Limitada la segunda intimación de pago. (Correrá agregado a los autos)
- XXXVII.** Que el 13 de junio de 2014, mediante la resolución RRG-239-2014, el Regulador General, resolvió los recursos de revocatoria y gestiones de nulidad interpuestos por las empresas Tralapa Limitada y Transportes Cabo Velas S.A. contra la resolución RRG-016-2014, declarando inadmisibles por la forma el recurso de revocatoria interpuesto por Transportes Cabo Velas, improcedentes las gestiones de nulidad presentadas por ambas empresas y rechazando por el fondo el recurso de revocatoria interpuesto por Tralapa Limitada, así como, elevando a la Junta Directiva los recursos de apelación interpuestos en subsidio por las dos empresas. (Folios 400 al 424)
- XXXVIII.** Que el 30 de junio de 2014, mediante el oficio 480-DGAJR-2014, la DGAJR emitió el informe que ordena el artículo 349 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227) con respecto a los recursos de apelación interpuestos por las empresas Tralapa Limitada y Transportes Cabo Velas S.A. contra la resolución RRG-016-2014. (Folios 425 al 430)

- XXXIX.** Que el 2 de julio de 2014, mediante el memorando 402-SJD-2014, la SJD, trasladó para lo que correspondiera a la DGAJR, los recursos de apelación interpuestos de forma subsidiaria por la empresa Tralapa Limitada contra la Resolución RRG-409-2013 y Transportes Cabo Velas S.A. contra la resolución RRG-016-2014. (Folio 431)
- XL.** Que el 24 de julio de 2014, la empresa Tralapa Limitada interpuso recurso de revisión contra la resolución DAF368-2014 y todo lo actuado en el expediente en cuestión. (Folios 432 al 478)

CONSIDERANDO

- I.** Que en ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell, con motivo de sus vacaciones desde el 8 al 29 de octubre del 2014 inclusive, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.
- II.** Que los recursos y gestiones de nulidad fueron analizados por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitiéndose el oficio 828-DGAJR-2014, que sirve de sustento para la presente resolución, cual conviene extraer lo siguiente:

“ (...)

II. ANÁLISIS DE LAS GESTIONES POR LA FORMA:

1. Sobre el recurso de apelación interpuesto por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-409-2013:

a) Naturaleza del recurso:

Mediante el recurso de apelación que nos ocupa (folios 252 a 255), la empresa Tralapa Limitada impugnó la resolución RRG-409-2013 (folios 211 a 225) dictada por el Regulador General; mediante dicha resolución se resolvió el incidente de hecho nuevo y gestión de nulidad presentados por esa misma empresa contra las resoluciones RRG-087-2013 y RRG-361-2013 (folios 110 al 115 y 171 al 181, respectivamente).

Al respecto, debemos traer a colación lo siguiente:

La resolución RRG-87-2013, es aquella mediante la cual el Regulador General en su condición de órgano decisor, realizó la apertura del presente procedimiento administrativo, mientras que, la resolución RRG-361-2013, fue dictada a efectos de

resolver un recurso de revocatoria y nulidad concomitante interpuestos por la empresa Tralapa Limitada en contra de la resolución RRG-87-2013.

En el incidente de hecho nuevo y nulidad de actuaciones resuelto por el Regulador General mediante la resolución RRG-409-2013, la empresa mencionada, alegó que la resolución RRG-361-2013 implicaba una modificación de la imputación de cargos que se le había realizado mediante la resolución RRG-87-2013, presuponiendo una nueva acusación sobre la cual no tuvo oportunidad de presentar impugnaciones.

Cuando se dictó la resolución RRG-409-2013 (resolución impugnada), dicho alegato fue debidamente atendido, al indicarse que **la resolución RRG-87-2013 no constituía una imputación o formulación de cargos, sino, la apertura del procedimiento**, y que por ello, la corrección de ésta en su Resuelve I, realizada mediante la resolución RRG-361-2013, tampoco implicó una modificación de la imputación.

También se señaló en la resolución impugnada, que en todo caso, la formulación de cargos, fue realizada desde el 19 de setiembre de 2013, por el Órgano Director del procedimiento mediante la resolución ROD-102-2013 (folios 182 al 194) y que la corrección de la resolución de apertura del procedimiento (RRG-087-2013), no era contraria a lo que establece la propia Ley N° 6227, en los artículos 180, 186, 187 y 351.

Una vez que se había resuelto lo anterior, por parte del Regulador General, mediante la resolución RRG-409-2013, la Junta Directiva por su parte, resolvió el recurso de apelación, gestión de nulidad e incidente que Tralapa Limitada había interpuesto contra la resolución RRG-87-2013.

Para resolver dicho recurso, la Junta Directiva dictó la resolución RJD-125-2013 del 10 de octubre de 2013 (folios 256 a 274), en la cual analizó de manera clara y exhaustiva los argumentos que también se habían analizado en la resolución RRG-409-2013.

Esto indica que la empresa Tralapa Limitada, mediante la presentación de varias gestiones a lo largo de este procedimiento (sea, el incidente de hecho nuevo resuelto mediante la resolución RRG-409-2013, o el recurso de apelación resuelto mediante la resolución RJD-125-2013) ha venido planteando los mismos argumentos respecto a las resoluciones RRG-087-2013 y RRG-361-2013, aclarándosele con suficiente detalle en cada ocasión, los motivos por los cuales dicha resolución, no es la formulación o imputación de cargos, sino, la resolución que ordenó el inicio del procedimiento y nombró el órgano director.

Dada la reiteración de dicho argumento por parte de la empresa mencionada a través de diversas gestiones, y la constante atención de éstas por parte de la Administración; mediante la resolución RJD-125-2013 el órgano de alzada, dio por agotada la vía administrativa. Ello significa, que la discusión en torno a dichos argumentos, se encuentra acabada, pudiéndose continuar con el procedimiento a partir de ese momento, con la seguridad de que la empresa mencionada, ejerció, respecto de las resoluciones RRG-087-013 y RRG-361-2013, su derecho de defensa, el cual fue ampliamente respetado y atendidos cada uno de sus argumentos contra tales resoluciones.

No obstante lo anterior, restaba la atención de un recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RRG-409-2013, siendo que, nuevamente en dichos recursos, reiteró los argumentos ya conocidos con respecto a las resoluciones RRG-087-2013 y RRG-361-2013.

Dicho recurso de revocatoria contra la resolución RRG-409-2013, fue resuelto por el Regulador General mediante la resolución final RRG-016-2014 (folios 305 al 319), en la cual fue rechazado por improcedente, dado que en la resolución RJD-125-2013, la Junta Directiva ya había agotado la vía en cuanto a las impugnaciones derivadas de la resolución RRG-087-2013.

En el caso que nos ocupa, se está conociendo el recurso de apelación contra la resolución RRG-409-2013, siendo que, el análisis realizado anteriormente en cuanto al recurso de revocatoria, viene a ser el mismo que ahora debe efectuarse.

El recurso en cuestión, resulta inadmisibile, por cuanto no supera el examen por la forma, específicamente en lo que tiene que ver con la naturaleza del mismo. Debe prestarse atención al agotamiento de la vía que fue dictado por la Junta Directiva mediante la resolución RJD-125-2013, el cual impide realizar cualquier nueva discusión en torno a los mismos argumentos que han sido planteados por la recurrente en múltiples ocasiones con respecto a las resoluciones RRG-087-2013 y RRG-361-2013.

Por lo expuesto, y al resultar inadmisibile el recurso de apelación en estudio, consecuentemente no se analizarán los restantes aspectos de admisibilidad ni el fondo del asunto.

2. Sobre el recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-016-2014:

a) Naturaleza del recurso y de la gestión de nulidad:

El recurso interpuesto por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-016-2014, de acuerdo con la Ley 6227, es el ordinario de apelación, al que le es aplicable lo establecido en los artículos del 342 al 352 de dicho cuerpo legal.

Asimismo, la empresa señalada, presentó una gestión de nulidad contra dicha resolución, la cual también se rige por la Ley 6227, según sus artículos 158 al 179.

Se coincide con el análisis efectuado en la resolución RRG-239-2014 (folios 400 al 424) mediante la cual se resolvió el recurso de revocatoria contra la resolución RRG-016-2014, en cuanto a las formas de solicitar la nulidad de un acto administrativo, pudiendo interponerse para ello, recursos, o, una gestión de nulidad, según corresponda. Es por ello que, se transcriben las consideraciones expuestas en esa oportunidad:

“En el caso del acto final del procedimiento, resulta ser que, éste puede ser atacado por vicios de nulidad, según haya alcanzado su firmeza o no. Cuando el acto final

no ha alcanzado su firmeza, porque se encuentra dentro del plazo de impugnación (3 días a partir de su notificación), la nulidad de éste, puede ser acusada mediante la interposición de los recursos ordinarios. Además de la posibilidad de revisar de oficio que la Ley 6227 le confiere a la Administración, según los artículos 173 inciso 4) y 183.

Asimismo, al acto final que sí haya alcanzado su firmeza, o sea el acto final definitivo, también puede ser atacado por vicios de nulidad, solamente que en este caso, no es mediante la interposición de recursos ordinarios, sino mediante la interposición de recurso extraordinario de revisión o por gestión de nulidad. Además de la valoración de oficio que la Ley 6227 le confiere a la Administración.

En cuanto al recurso extraordinario de revisión, el artículo 353 de la Ley 6227 establece que este se interpone contra **actos finales firmes**, dentro del año siguiente a su notificación, según el artículo 354 de esa misma Ley. Mientras que, en cuanto a la gestión de nulidad, se tiene que el artículo 175 de la Ley 6227, establece la posibilidad de impugnar el acto absolutamente nulo, tanto en vía judicial como administrativa, dentro del plazo de un año a partir de su comunicación.

Si bien, el artículo 175 no especifica que el acto deba ser final firme, la jurisprudencia y el Transitorio III del Código Procesal Contencioso Administrativo (Ley 8508) han dejado claro, que efectivamente en este caso, debe entenderse que el acto es definitivo. De otra, manera, si se piensa en la posibilidad de que pueda ser un acto no definitivo, se estaría dejando abierta la posibilidad de que contra éste puedan interponerse tanto recursos ordinarios como gestión de nulidad, lo cual no tiene sentido lógico-jurídico, pues los recursos por sí mismos, importan una acusación de nulidad.

Entre la jurisprudencia a la que se hace referencia con respecto al artículo 175 de la Ley 6227, se tiene:

“En dicho numeral, se establece, con igual claridad, que régimen de impugnación de los actos firme en sede administrativa antes de la vigencia del presente Código, se regirá por la legislación vigente en ese momento. No podía ser de otra forma, pues de no ser así, la inseguridad y el caos jurídico se apoderarían de nuestro régimen impugnativo. En efecto, ese transitorio III alude al régimen de impugnación que por vía de recurso excepcional o extraordinario pueda caber contra la conducta recaída en firme (verbigracia, recurso extraordinario de revisión, o, de apelación fuera de los plazos normales por virtud de nulidad absoluta). De esta manera tendríamos que el plazo normal para impugnar jurisdiccionalmente un acto que alcanzó firmeza antes del 2008, será, en principio, de dos meses; mientras que si se trata de una nulidad absoluta, dicho plazo se extenderá a cuatro años, conforme el régimen de impugnación consagrado en el artículo 175 de la Ley General de la Administración Pública antes de la reforma incorporada por el mismo Código Procesal Contencioso Administrativo.”
Resolución 00001-C-TC-2008 de las 11:55 horas del 30 de enero de 2008, dictada por el Tribunal de Casación de lo Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda.

Como se dijo, si bien el artículo 175 de la Ley 6227, no especifica que el acto impugnado por nulidad absoluta, es un acto final firme, la jurisprudencia se ha encargado de realizar tal distinción por medio de la integración de ese numeral con el transitorio III de la Ley 8508.

La anterior explicación, tiene pertinencia al observarse la gestión de nulidad que la empresa Tralapa Limitada interpuso junto al recurso de revocatoria que nos ocupa, ello, debido a que, de actuarse en consistencia con lo indicado con respecto al artículo 175 de la Ley 6227, entonces, dicha gestión, como tal, es improcedente por haber sido interpuesta contra un acto final no firme, pues la resolución RRG-016-2014, aún se encuentra pendiente de alcanzar su firmeza una vez superada la etapa de impugnación.”

No se encuentra motivo para modificar la posición vertida por el órgano inferior en su resolución de revocatoria, razón por la cual ésta órgano de alzada preserva lo dicho.

Por lo expuesto, y al resultar inadmisibles la gestión de nulidad dicha, consecuentemente no se analizan los aspectos de forma restantes ni el fondo de la misma.

b) Temporalidad:

De conformidad con el artículo 346 de la Ley 6227, la resolución RRG-016-2014 (que es la impugnada), cuenta por su naturaleza de resolución final, con un plazo de impugnación de 3 días hábiles.

Tal resolución le fue notificada a la empresa Tralapa Limitada, el día 9 de enero de 2014 (folio 316), lo cual indica que el plazo de impugnación venció el 14 de enero de 2014. De los autos se desprende que, el 14 de enero de 2014 (folio 323), Tralapa Limitada, interpuso vía fax, el recurso de apelación en cuestión.

Del análisis comparativo que precede se puede concluir que dicho recurso fue interpuesto en tiempo.

c) Legitimación:

La empresa Tralapa Limitada, se encuentra legitimada para recurrir la resolución RRG-016-2014, de conformidad con el artículo 275 de la Ley 6227, por ser la parte investigada en este procedimiento.

d) Representación:

El recurso de apelación que nos ocupa, fue presentado por el señor Jorge Arredondo Espinoza, quien de conformidad con la certificación notarial presentada por éste el 23 de setiembre de 2013 (folio 151), ostenta la condición de apoderado generalísimo sin límite de suma de la empresa Tralapa Limitada.

Una vez analizados los cuatro aspectos de forma, se puede llegar a la conclusión de que, se ha verificado la admisibilidad del recurso de apelación en estudio, por haber

sido presentado en tiempo y forma. Por el contrario, la gestión de nulidad es inadmisibile.

3. Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la empresa Transportes Cabo Velas S.A. contra la resolución RRG-016-2014:

a) Naturaleza del recurso y de la gestión de nulidad:

El recurso de apelación presentado por la empresa Transportes Cabo Velas S.A. contra la resolución RRG-016-2014, resulta ser de naturaleza ordinaria, al cual se le debe aplicar lo dispuesto en los artículos del 342 al 352 de la Ley 6227.

Aunado a dicho recurso, la empresa en cuestión, también interpuso una gestión de nulidad contra esa misma resolución, a la cual le es aplicable lo establecido en los artículos 158 al 179 de la Ley 6227.

En cuanto a dicha gestión de nulidad planteada por la empresa Cabo Velas S.A., es necesario atenerse al análisis transcrito con respecto a la gestión de nulidad que también interpuso la empresa Tralapa Limitada, debiendo entenderse las valoraciones ahí efectuadas como extensivas a este caso. De esta manera, la gestión de nulidad que nos ocupa, igualmente, resulta inadmisibile y por ende, no se continúa con el análisis de los demás aspectos de forma o de fondo.

b) Temporalidad:

La resolución RRG-016-2014, por su naturaleza, debe ser impugnada dentro del plazo de 3 días hábiles, según el artículo 346 de la Ley 6227.

Tal resolución le fue notificada a la empresa Transportes Cabo Velas S.A., el día 9 de enero de 2014 (folio 317), motivo por el cual el plazo de impugnación venció el 14 de enero de 2014. Según se observa en el expediente (folio 330), el recurso de apelación fue presentado el 14 de enero de 2014, por ello, del análisis comparativo realizado, se puede concluir que el mencionado, fue interpuesto en tiempo.

c) Legitimación:

Con respecto a la legitimación de la empresa Transportes Cabo Velas S.A. para impugnar la resolución RRG-016-2014, nuevamente se acoge el enfoque expuesto en la resolución RRG-239-2014, en la cual de manera clara se analizó la posición que ocupa dicha empresa dentro del presente procedimiento administrativo.

En razón de ello, se retoma de manera literal lo dicho:

“En términos generales, cuando se hace referencia a la legitimación se establece que:
“Acudiendo a la doctrina encontramos que la legitimación es la "consideración especial en que tiene la ley, dentro de cada proceso a las personas que se hallan en una determinada relación con el objeto del litigio y, en virtud de la cual, exige, para que la pretensión procesal pueda ser examinada en cuanto al fondo, que sean dichas personas las que figuren como partes en el proceso" (Guasp, J: Derecho Procesal Civil, pag. 193); y además que "La legitimación es, sin duda, una aptitud especial o

una capacidad cualificada de un sujeto para ser parte en el procedimiento o proceso concretos" (Jiménez Meza, M: La legitimación administrativa para la defensa de los intereses legítimos y los derechos subjetivos, pag. 23). " Sentencia N° 00037 de las 11:20 horas del 20 de junio de 2008 dictada por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección VI.

Como se puede observar, dicha figura conlleva una particular relación jurídica entre las partes y lo pretendido, aplicándose tanto en procedimientos administrativos como en procesos judiciales, misma que a su vez, se clasifica como activa o pasiva, dependiendo del papel que ocupe la parte.

De manera puntual, se entiende por legitimación activa, la especial aptitud que la ley exige a las personas (físicas o jurídicas) para incoar determinado proceso o procedimiento administrativo.

En el caso que nos ocupa, es preciso verificar la existencia de la legitimación activa que tiene la empresa Cabo Velas S.A. para presentar la impugnación dicha, pues como bien lo indica el artículo 275 de la Ley 6227:

"Artículo 275.- Podrá ser parte en el procedimiento administrativo, además de la Administración, todo el que tenga interés legítimo o derecho subjetivo que pueda resultar afectado, lesionado o satisfecho de manera total o parcial por el acto final. El interés de la parte deberá ser legítimo y podrá ser moral, científico, religioso, económico o de cualquier otra naturaleza."

Es elemental tener la condición de parte dentro del procedimiento administrativo, pues de otra manera, se ve imposibilitado el ejercicio del derecho de defensa. Una muestra de ello, es lo que plantea el artículo 342 de la Ley 6227, que establece:

"Artículo 342.- Las partes podrán recurrir contra resoluciones de mero trámite, o incidentales o finales, en los términos de esta ley, por motivos de legalidad o de oportunidad."

Como se desprende claramente del artículo anterior, sólo quien sea parte dentro del procedimiento podrá acudir en la vía de impugnación.

En el caso que nos ocupa existe una particularidad, pues estamos frente a un procedimiento iniciado por interposición de una denuncia, donde la denunciante fue precisamente la empresa Transportes Cabo Velas S.A.

La jurisprudencia ha sido clara en determinar la condición que ocupa en el procedimiento administrativo el denunciante, pues la sola interposición de la denuncia no le otorga la condición de parte. Al respecto la Sala Constitucional ha dispuesto:

"El denunciante no se puede tener técnicamente como parte en un procedimiento administrativo de este tipo por el mero hecho de la denuncia interpuesta, sino que éste debe apersonarse y demostrar que ostenta algún derecho subjetivo o interés legítimo que pudiera resultar directamente afectado, lesionado o satisfecho por un acto administrativo final, según lo contemplado en el artículo 275 de la Ley General de la Administración Pública." Voto N° 2011-000681, de las 9:25 horas del 21 de

enero de 2011. Ver en igual sentido, el Voto N° 2007-011829 de las 12:50 horas del 17 de agosto de 2007.

Así las cosas, dado que la interposición de la denuncia por sí sola, no le otorgó la condición de parte a la empresa Transportes Cabo Velas S.A, es necesario observar si ésta se apersonó en el procedimiento y demostró que ostentaba algún derecho subjetivo o interés legítimo que pudiera resultar directamente afectado, lesionado o satisfecho por el acto administrativo final que se dictara.

En este sentido, no consta en el expediente, ningún escrito de apersonamiento por parte de la empresa Transportes Cabo Velas S.A, presentado durante la tramitación del procedimiento hasta antes de que éste finalice con el dictado de la resolución final, en el cual manifieste su interés de constituirse en parte y demuestre su derecho subjetivo o interés legítimo.

Recordemos que, en la Aresep al interponerse una denuncia como la que se analiza, básicamente lo que se pretende es la eventual sanción (multa o revocatoria del título habilitante) del prestador que está incumpliendo de alguna forma sus obligaciones legales; Por el contrario, cuando alguna persona se siente agraviada de manera directa con la prestación de algún servicio y requiere el pago de un daño que le ha sido causado, normalmente acude a la interposición de una queja.

La tramitación de una denuncia, conlleva en esencia la protección del interés público y el ejercicio de una labor de fiscalización que le corresponde a la Aresep, donde el beneficiado con la corrección de la anomalía (de encontrarse), sería el propio interés público, en beneficio de la colectividad, no de una persona en particular, a menos que en su condición de parte haya demostrado y cuantificado alguna afectación directa que deba ser indemnizada.

En el caso que nos ocupa, el escrito presentado por la empresa Transportes Cabo Velas S.A. es únicamente una denuncia, no contiene ninguna manifestación expresa de querer constituirse en parte dentro del procedimiento. Además, claramente se observa que la denuncia fue interpuesta con la intención de que a la empresa denunciada se le sancionara y no con la finalidad de obtener una indemnización para sí.

Incluso, cuando el órgano director del procedimiento observó que la empresa no se había apersonado en la denuncia, y que el procedimiento transcurría sin manifestación de su parte; dispuso en el Resuelve VII de la resolución ROD-102-2013 (formulación de cargos visible a folios 182 a 189), notificar además a la denunciante la resolución RRG-087-2013 (apertura del procedimiento visible a folios 110 a 113), para que ésta indicara si era su deseo constituirse en parte y así lo acreditara.

En dicha resolución ROD-102-2013, también se dispuso fecha y hora para realizar la comparecencia oral y privada (Resuelve V), citándose por medio de la empresa Transportes Cabo Velas S.A., a la testigo ofrecida por ésta (Resuelve VIII).

Para notificar ambas resoluciones (Apertura del procedimiento y Formulación de Cargos), se trató de emplear el medio de notificación que se había indicado en la denuncia, no obstante, al detectarse un posible error en el número de fax señalado, se

llamó al número 2440-1467 -también indicado en la denuncia-, a fin de verificar el medio de notificación.

Tal y como se observa en una constancia de llamada telefónica (visible a folio 194), el órgano director contactó vía teléfono a la señora Irania Meléndez, representante de la empresa denunciante, quien señaló como nuevo medio para recibir notificaciones el correo electrónico irme30@hotmail.com.

Tal y como lo dispuso la representante de la empresa denunciante, la notificación de las dos resoluciones se realizó al nuevo medio, lo cual consta en el acta de notificación (visible a folios 190, 192 y 193).

A pesar de que dichas resoluciones fueron notificadas, la empresa Transportes Cabo Velas S.A. no presentó escrito manifestando su interés de constituirse en parte del procedimiento, ni tampoco asistió a la comparecencia oral y privada, donde igualmente, pudo haber realizado dicha manifestación y acreditación, así consta en el acta y grabación de la comparecencia (visibles de folios 285 a 289).

A pesar de no haberse constituido como parte durante el procedimiento, la resolución RRG-016-2014 (resolución final), también le fue notificada a la empresa Transportes Cabo Velas S.A. nuevamente al correo electrónico. No fue hasta que se le notificó dicha resolución final, que la empresa se volvió a manifestar en el procedimiento desde la interposición de la denuncia, ello, con la presentación del recurso que nos ocupa contra el acto final dictado.

Al día de hoy, ciertamente la empresa está pretendiendo impugnar la resolución final, no obstante, como consta en autos, ésta no tiene legitimación al no haberse constituido como parte durante el procedimiento.

Es importante aclarar, que la presentación del recurso que nos ocupa, no puede entenderse tampoco como el apersonamiento y acreditación para constituirse como parte, pues lógicamente, dicho apersonamiento debía realizarse dentro del procedimiento, el cual finalizó desde que se dictó la resolución final. Si bien, al día de hoy dicha resolución final aún está por alcanzar su firmeza (dado el periodo de impugnación), lo cierto del caso es que, ello no extiende el procedimiento, el cual siempre finaliza con el dictado del acto final, según dispone el artículo 261 de la Ley 6227.

Lo anterior, tiene consistencia con lo que dispone el artículo 342 de la Ley 6227, según el cual, sólo pueden recurrir las partes del procedimiento, lo que implica que, al momento de impugnar, el recurrente ya debe estar acreditado en autos como parte. No podría acreditarse como parte al mismo tiempo que se conoce su recurso –principio de preclusión de las etapas del procedimiento-.

Aunado a ello, debe recordarse que la intervención de las partes (debidamente constituidas y acreditadas) durante el procedimiento, es esencial, pues con la defensa, teoría del caso y pruebas de cada una de ellas, se genera el contradictorio, que permite la búsqueda de la verdad real de los hechos, cuyo análisis y resultados son plasmados por el órgano decisor en el acto final. Una vez que se realiza el dictado del acto final, el

contradictorio finaliza, pues eventualmente, sólo resta la revisión de la validez de éste, si fuera cuestionada por interposición de recurso de alguna de las partes. Es por ello, que en la etapa recursiva, en principio, no procede la evacuación de más pruebas o la invocación de hechos nuevos.”

Se coincide de manera plena con la posición vertida por el Regulador General, en la resolución RRG-239-2014, en tanto, no es posible tener a la empresa Cabo Velas S.A. como parte dentro del presente procedimiento, debido a que, inicialmente, se limitó a presentar la denuncia, sin constituirse en parte formalmente, lo cual a todas luces, le resta toda legitimación para recurrir de la forma en que lo ha hecho.

d) Representación:

No obstante, ha quedado claro que la empresa Cabo Velas S.A., no cuenta con legitimación activa que le permita impugnar la resolución RRG-016-2014, igualmente, se procede a analizar lo referente a la representación.

En el caso que nos ocupa, el recurso de apelación fue interpuesto por el señor Francisco Javier Martí Meneses, quien de conformidad con el poder especial que aporta (folio 335) es el apoderado especial de la recurrente.

Analizados todos los elementos de forma en cuanto al recurso de apelación que nos ocupa, debe concluirse que, no habiendo superado el análisis de la legitimación activa para recurrir, éste resulta inadmisibile. En igual sentido, la gestión de nulidad planteada también es inadmisibile por las razones ya expuestas.

V. ARGUMENTOS DE LOS RECURSOS:

De manera concreta, los argumentos dados por las recurrentes son:

1. Sobre el recurso interpuesto por la empresa Tralapa Limitada:

Primeramente, se deja constancia de la misma observación realizada por el órgano inferior en su resolución, pues la foliatura del recurso que nos ocupa está corrida en el expediente, no obstante, de la lectura del mismo, se denota que la idea con la que finaliza el folio 327 no guarda coherencia con la idea con la que inicia el folio 328, haciendo suponer que falta un folio entre ellos. Sin embargo, al observar la numeración del fax, en la parte superior derecha de la página, se evidencia que el documento fue enviado de esa manera, pues de la página 5 pasa a la 6. El recurso tiene los siguientes argumentos:

- 1) El Órgano Director recomendó (haciendo referencia al oficio 1132-IT-2013) la imposición de una sanción en su contra, sin haberse resuelto de manera previa las impugnaciones que ésta había interpuesto contra la resolución RRG-409-2013. Al dictar acto final sin haberse resuelto el recurso de apelación contra dicha resolución, se violenta su derecho constitucional a una segunda instancia, además de que, tal recurso será resuelto cuando ya se ha tomado una decisión final de sancionar, lo cual le violenta el principio de inocencia.*

- 2) *La resolución RRG-409-2013 dejó de atender el argumento referente a lo prematuro de la convocatoria a audiencia, ya que están pendientes los recursos de apelación y nulidad concomitante, presentados contra las resoluciones RRG-087-2013 y RRG-361-2013, lo cual podría afectar el contenido de la nueva resolución intimatoria.*
- 3) *La resolución RRG-409-2013, rechazó la existencia de un hecho nuevo, cuando del expediente se desprende que la resolución RRG-361-2013 corrigió de oficio la resolución RRG-087-2013 que es el traslado de cargos, por ello debería ser notificado de nuevo.*
- 4) *La resolución RRG-409-2013 es inconsistente, al manifestar que la resolución RRG-087-2013 no constituye un traslado de cargos.*
- 5) *El Órgano Director, no se encuentra facultado para emitir un borrador o un proyecto de resolución final, pues, eso significaría ser juez y parte del procedimiento. Éste es competente para emitir una resolución con las recomendaciones, pero no para elaborar un borrador de resolución final. Al arrojarse competencias que no le corresponden, violenta el artículo 11 de la Constitución Política, pues los funcionarios son simples depositarios de la autoridad y pueden hacer solo lo que la ley le autoriza. Puede verse que en el presente asunto, el borrador de resolución final elaborado por el órgano director fue acogido en su totalidad por el órgano decisor, ya que no se observa diferencias entre éste y la resolución final, generando una nulidad absoluta evidente y manifiesta.*
- 6) *La resolución RRG-016-2014, no se pronuncia sobre la prueba ofrecida por la recurrente, misma que fue evacuada en la audiencia. Dicha prueba es el testimonio de Carlos Sánchez Velazco y un talonario de tiquetes. Por el contrario, se analizó el testimonio del señor Oscar Jiménez Alvarado, funcionario de la Aresep, quien realizó la primera inspección y dijo en la audiencia, no acordarse de nada de lo actuado. Esta omisión, según la recurrente, violentó su derecho de defensa, pues con dicha prueba se demuestra que de su parte, no hay un cobro de tarifa no autorizada.*

En la expresión de agravios (folios 344 al 347) se reiteran los argumentos antes indicados.

2. Sobre el recurso interpuesto por la empresa Transportes Cabo Velas S.A.:

El recurso tiene los siguientes argumentos:

- 1) *Las actas de las inspecciones realizadas por la Aresep, demuestran que la empresa Tralapa Limitada realiza cobros de tarifa no autorizada lo cual parece ser una práctica común y habitual de la empresa. La empresa cobra tarifas fraccionadas, ejerciendo competencia desleal.*
- 2) *No se puede aceptar que sea el chofer el responsable de tales cobros y que la empresa es ajena a ello, pues ésta conoce que, para tomar el bus que sale de Santa Cruz hacia Playa Tamarindo, los pasajeros compran sus tiquetes con tarifas fraccionadas a diferentes localidades. Debe observarse además, que la unidad que sale de Santa*

Cruz presta un servicio no autorizado por cuando la unidad que sale de San José, realiza un transbordo en dicha terminal.

- 3) En el artículo IV (incisos 8 y 9) de la resolución RRG-016-2014, se establece una multa por prestación no autorizada de servicio, contrario a lo indicado en las actas de inspección y a los hechos intimados y descritos en la audiencia, donde la única defensa de la investigada fue que ésta no viaja a Playa Langosta y que la falta la comete el chofer y no la empresa. En el procedimiento se demostró la comisión no solo del cobro de tarifa no autorizada, sino también, de la prestación de servicio no autorizado.*
- 4) Los inspectores de la Aresep confunden el concepto de prestación de servicio no autorizado con el de circular fuera de ruta. Tralapa Limitada no está autorizada a dar un servicio entre las localidades de Santa Cruz y Tamarindo, incluyendo puntos intermedios, ello implicaría la prestación de un servicio no autorizado.*
- 5) Los inspectores de la Aresep confundieron los conceptos de prestación de servicio no autorizado con el de circular fuera de ruta, pues indican que efectivamente las unidades de Tralapa están autorizadas en la ruta y que por ende no se configura la anomalía denunciada, también indican que las unidades salen de Tamarindo en el horario especificado.*
- 6) Los inspectores comprobaron que Tralapa Limitada ofrece el servicio entre las comunidades de Tamarindo y Santa Cruz, incluyendo las poblaciones intermedias de la ruta, cobrando tarifas distintas de las autorizadas, esto es brindar un servicio no autorizado y provocar competencia desleal y perjuicio económico al operador de la ruta.*
- 7) Como motivo de nulidad, existe falta de congruencia en la sentencia, pues el Regulador General llegó a la conclusión a lo largo del procedimiento, que la denunciada no había cometido la falta de prestación de servicio no autorizada, no obstante, impone la multa indicando que es por la comisión de dicha falta. Esto implica que la sentencia haya sido dictada contrario a derecho, al no existir congruencia entre el análisis de la denuncia, los hechos, la prueba y los criterios técnicos emitidos en el procedimiento. Existen elementos probatorios suficientes que demuestran que la empresa da servicio de transporte de pasajeros de todas las comunidades entre Tamarindo y Santa Cruz con una tarifa fraccionada, confundiéndose el hecho de que las unidades que viajan de Tamarindo a San José, tienen permiso de circular en esa ruta.*

No consta en autos que dicha empresa hiciere expresión de agravios.

VI. ANÁLISIS POR EL FONDO DEL RECURSO DE APELACIÓN INTERPUESTO POR TRALAPA LIMITADA:

Siendo que el recurso de apelación interpuesto por la empresa Tralapa Limitada, resultó admisible de acuerdo con el examen de forma realizado, corresponde analizarlo por el fondo.

Se observa que el recurso, si bien, son varios los argumentos que se exponen, muchos de éstos resultan ser repetitivos, motivo por el cual serán analizados de acuerdo con el tema concordante entre ellos; indistintamente de que hayan sido clasificados por la recurrente: “Sobre la forma” y “Sobre el procedimiento propiamente”.

1. En cuanto a la resolución RRG-409-2013:

Como parte de los argumentos expuestos dentro de la clasificación “Sobre la forma”, la recurrente hace referencia en al menos cuatro de ellos a la resolución RRG-409-2013, aseverando que: se dictó la resolución final sin haberse resuelto previamente las impugnaciones presentadas contra dicha resolución; que la resolución RRG-409-2013, resulta omisa en cuanto a la atención de todos los argumentos del incidente resuelto; que ésta niega la existencia de un hecho nuevo, cuando la resolución de traslado de cargos (resolución RRG-087-2013) fue modificado por la resolución RRG-361-2013 y que, es inconsistente en cuanto a si la resolución RRG-087-2013 es o no el traslado de cargos.

Como bien se analizó en el apartado II de esta resolución, referente al análisis por la forma del recurso de apelación interpuesto por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-409-2013, el recurso indicado, resulta inadmisibile por basarse en argumentos referentes a las resoluciones RRG-087-2013 y RRG-361-2013, sobre las cuales la vía administrativa para seguir discutiendo el tema, fue agotada por la Junta Directiva mediante la resolución RJD-125-2013.

Es por este motivo, que todo argumento expuesto en el recurso de apelación presentado por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-016-2014 en relación con las dos resoluciones antes indicadas, no será considerado en esta resolución, pues el respectivo análisis ha sido proporcionado por esta Administración oportunamente.

Solamente, valga indicar que con el dictado de la resolución que resuelva las gestiones analizadas en este criterio, también queda atendido el recurso de apelación presentado contra la resolución RRG-409-2013. Por las razones señaladas, dichos argumentos, planteados con respecto a la resolución RRG-409-2013 deben ser rechazados.

2. Sobre la participación del órgano director en el procedimiento administrativo que nos ocupa:

Como parte de los argumentos que expone la recurrente en su apartado “Sobre la forma”, ésta señala que el órgano director del procedimiento tramitado, se extralimitó en el ejercicio de sus competencias, violando el principio de legalidad definido en el artículo 11 de la Constitución Política ya que emitió el borrador y proyecto de resolución, lo que lo convierte en juez y parte.

Con respecto a éste argumento, debe retomarse las consideraciones expuestas por el Regulador General en la resolución RRG- 239-2014 mediante la cual se resolvió el recurso de revocatoria, ello, por considerarse atinada su posición y en consecuencia se decide mantenerla para esta resolución.

A fin de retomar lo analizado, se transcribe la valoración realizada:

“En cuanto a dicho alegato, consta en el expediente administrativo, cada una de las actuaciones del órgano director del procedimiento y ninguna de ellas indica que éste haya elaborado el proyecto de resolución.

Si observamos con detenimiento el Informe de Instrucción elaborado por el órgano director, mediante el oficio OD-124-2013 (visible a folios 290 al 292), se tiene que éste deja listos los autos para el dictado de la resolución final, pero no elabora ni adjunta ningún proyecto de resolución para el órgano decisor.

Dicho Informe de Instrucción, que es la última actuación del órgano director, remite el expediente a la Intendencia de Transportes, la cual por competencia según el entonces Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Transitorio V) debía brindarle asesoría al Regulador General (órgano decisor) para resolver el asunto y dictar resolución final.

Nótese que, en este caso, cuando se habla de la Intendencia de Transportes no se está haciendo referencia al órgano director del procedimiento, sino que, dicha Intendencia representa la asesoría del órgano decisor para resolver. El órgano director y la Intendencia son completamente independientes y participan de manera distinta en el procedimiento.

La Intendencia por su parte, efectivamente al brindarle asesoría al Regulador General para que éste resuelva, lógicamente, debe realizar su análisis del asunto y proveer un proyecto de resolución que contemple sus recomendaciones. Esto se realizó así, según consta en el oficio 1132-IT-2013 del 31 de octubre de 2013 (visible de folios 293 a 300), en el cual la Intendencia de Transportes emitió el informe final (distinto al informe de instrucción que emitió el órgano director) al Regulador General, planteando sus recomendaciones y adjuntando el proyecto de resolución.

Cuando la recurrente hace referencia en su argumento a un proyecto de resolución, debe tomar en cuenta que, éste no fue emitido por el órgano director, sino por la Intendencia de Transportes como órgano asesor del Regulador General (órgano decisor).

La independencia y objetividad, tanto del órgano director como del órgano decisor en el procedimiento, no han sido violentadas o de alguna manera, menoscabadas, cada uno actuó conforme a sus competencias, sin interferir uno en las decisiones del otro.”

Dado que, para la atención del recurso de apelación que nos ocupa, se ha decidido mantener la posición expuesta por el órgano inferior respecto al argumento dicho, consecuentemente éste debe ser rechazado.

3. Sobre la valoración omisiva de la prueba ofrecida por la recurrente:

En el apartado “Sobre el procedimiento propiamente”, la recurrente expuso diversos argumentos mediante los cuales acusa la violación de su derecho de defensa al no

haberse valorado en la resolución final RRG-016-2014, toda la prueba que ésta ofreció y fue evacuada en la comparecencia realizada.

A pesar de la limitación por la falta de coherencia entre las ideas que terminan el folio 327 e inician el folio 328 (presumiéndose que falta un folio entre ellos) es posible determinar que los alegatos que expone la recurrente, se refieren de manera general a una supuesta valoración omisiva en la resolución RRG-016-2014, con respecto a cierta prueba ofrecida por ésta, específicamente del testimonio del señor Carlos Sánchez Velazco y un talonario de tickets que dice haber aportado en la comparecencia, siendo que por el contrario, el testimonio del funcionario de la Aresep, sí fue considerado en la mencionada resolución.

A fin determinar la existencia de un análisis o no, de las dos pruebas que señala la recurrente en la resolución impugnada, es sano analizar lo correspondiente a cada una de ellas, por separado.

Con respecto al talonario de tickets que dice la recurrente haber aportado en la comparecencia:

Debe aclararse que del análisis del expediente, se desprende que lo que la recurrente aportó no fue un talonario, sino, solo el ticket N° 372001, visible a folio 288 del expediente.

Como argumento central, la recurrente expone que en el expediente consta el ticket N° 238269 aportado con la denuncia (folio 44), el cual asegura no es suyo, y el talonario aportado por ésta en la comparecencia.

Al respecto, acusa que, como el ticket aportado con la denuncia no es de Tralapa Limitada, no existe prueba que demuestre el cobro de una tarifa distinta a la autorizada, además de que, en la resolución recurrida dicho ticket no fue considerado como prueba.

Aunado a lo anterior, señala que el mencionado ticket no fue confrontado con los aportados por ésta en la comparecencia, motivo por el cual no se pudo concluir que el primero corresponde a un ticket de Tralapa Limitada, generando con ello, una duda razonable de que “alguien más estuviese cobrando esa tarifa.”

En cuanto a dichos argumentos, se comparte de manera plena lo analizado en la resolución que resolvió el recurso de revocatoria planteado por la recurrente -RRG-239-2014-, según la cual, tanto el ticket aportado con la denuncia, como el aportado en la comparecencia, fueron valorados en la resolución recurrida, solamente que, de dicha valoración, no se obtuvo ningún resultado de peso que desvirtuara lo que las inspecciones demostraron.

En este sentido y para mayor detalle, se transcribe el análisis efectuado el respecto:

“Dicho lo anterior, como puede observarse, del argumento de la recurrente, se desprende que, más que acusar una omisión en la valoración del ticket aportado por ésta, lo que hace es abordar la forma en que éste fue valorado por el órgano decisor (no por el órgano director como afirma la recurrente), pues acusa que de

haberse comparado con el tickete inicialmente aportado con la denuncia, se habría detectado que el primero no pertenece a sus tickets y que con base en ello, no se le podría sancionar.

Si se detalla la resolución RRG-016-2014, puede observarse que, en los puntos 10 y 11 del Considerando III, claramente se analiza la prueba documental referente a los tickets, tomando en consideración tanto el tickete aportado con la denuncia como el tickete aportado por Tralapa Limitada en la comparecencia, tickete N° 372001.

Al realizar dicha valoración, se consideró que el tickete N° 372001 presentado por la recurrente “no aporta valor alguno que venga a desvirtuar los hechos que aquí se han tenido como demostrados.”, dándole un mayor peso probatorio a las inspecciones realizadas por los funcionarios de la Aresep.

Dicha valoración, fue realizada bajo las reglas de la sana crítica, según dispone el artículo 298 de la Ley 6227. Conforme a este sistema, el órgano decisor tiene libertad para apreciar el valor o grado de eficacia de las pruebas producidas.

Este sistema exige que se determine el valor de las pruebas haciendo un análisis razonado de ellas, siguiendo las reglas de la lógica, de lo que dicta la experiencia, el buen sentido y el entendimiento humano. Y como consecuencia de esto, le exige al órgano decisor que funde sus resoluciones y exprese las razones por las cuales concede o no eficacia probatoria a una prueba.

En el caso que nos ocupa, empleando las reglas de la sana crítica, se indicó expresamente, que el tickete N° 372001, no tiene valor probatorio frente a las inspecciones realizadas por los funcionarios de la Aresep, mediante las cuales se demostró que, cuando éstos viajaron en las unidades de la recurrente los días 31 de mayo de 2012 y 22 de mayo de 2013, no se les entregó tickete. Igualmente, se indicó que en todo caso, no se podían comparar ambos tickets por cuanto no sustentan jurídicamente los hechos comprobados.

Debe recordarse que los hechos comprobados según la resolución RRG-016-2014, refieren al cobro de una tarifa distinta a la autorizada por la Aresep. Esta falta puede corroborarse únicamente en la práctica, pues aunque formalmente los tickets de la empresa, indiquen la tarifa única que se debe cobrar, estos no por sí mismos, no permiten saber si a pesar de ello, se está cobrando una tarifa distinta.

Eventualmente, los tickets demuestran que la empresa tiene una tarifa única autorizada por la Aresep que es la que se debe cobrar, pero no demuestran que, porque así lo diga el tickete, esto se cumple. Por su parte, las inspecciones sí tienen la virtud de demostrar lo que ocurre en la realidad, indistintamente de lo que digan los tickets. Muestra de ello es que, los funcionarios pudieron constatar por sus propios medios in situ, que efectivamente se cobraron tarifas distintas de la que se debían cobrar, independientemente del lugar donde aborde o se baje el pasajero.

Es por ello, que justificadamente, se le dio peso probatorio a las inspecciones de los funcionarios de la Aresep y no a los tickets, pudiendo demostrarse finalmente que, en la práctica la empresa sí había realizado el cobro de tarifa distinta de la autorizada. Esto, sin pensar en que dicha práctica pudiera ser llevada a cabo por

parte de los choferes en desconocimiento de los patronos, pues, evidentemente la empresa, como un todo comprende también a los choferes quienes deben realizar el cobro de la tarifa correspondiente.

Si a lo interno de la empresa, las jefaturas detectan esta práctica por parte de los choferes, entonces podrían tomar las medidas que consideren necesarias. No obstante, ello no justificaría, frente a los usuarios y este ente regulador, eximente alguna de la empresa, que en la prestación del servicio se toma como una sola prestadora.

Por las mismas razones expuestas en párrafos atrás, también se consideró que la comparación entre los tiquetes (fueran aportados por la empresa investigada o en la denuncia), resultaba irrelevante y no aportaba ningún valor probatorio, pues con ello no se lograba demostrar o desvirtuar la práctica de cobro que se estaba acusando.

La comparación y sopeso de los tiquetes en la valoración de dicha prueba como lo señala la recurrente, resulta ser innecesaria y no logra evidenciar duda razonable en su beneficio: por el contrario, empleando las reglas de la sana crítica, se le dio más valor a otra prueba (inspecciones) que era completamente atinente a los hechos investigados y que además, sí logró demostrar las faltas.”

Al compartirse el análisis anterior, se considera que los argumentos expuestos por la recurrente con respecto a la valoración de los tiquetes, deben ser rechazados, por cuanto queda claro que además de que dichas pruebas sí fueron consideradas y confrontadas, no desvirtuaron los resultados obtenidos mediante las inspecciones realizadas por la Aresep, según las cuales se comprobó que la empresa Tralapa Limitada cobró tarifas distintas a las autorizadas.

Con respecto al testigo Carlos Sánchez Velazco:

Finalmente, la recurrente también alega con respecto a la valoración de la prueba, que el testimonio del señor Carlos Sánchez evacuado en la comparecencia, no fue tomado en consideración en la resolución RRG-016-2014 y que de haberse valorado, con éste se habría podido rebatir lo dicho por el testigo Oscar Jiménez Alvarado (quien no recordaba mucho de las inspecciones realizadas), funcionario de la Aresep.

Según la recurrente, su testigo dejó claro que el tiquete aportado con la denuncia que consta en el expediente (folio 44), no pertenece a los tiquetes de Tralapa Limitada y que, por regla todo pasajero que viaje con dicha empresa, siempre debe contar con el tiquete emitido por su boletería. Todo ello demostrando que no existió de su parte, un cobro de tarifa distinta a la autorizada.

Ya que la recurrente acusa que, en la resolución RRG-016-2014, no se valoró el testimonio del señor Carlos Sánchez, ésta considera que la sanción le fue impuesta tomando en consideración únicamente el testimonio del funcionario de la Aresep, quebrantando con ello, su derecho de defensa y que toda la prueba aportada sea considerada al dictar el acto final.

Ciertamente, tal y como lo manifiesta la recurrente, en la resolución cuestionada no se analizó lo referente al testigo ofrecido por ésta y evacuado en la comparecencia, motivo por el cual se considera necesaria dicha valoración.

La resolución que atendió el recurso de revocatoria, detectó el mismo vicio y realizó el análisis correspondiente, mismo que es compartido, para efectos de atender el presente recurso de apelación, pues es claro que, aun tomando en consideración dicho testimonio y confrontándolo con el del funcionario de Aresep, éste, al igual que ocurrió con la valoración de los tiquetes aportados, no logró desvirtuar el cobro de tarifas distintas a las autorizadas que fue demostrado mediante las actas de las inspecciones realizadas.

Al respecto, se hace propio el análisis realizado en la resolución señalada:

“Ciertamente, el testimonio del funcionario de la Aresep tuvo algún peso probatorio en la demostración de las faltas finalmente sancionadas, no obstante, si se detalla el análisis de fondo realizado en la resolución, es posible observar, que la prueba determinante para demostrar los hechos, no fue ésta, sino, las inspecciones realizadas por los funcionarios y las actas en las cuales constan los resultados.

Así se indicó de forma expresa en los puntos 6 y 7 del Considerando III, en los cuales se estableció que gracias a las actas de las inspecciones, se podía determinar que los días 31 de mayo de 2012 y 22 de mayo de 2013, la empresa investigada realizó el cobro de tarifas distintas a la autorizada en ese momento.

No fue hasta que se llegó a los puntos 12 y 13 de ese mismo Considerando, que se trajo a colación la prueba testimonial. Específicamente en el punto 13, se hizo referencia al testimonio del funcionario de la Aresep, Oscar Jiménez, en relación con las actas de las inspecciones, permitiendo confirmar aquella prueba que permite demostrar parte de los hechos imputados.

Al analizar el alegato de la empresa Tralapa Limitada en relación con el testimonio del funcionario de la Aresep, debe aclararse, inicialmente que, contrario a lo que afirma la recurrente, el único interés institucional que dicho funcionario (como cualquier otro funcionario de la Aresep) defendió y debe defender, es el cumplimiento de las competencias de fiscalización que le corresponden a la Aresep por la Ley N° 7593. Más allá de eso, no se evidenció ningún interés en que a la empresa se le sancione.

Dicho lo anterior, es preciso indicar que no resulta cierto, que del testimonio del funcionario Oscar Jiménez, no se desprendiera ningún aporte probatorio. Si bien este remitió a las actas en aquellos detalles que no recordaba, lo cierto del caso es que, sí pudo indicar claramente que mediante sus inspecciones corroboró el cobro de tarifas distintas a las autorizadas por parte de la empresa Tralapa Limitada.

Debe tomarse en cuenta, que el testimonio del funcionario, fungió como un complemento de las actas, su participación en la comparecencia, tenía la intención de brindar oportunidad para el contradictorio con respecto a los resultados

obtenidos. No obstante, resulta suficiente prueba las actas de cada inspección realizadas, en las cuales se indica expresamente el resultado obtenido.

Ahora bien, si se analiza el testimonio del señor Carlos Sánchez, se encuentra que aunque éste fue preciso en sus respuestas, ciertamente, éstas no logran desvirtuar lo que las actas y el testimonio del funcionario demuestran.

El testimonio del señor Carlos Sánchez, deja claro que la empresa Tralapa Limitada tiene una tarifa única autorizada por Aresep, cuál es el recorrido de la ruta 503-A y que la tarifa se cobra en las terminales al comprar los boletos o por parte de los choferes a los pasajeros que recojan en el trayecto. No obstante, de ninguno de esos datos se logra desvirtuar la práctica de cobrar una tarifa distinta a la autorizada, con más razón, cuando se observa que éste trabaja en el área financiera de la empresa, lugar desde el cual no podría constatar que efectivamente se cobra lo que corresponde como para poder afirmarlo.

La recurrente afirma que el testimonio de Carlos Sánchez logra rebatir el testimonio del funcionario de la Aresep, no obstante, como puede verse, ello no ocurre así, pues el primero no desvirtúa lo que el funcionario de la Aresep pudo afirmar, y mucho menos lo que consta en las actas de las inspecciones.

Valga aclararle a la recurrente que, más allá de confrontar a su testigo solamente con el funcionario de la Aresep, lo adecuado, sería confrontarlo también con el resto de la prueba, que en este caso vendrían a ser las actas, a partir de las cuales como ya se dijo, se concluye de forma contundente, el cobro de tarifa distinta de la autorizada los días 31 de mayo de 2012 y 22 de mayo de 2013.

Es por lo anterior, que habiendo realizado una valoración del testimonio ofrecido por la recurrente, en relación con el resto de la prueba que obra en autos, igualmente, es posible determinar a partir de la aplicación de las reglas de la sana crítica, que aun considerando la prueba que fue omitida en la resolución impugnada, igualmente, existen suficientes elementos de prueba para sancionar a la denunciada de la forma en que se ha hecho.”

Es por lo anterior, que se considera que, debe ser acogido el argumento que expone la recurrente en cuanto a la omisión en la resolución RRG-016-2014 respecto al testimonio del señor Carlos Sánchez, únicamente, en el tanto, dicha resolución efectivamente carecía de un análisis al respecto.

No obstante, a pesar de haberse detectado dicha omisión, luego de realizarse las valoraciones pertinentes, se llega a la conclusión de que, éste no tuvo un impacto sobre la decisión final que cambiara de forma alguna la imposición de la sanción. Además con el dictado de la resolución RRG-239-2014 –que resolvió el recurso de revocatoria– se completó el análisis.

V. CONCLUSIONES:

1. *El recurso de apelación interpuesto por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-409-2013 es inadmisibile, por cuanto ya se había agotado la vía administrativa, en cuanto a los temas de inconformidad contenidos en dicho recurso.*

2. *El recurso de apelación interpuesto por la empresa Transportes Cabo Velas S.A. contra la resolución RRG-016-2014, es inadmisibile por carecer de legitimación activa para recurrir, al no haberse constituido en parte del procedimiento, conforme al artículo 275 de la Ley 6227.*

3. *Tanto la gestión de nulidad interpuesta por la empresa Transportes Cabo Velas S.A., como la interpuesta por la empresa Tralapa Limitada, ambas contra la resolución RRG-016-2014, son inadmisibles, por haber sido interpuestas contra un acto final que aún no es firme, según ha resuelto la jurisprudencia que versa sobre el artículo 175 de la Ley 6227.*

4. *En cuanto al recurso de apelación interpuesto por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-016-2014, debe considerarse éste, admisible por la forma.*

5. *A pesar de la omisión detectada en la resolución RRG-016-2014 con respecto a la valoración del testimonio del señor Carlos Sánchez, es posible concluir que, con el análisis realizado en la resolución RRG-239-2014 –que resolvió el recurso de revocatoria- dicho aspecto fue subsanado, aplicando las reglas de la sana crítica como dispone el artículo 298 de la Ley 6227, y que más allá de ello, tal omisión no tiene la virtud de generar nulidad absoluta del acto, por cuanto el resultado de la valoración, no desacreditó la falta comprobada ni modificó la decisión de sancionar tomada.*

6. *En lo que refiere a los dos tiquetes que constan en el expediente, queda claro que ambos fueron debidamente valorados en la resolución impugnada, no obstante dicha valoración, no les aportó ningún peso probatorio para acreditar o desacreditar los hechos sancionados.*

7. *A partir de una valoración aplicando las reglas de la sana crítica, se puede confirmar el peso probatorio y predominante otorgado en la resolución RRG-016-2014 a las actas de las inspecciones realizadas los días 31 de mayo de 2012 y 22 de mayo de 2013, así como, al testimonio del funcionario Oscar Jiménez, pruebas que en conjunto, lograron demostrar la comisión de las faltas sancionadas.*

(...) ”

- III.** Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden, y de acuerdo al mérito de los autos, lo procedente es rechazar por inadmisibile el recurso de apelación interpuesto por Tralapa Limitada contra la resolución RRG-409-2013, rechazar por inadmisibile el recurso de apelación interpuesto por Transportes Cabo Velas contra la resolución RRG-016-2014, rechazar por inadmisibile las gestiones de nulidad interpuestas por Tralapa Limitada y Transportes Cabo Velas contra la resolución RRG-016-2014, declarar sin lugar el recurso de apelación interpuesto por Tralapa Limitada contra la resolución RRG-016-2014, intimar por segunda vez a Tralapa Limitada para que realice el pago de la multa impuesta por el cobro de tarifas distintas a las autorizadas por la Autoridad Reguladora, trasladar el expediente a la Dirección General de Atención al

Usuario para lo que corresponda, dar por agotada la vía administrativa y notificar a las partes en el lugar señalado.

- IV.** Que en sesión 62-2014, del 16 de octubre de 2014, cuya acta fue ratificada el 23 de octubre de 2014; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 828-DGAJR-2014, de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en los artículos 342, 343, 345, 346 y 352 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227) y en la Ley 7593.

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

- I.** Rechazar por inadmisibile el recurso de apelación interpuesto por la empresa Tralapa Limitada, contra la resolución RRG-409-2013.
- II.** Rechazar por inadmisibile el recurso de apelación interpuesto por la empresa Transportes Cabo Velas S.A., contra la resolución RRG-016-2014.
- III.** Rechazar por inadmisibile la gestión de nulidad interpuesta por la empresa Transportes Cabo Velas S.A., contra la resolución RRG-016-2014.
- IV.** Rechazar por inadmisibile la gestión de nulidad interpuesta por la empresa Tralapa Limitada, contra la resolución RRG-016-2014.
- V.** Declarar sin lugar el recurso de apelación interpuesto por la empresa Tralapa Limitada, contra la resolución RRG-016-2014.
- VI.** Intimar por segunda vez a la empresa Tralapa Limitada, para que dentro del plazo de diez días hábiles proceda a cancelar la suma de ₡7.394.000,00 (siete millones trescientos noventa y cuatro mil colones exactos), correspondiente a la multa de veinte salarios base, impuesta por el cobro de tarifas distintas a las autorizadas por la Autoridad Reguladora. Este monto deberá ser pagado a favor de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y de conformidad con lo establecido en el artículo 40 de la Ley 7593, reformado por Ley 8660, publicada el 31 de agosto de 2008, en el Alcance N° 31 del Diario Oficial La Gaceta N° 156, según establece los numerales 150 y 264 inciso 1) de la Ley General de la Administración Pública. El plazo indicado, se contará a partir del día hábil inmediato siguiente a la comunicación de esta segunda intimación de pago.

El pago debe hacerse en la oficina de Tesorería de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos o bien, por medio de depósito en la cuenta corriente 2169-1 del Banco Nacional de Costa Rica. También puede hacerse por transferencia interna en el Banco Nacional de Costa Rica a la cuenta 100-01000-002169-1 o bien, por transferencia de otras entidades bancarias a la cuenta cliente 15100010010021692 del

Banco Nacional de Costa Rica. En todo caso deberá aportar copia del comprobante a este expediente.

- VII. Trasladar el expediente a la Dirección General de Atención al Usuario para lo que corresponda.
- VIII. Se dé por agotada la vía administrativa.
- IX. Se notifique a las partes en el lugar señalado al efecto.

NOTIFÍQUESE.

ARTÍCULO 11. Recurso de revisión interpuesto por la empresa Tralapa Limitada, contra el oficio DAF-368-2014 y todo lo actuado en el expediente OT-61-2012.

La Junta Directiva conoce el oficio 829-DGAJR-2014 del 13 de octubre de 2014, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emite criterio en torno al recurso de revisión interpuesto por la empresa Tralapa Limitada, contra el oficio DAF-368-2014 y todo lo actuado en el expediente OT-61-2012.

La señorita **Viviana Lizano Ramírez** 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 a su oficio 829-DGAJR-2014, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 14-62-2014

- 1. Rechazar por inadmisible el recurso de revisión interpuesto por la empresa Tralapa Limitada, contra la resolución DAF-368-2014 y todo lo actuado en el expediente OT-61-2012.
- 2. Notificar a las partes en el lugar señalado al efecto.
- 3. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 13 de setiembre de 2011, la empresa Transportes Cabo Velas S.A. permisionaria del servicio público de transporte remunerado de personas en la ruta 534, descrita: Santa Cruz-Tamarindo-Matapalo y viceversa, interpuso ante la Sede Regional de Guanacaste-Upala del Consejo de Transporte Público (en adelante CTP), una denuncia contra la empresa Tralapa Limitada S.A., concesionaria de la prestación del servicio público de transporte remunerado de personas en la ruta 503-A, descrita: Santa Cruz-San José y viceversa; por supuesta competencia desleal y ruinosa, así como, prestación irregular de servicio. (Folios 9 al 44)

- II.** Que el 13 de abril de 2012, mediante el oficio DIC-12-0507, el Departamento de Inspección y Control del CTP, le remitió a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (en adelante Aresep o Autoridad Reguladora) la denuncia interpuesta por la empresa Transportes Cabo Velas S.A. contra la empresa Tralapa Limitada. (Folios 5 al 8)
- III.** Que el 25 de abril de 2012, mediante el oficio 767-DGPU-2012, la entonces Dirección General de Participación del Usuario, solicitó al Departamento de Gestión y Documentación la apertura de un expediente OT, mediante el cual se tramitaría la denuncia interpuesta por la empresa Transportes Cabo Velas S.A. (Folios 1 al 4)
- IV.** Que el 31 de mayo de 2012, la entonces Dirección de Servicios de Transportes, efectuó una primera inspección del servicio público que presta la empresa Tralapa Limitada en la ruta 503-A. (Folios 45 al 47)
- V.** Que el 22, 23 y 24 de mayo de 2013, la Intendencia de Transporte (en adelante IT), volvió a realizar varias inspecciones del servicio público que presta la empresa Tralapa Limitada en la ruta 503-A. (Folios 50 al 59)
- VI.** Que el 24 de mayo de 2013, mediante el oficio 529-IT-2013, la IT rindió informe sobre las nuevas inspecciones efectuadas en la ruta 503-A. (Folios 48 al 49)
- VII.** Que el 31 de mayo de 2013, mediante el oficio 542-IT-2013, la IT emitió la valoración inicial sobre la denuncia interpuesta por la empresa Transportes Cabo Velas S.A. contra la empresa Tralapa Limitada, recomendando entre otros, ordenar el inicio de un procedimiento administrativo por supuesta prestación y cobro de tarifas no autorizadas. (Folios 102 al 109)
- VIII.** Que el 4 de junio de 2013, mediante resolución RRG-087-2013, el Regulador General realizó la apertura del procedimiento administrativo ordinario contra la empresa Tralapa Limitada, a fin de investigar los hechos de: supuesto cobro de tarifas no autorizadas y supuesta prestación no autorizada del servicio público, en la modalidad autobús. Dicha resolución le fue notificada a las partes el 8 de junio de 2013. (Folios 110 al 115, 133 y 134)
- IX.** Que el 12, 13 y 20 de junio de 2013, la empresa Tralapa Limitada interpuso ante el Regulador General recurso de revocatoria con apelación en subsidio y gestión de nulidad contra la resolución RRG-087-2013. (Folios 118 al 131)
- X.** Que el 18 de setiembre de 2013, mediante la resolución RRG-361-2013, el Regulador General, resolvió el recurso de revocatoria e incidente de nulidad interpuestos por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-087-2013, declarando ambos inadmisibles por la forma, y además, corrigió de oficio el inciso l) de la resolución RRG-087-2013. Dicha resolución fue notificada a las partes el 18 de setiembre de 2013. (Folios 171 al 181)
- XI.** Que el 19 de setiembre de 2013, mediante la resolución ROD-102-2013, el órgano director del procedimiento, efectuó la formulación de cargos contra la empresa

Tralapa Limitada. Dicha resolución le fue notificada a la empresa Tralapa Limitada el 19 de setiembre de 2013 y a la empresa Cabo Velas el 23 de setiembre de 2013. (Folios 182 al 194)

- XII.** Que el 20 de setiembre de 2013, la empresa Tralapa Limitada interpuso ante el Regulador General lo que denominó como incidente de hecho nuevo, y además, reiteró el recurso de apelación interpuesto contra la resolución RRG-087-2013, y el incidente de nulidad presentado, ello según indicó, de conformidad con lo dispuesto en la resolución RRG-361-2013. (Folios 135 al 139 y 140 al 142)
- XIII.** Que el 23 de setiembre de 2013, la empresa Tralapa Limitada, presentó un incidente de nulidad de actuaciones contra la resolución ROD-102-2013 mediante la cual el órgano director del procedimiento realizó la formulación de cargos. (Folios 143 al 155)
- XIV.** Que el 26 de setiembre de 2013, mediante el oficio 747-DGAJR-2013, la DGAJR emitió el informe estipulado en el artículo 349 de la Ley 6227, respecto al recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la empresa Tralapa Limitada, contra la resolución RRG-087-2013. (Folios 203 al 205)
- XV.** Que el 26 de setiembre de 2013, mediante el memorando 668-SJD-2013, la Secretaría de Junta Directiva, trasladó para lo que correspondiera a la DGAJR, el recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución RRG-087-2013. (Folio 206)
- XVI.** Que el 27 de setiembre de 2013, mediante el oficio 1031-IT-2013, la IT rindió informe sobre el incidente y la gestión de nulidad interpuestos por la empresa Tralapa Limitada, contra las resoluciones RRG-087-2013 y RRG-361-2013. (Folios 207 al 209)
- XVII.** Que el 3 de octubre de 2013, mediante resolución RRG-409-2013, el Regulador General rechazó por el fondo el incidente de hecho nuevo y la gestión de nulidad contra las resoluciones RRG-087-2013 y RRG-361-2013, interpuestas por la empresa Tralapa Limitada. Igualmente, rechazó por improcedente la solicitud de archivo del expediente OT-061-2012. Dicha resolución le fue notificada a la empresa Tralapa Limitada, el día 3 de octubre de 2013 y de manera automática a la empresa Cabo Velas S.A., el día 4 de octubre de 2013. (Folios 211 al 225)
- XVIII.** Que el 7 de octubre de 2013, la empresa Tralapa Limitada interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RRG-409-2013. (Folios 252 al 255)
- XIX.** Que el 10 de octubre de 2013, mediante la resolución RJD-125-2013, la Junta Directiva, resolvió el recurso de apelación, gestión de nulidad e incidente contra la resolución RRG-087-2013, interpuestos por la empresa Tralapa Limitada, rechazando por extemporáneo el recurso de apelación, así como, por el fondo la gestión de nulidad y el incidente de hecho nuevo, demás, dio por agotada la vía administrativa. (Folios 256 al 274)

- XX.** Que el 15 de octubre de 2013, mediante la resolución OD-120-2013, el órgano director resolvió el incidente de nulidad de actuaciones interpuesto por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución ROD-102-2013, declarándolo sin lugar por el fondo. (Folios 275 al 284)
- XXI.** Que el 16 de octubre de 2013, el órgano director del procedimiento realizó la comparecencia oral, según el acta y grabación correspondientes. (Folios 285 al 289)
- XXII.** Que el 18 de octubre de 2013, mediante el oficio OD-124-2013, el órgano director del procedimiento emitió el informe de instrucción, remitiendo el expediente a la IT. (Folios 290 al 292)
- XXIII.** Que el 31 de octubre de 2013, mediante el oficio 1132-IT-2013, la IT emitió el informe final sobre el procedimiento administrativo sancionador seguido contra la empresa Tralapa Limitada. (Folios 293 a 300)
- XXIV.** Que el 20 de diciembre de 2013, mediante el oficio 106-CPAT-2013, la entonces Comisión de Procedimientos Administrativos en Trámite, le remitió al Regulador General una recomendación preliminar, previo a analizar el fondo del asunto, a fin de que se atendiera el recurso de revocatoria y apelación interpuestos contra la resolución RRG-409-2013. (Folios 301 al 304)
- XXV.** Que el 9 de enero de 2014, mediante la resolución RRG-016-2014, el Regulador General dictó el acto final del procedimiento administrativo sancionador seguido contra la empresa Tralapa Limitada, resolviendo imponer a dicha empresa una multa de €7.394.000,00 por el cobro de tarifas distintas a las autorizadas por la Aresep, absolverla de las demás faltas acusadas, rechazar por improcedente el recurso de revocatoria interpuesto por la empresa contra la resolución RRG-409-2013, elevar a conocimiento de la Junta Directiva el recurso de apelación interpuesto por la empresa contra la resolución RRG-409-2013, intimar por primera vez a la empresa para que proceda a cancelar la multa impuesta y comunicar dicha resolución al Consejo de Transporte Público. (Folios 305 a 319)
- XXVI.** Que el 27 de febrero de 2014, mediante la resolución 368-DAF-2014, la Dirección Administrativa Financiera, emitió la segunda intimación a la empresa sancionada para que proceda a cancelar la multa impuesta. (Correrá agregada los autos)
- XXVII.** Que el 21 de marzo de 2014, la empresa Tralapa Limitada, interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución DAF-368-2014, mediante la cual se le intimó el pago de la multa impuesta mediante la resolución RRG-016-2014. (Folios 362 al 363)
- XXVIII.** Que el 31 de marzo de 2014, mediante el oficio 551-DAF-2014, la Dirección Administrativa Financiera anuló la resolución 368-DAF-2014, mediante la cual se le había realizado a la empresa Tralapa Limitada la segunda intimación de pago. (Correrá agregado a los autos)

- XXIX.** Que el 13 de junio de 2014, mediante la resolución RRG-239-2014, el Regulador General, resolvió los recursos de revocatoria y gestiones de nulidad interpuestos por las empresas Tralapa Limitada y Transportes Cabo Velas S.A. contra la resolución RRG-016-2014, declarando inadmisibles por la forma el recurso de revocatoria interpuesto por Transportes Cabo Velas, improcedentes las gestiones de nulidad presentadas por ambas empresas y rechazando por el fondo el recurso de revocatoria interpuesto por Tralapa Limitada, así como, elevando a la Junta Directiva los recursos de apelación interpuestos en subsidio por las dos empresas. (Folios 400 al 424)
- XXX.** Que el 24 de julio de 2014, la empresa Tralapa Limitada interpuso recurso de revisión contra la resolución DAF368-2014 y todo lo actuado en el expediente en cuestión. (Folios 432 al 478)
- XXXI.** Que el 29 de julio de 2014, mediante el memorando 467-SJD-2014, la SJD, trasladó para lo que correspondiera a la DGAJR, el recurso de revisión interpuesto por la empresa Tralapa Limitada. (Folio 479)

CONSIDERANDO

- I.** Que en ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell, con motivo de sus vacaciones desde el 8 al 29 de octubre del 2014 inclusive, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.
- II.** Que los recursos y gestiones de nulidad fueron analizados por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitiéndose el oficio 829-DGAJR-2014, que sirve de sustento para la presente resolución, cual conviene extraer lo siguiente:

“ (...)

II. ANÁLISIS DEL RECURSO POR LA FORMA:

Naturaleza del recurso:

De manera inicial, es preciso observar la naturaleza del recurso de revisión que nos ocupa. De conformidad con el artículo 343 de la Ley 6227, el recurso de revisión es un recurso extraordinario, al cual, según dispone el artículo 355 de esa misma Ley, le son aplicables (en lo que fueren compatibles) las disposiciones relativas a los recursos ordinarios.

*Tratándose del recurso de revisión, la Ley 6227 establece en su artículo 353, una lista taxativa de aquellos supuestos específicos en los cuales puede ser interpuesto, por esto mismo se le llama recurso extraordinario. No obstante, tales presupuestos tienen el común denominador, de que el recurso siempre debe presentarse contra **actos finales firmes** que presentan dudas razonables de su validez.*

En este sentido, el mencionado artículo 353, establece lo siguiente:

“Artículo 353.-

1. Podrá interponerse recurso de revisión ante el jerarca de la respectiva Administración contra aquellos actos finales firmes en que concurra alguna de las circunstancias siguientes:

- a) Cuando al dictarlos se hubiere incurrido en manifiesto error de hecho que aparezca de los propios documentos incorporados al expediente;*
- b) Cuando aparezcan documentos de valor esencial para la resolución del asunto, ignorados al dictarse la resolución o de imposible aportación entonces al expediente;*
- c) Cuando en el acto hayan influido esencialmente documentos o testimonios declarados falsos por sentencia judicial firme anterior o posterior del acto, siempre que, en el primer caso, el interesado desconociera la declaración de falsedad; y*
- d) Cuando el acto se hubiera dictado como consecuencia de prevaricato, cohecho, violencia u otra maquinación fraudulenta y se haya declarado así en virtud de sentencia judicial.”*

Debe tomarse en consideración que el acto final firme, es aquel acto mediante el cual: 1. finalizó el procedimiento administrativo constitutivo, transcurriendo el plazo de tres días establecido en el artículo 352 de la Ley 6227 sin que éste fuera impugnado, o bien, 2. una vez que se interpusieron los recursos ordinarios y fueron resueltos, éste quedó en firme.

Como parte esencial del análisis de la admisibilidad de un recurso de revisión, debe determinarse primeramente, que el mismo ha sido interpuesto contra un acto final firme y bajo alguno de los supuestos legalmente establecidos, excluyendo con ello la posibilidad de presentación del recuso por supuestos ajenos a los indicados.

Con respecto a los actos impugnados:

En el caso que nos ocupa, la empresa Tralapa Limitada señaló en el encabezado de su recurso, que éste es contra la resolución N° DAF-368-2014 y contra todo lo actuado en el expediente OT-61-2012, en términos generales.

Si bien, en dicho encabezado se hace referencia a la resolución DAF-368-2014, lo cierto del caso es que, en el desarrollo de los argumentos, dicho oficio nunca se menciona y mucho menos en la petitoria. No obstante, más allá de ello, es preciso tomar en consideración que, aunque existieran argumentos contra la mencionada resolución, igualmente, ésta fue anulada por la Dirección Administrativa Financiera mediante el oficio 551-DAF-2014, notificado a la empresa Tralapa Limitada el 1° de abril de 2014.

En cuanto al recurso de revisión interpuesto contra “todo lo actuado en el expediente OT-61-2012”, se observa que los alegatos son inconclusos y ninguno hace referencia a actos específicos del procedimiento. Solamente, se puede presumir que éste se refiere a la resolución RRG-016-2014 (acto final), por lo señalado en el punto 1 de la petitoria, la cual indica: “Que se admita el recurso de revisión y se revoque lo actuado en dicho expediente en lo relacionado con la sanción impuesta.”

En aplicación del principio de informalismo y haciendo una valoración integral de lo indicado por la recurrente en el encabezado de su recurso, en sus alegatos y en su petitoria, se llega a la conclusión de que el acto que ésta está impugnando es la resolución RRG-016-2014, la cual en todo caso, al momento de la interposición del presente recurso, ni al día de hoy (al encontrarse en trámite aún los recursos de apelación interpuestos), resulta ser un acto final firme, requisito esencial para que sea objeto de un recurso de revisión.

Igual sucede con la resolución DAF-368-2014, la cual, tampoco puede ser revisada por la interposición del recurso extraordinario, en tanto no resulta ser un acto final firme.

Con respecto al supuesto del artículo 353 de la Ley 6227 invocado por la recurrente:

Además de que el recurso de revisión no fue interpuesto contra actos finales firmes, cabe analizar el supuesto legal del artículo 353 de la Ley 6227, que según indica la recurrente, le da sustento.

La recurrente señala que el inciso b) del mencionado artículo es que el que justifica su impugnación, el cual dispone:

“(…)

b) Cuando aparezcan documentos de valor esencial para la resolución del asunto, ignorados al dictarse la resolución o de imposible aportación entonces al expediente;

(…)”

No obstante, la argumentación del recurso no logra determinar con ninguna claridad cuáles son esos documentos de valor esencial, que supuestamente fueron ignorados al dictarse la resolución RRG-016-2014, o que, no pudieron ser aportados oportunamente.

Los argumentos de la recurrente con respecto a una supuesta actividad procesal defectuosa por un aparente erróneo análisis de la acreditación de la representación del señor Jorge Arredondo Espinoza para actuar a nombre de la recurrente, en la resolución RRG-361-2013, o las supuestas gestiones pendientes de ser resueltas, no son bajo ninguna circunstancia, soporte alguno que permita fundamentar el supuesto legal del artículo 353 de la Ley 6227, que ha sido invocado por la recurrente.

Mucho menos, se hacen llegar documentos de valor esencial que hayan sido ignorados al dictarse la resolución final, solamente se aporta copia de un acuerdo del Consejo de Transporte Público sobre el fraccionamiento del recorrido de la ruta en cuestión, entre otras, y copia de una solicitud de fraccionamiento de tarifa que fue presentado ante la Aresep en el año 2013, por la recurrente y diversas asociaciones de desarrollo comunal. Ambos documentos, forman parte de una discusión ajena a la que nos ocupa, pues refieren a las gestiones que la recurrente debe realizar mediante una solicitud de fijación tarifaria formal, a fin de que se le fijen las tarifas de esos recorridos fraccionados, y pueda cobrar legalmente las tarifas que la Aresep le fije a cada uno.

Por lo demás, no se observa argumento o documento alguno, que venga a demostrar la existencia del supuesto dicho, lo cual, claramente deja sin sustento el recurso de revisión que nos ocupa.

Como puede observarse, ninguno de los actos que han sido impugnados, son actos finales firmes y tampoco, el supuesto legal del artículo 353 de la Ley 6227 que invoca la recurrente, ha sido demostrado, motivo por el cual el recurso de revisión presentado resulta inadmisibile.

Por lo expuesto, y al resultar inadmisibile el recurso de revisión en estudio, consecuentemente no se analizarán los restantes aspectos de admisibilidad ni el fondo del asunto.

III. CONCLUSION:

*El recurso de revisión interpuesto por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución DAF-368-2014 y todo lo actuado en el expediente OT-61-2012, es inadmisibile por cuanto, ni la resolución DAF-368-2014, ni la RRG-016-2014, resultan ser actos finales firmes como lo establece el artículo 353 de la Ley 6227, y tampoco ha demostrado la existencia del supuesto legal invocado.
(...) ”*

- III.** Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden, y de acuerdo al mérito de los autos, lo procedente es rechazar por inadmisibile el recurso de revisión interpuesto por Tralapa Limitada contra la resolución DAF-368-2014 y todo lo actuado en el expediente OT-61-2012 y notificar a las partes en el lugar señalado.
- IV.** Que en sesión 62-2014, del 16 de octubre de 2014, cuya acta fue ratificada el 23 de octubre de 2014; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 829-DGAJR-2014, de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en los artículo 342, 343, 345, 346 y 352 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227) y en la Ley 7593.

LA JUNTA DIRECTIVA

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

- I. Rechazar por inadmisibile el recurso de revisión interpuesto por la empresa Tralapa Limitada, contra la resolución DAF-368-2014 y todo lo actuado en el expediente OT-61-2012.
- II. Notificar a las partes en el lugar señalado al efecto.

NOTIFÍQUESE.

Se retira la señorita Viviana Lizano Ramírez.

ARTÍCULO 12. Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A. (RECOPE), contra la resolución RRG-089-2014. Expediente AU-38-2013.

La Junta Directiva conoce los oficios 833-DGAJR-2014, del 14 de octubre de 2014, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emite criterio sobre el recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-089-2014.

La señora **Melissa Gutiérrez Prendas** expone 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 a su oficio 833-DGAJR-2014, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 15-62-2014

1. Declarar sin lugar por el fondo, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-089-2014.
2. Dar por agotada la vía administrativa.
3. Intimar por segunda vez a Recope, para que dentro del plazo máximo de 10 días, proceda a cancelar el daño ocasionado a la señora Marisol Lara Esquivel, sea la suma de ₡ 1.702.599,25 (*un millón setecientos dos mil quinientos noventa y nueve colones con veinticinco céntimos*). Dentro del plazo establecido Recope, deberá acreditar en este expediente la realización del pago.
4. Notificar a las partes.
5. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 28 de enero de 2013, la señora Marisol Lara Esquivel, planteó queja ante la Autoridad Reguladora, contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., (*Recope*), por los daños causados al vehículo placas 755613, debido al uso del combustible con el componente Methylcyclopentadienyl, Manganese Tricarbonyl (*MMT*). (Folios 1 al 8)
- II. Que el 8 de abril de 2013, mediante el oficio 410-IE-2013, la Intendencia de Energía (IE) realizó la valoración inicial de la queja presentada por la señora Marisol Lara Esquivel contra Recope, en ella se concluyó que: [...] *hay mérito suficiente para iniciar el procedimiento administrativo ordinario [...]*. (Folios 48 al 50)
- III. Que el 7 de junio de 2013, mediante la resolución RRG-120-2013, el Regulador General resolvió, entre otras cosas: [...] *Ordenar el inicio del procedimiento administrativo contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., para investigar su posible responsabilidad y los eventuales daños causados al vehículo de la señora Marisol Lara Esquivel producto del uso del aditivo conocido como “METHYLCYCLOPENTADIENYL, MANGANESE TRICARBONYL”, conocido por sus siglas en inglés como MMT en la gasolina [...]*. (Folios 53 al 58)
- IV. Que el 19 de setiembre de 2013, mediante la resolución ROD-105-2013, el órgano director del procedimiento, realizó la formulación de cargos y el señalamiento de fecha y hora de la comparecencia oral y privada. (Folios 60 al 70)
- V. Que el 22 de octubre de 2013, se realizó la comparecencia oral y privada, en la cual se recibió prueba documental y testimonial. (Folios 71 al 101)
- VI. Que el 22 de noviembre de 2013, mediante el oficio OD-143-2013, el órgano director del procedimiento, realizó el informe de instrucción y trasladó el expediente administrativo a la Comisión de Procedimientos Administrativos en Trámite, para su análisis final. (Folios 102 al 103)
- VII. Que el 21 de febrero de 2014, mediante el oficio 094-CPAT-2014, la Comisión de Procedimientos Administrativos en Trámite, realizó el análisis final de la queja presentada por la señora Marisol Lara Esquivel, contra Recope. (Folios 127 al 144)
- VIII. Que el 4 de marzo de 2014, mediante la resolución RRG-089-2014, el Regulador General resolvió: [...] 1) *Acoger la queja planteada por la señora Marisol Lara Esquivel contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., por daños causados a un vehículo de su propiedad producto del uso del aditivo “methylcyclopentadienyl, manganese tricarbonyl”, o MMT [...]* 2) *Ordenar a la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., que cancele a la señora Marisol Lara Esquivel la suma de ₡ 1 702 599,25 [...] por los daños causados a un vehículo de su propiedad. [...]*. (Folios 145 al 165)
- IX. Que el 11 de marzo de 2014, Recope interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio y gestión de nulidad concomitante, contra la resolución RRG-089-2014. (Folios 166 al 173)

- X. Que el 8 de agosto de 2014, mediante la resolución RRG-304-2014, el Regulador General declaró, en lo que interesa, sin lugar el recurso interpuesto por RECOPE contra la resolución RRG-089-2014. (Folios 189 al 208)
- XI. Que a la fecha, no consta en autos que las partes, hayan respondido al emplazamiento conferido mediante la resolución RRG-304-2014.
- XII. Que el 30 de setiembre de 2014, mediante el oficio 772-DGAJR-2014 la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emitió el informe que ordena el artículo 349 de la Ley 6227. (Correrá agregado a los autos)
- XIII. Que el 1º de octubre de 2014, mediante el oficio 636-SJD-2014 la Secretaría de Junta Directiva remitió el recurso de apelación para su análisis. (Correrá agregado a los autos)
- XIV. Que el 14 de octubre de 2014, mediante el oficio 833-DGAJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rindió criterio jurídico sobre el recurso de revocatoria y nulidad concomitante interpuesto. (Corre agregado a los autos)

CONSIDERANDO:

- I. Que en ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell, con motivo de sus vacaciones desde el 8 al 29 de octubre del 2014 inclusive, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.
- II. Que del oficio 833-DGAJR-2014 de la Dirección General de la Asesoría Jurídica y Regulatoria, que sirve de sustento a la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

“ (...)

II. ANÁLISIS POR LA FORMA

a) Naturaleza

El recurso interpuesto contra la resolución RRG-089-2014, es el ordinario de apelación, al que le resulta aplicable lo establecido en los artículos 342 a 352 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227).

En otro orden de ideas, con respecto a la gestión de nulidad interpuesta contra la resolución RRG-089-2014, le son aplicables las disposiciones contenidas en los artículos 158 a 179 de la Ley 6227.

b) Temporalidad

El acto administrativo RRG-089-2014, que impugna el recurrente le fue notificado 6 de marzo de 2014 (folios 162 y 165). El 11 de marzo de 2014, se interpuso el recurso de apelación contra dicha resolución (folios 166 al 173). Conforme los artículos 343 y 346 de la Ley 6227, el citado recurso se debe de interponer dentro del plazo de 3 días hábiles contados a partir de la notificación del mismo, plazo que vencía el 11 de marzo de 2014.

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

En cuanto a la gestión de nulidad contra la resolución RRG-089-2014, como se indicó dicha resolución fue notificada al recurrente el 6 de marzo del 2014 (folios 162 y 165) y la gestión se interpuso el 11 de marzo del 2014 (folios 166 al 173). Por ello, se concluye que fue interpuesta en tiempo.

c) Legitimación

Respecto de la legitimación se tiene que Recope es parte dentro del procedimiento, es por ello que está legitimada para actuar *–en la forma en que lo ha hecho–* de acuerdo con lo establecido en los artículos 275 y 276 de la Ley 6227.

d) Representación

Se aprecia a folios 74 y 75 del expediente administrativo, escrito donde consta que el señor Jorge Alberto Rojas Montero, en su condición de Gerente General con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma del recurrente, otorgó poder especial administrativo al abogado Olger Méndez Rojas, quién en tal condición interpuso las gestiones en estudio. Así entonces, las mismas fueron presentadas por medio del representante legal debidamente acreditado.

III. SOBRE LOS ALEGATOS DEL RECURRENTE

Los argumentos del recurrente, se detallan de la siguiente forma:

1. Alega que el órgano decisor expresamente aceptó que el aditivo MMT *“puede”* causar daños a los motores de los vehículos, es decir, no necesariamente el aditivo causa daño siempre, en el cien por ciento de los casos, a los motores de los vehículos.
2. Indica que la responsabilidad objetiva, a la que hace referencia el órgano decisor, no opera de pleno derecho y sin necesidad de prueba.
3. Señala que la resolución impugnada, resuelve el asunto a contrapelo de los elementos de convicción que arroja la prueba evacuada, por ende, carece de motivación, razón por la cual, deviene en absolutamente nula

IV. SOBRE EL FONDO

En primer término, alega el recurrente que el órgano decisor en la resolución RRG-089-2014, expresamente aceptó que el aditivo MMT *“puede”* causar daños a los motores de

los vehículos, es decir, no necesariamente el aditivo causa daño siempre, en el cien por ciento de los casos a los motores de los vehículos.

En cuanto a éste argumento, la resolución recurrida, indicó: (...) *el prestador del servicio público expresamente aceptó su responsabilidad ya que ha aceptado que importó combustibles que contenían el aditivo MMT el cual como se vio líneas atrás, según la literatura del tema, puede causar daños a los motores (...)-Folio 160-*

De igual forma, la resolución RRG-304-2014, la cual resolvió el recurso de revocatoria, indicó al respecto:

“(...) Si bien es cierto, el hecho de que RECOPE aceptará expresamente haber importado combustibles que contenían el aditivo MMT, no quiere decir que se pudiera determinar con certeza la presencia de manganeso en los componentes del motor del vehículo y su consecuente daño. Del análisis de los autos, se observa la prueba documental aportada por la señora Marisol Lara Esquivel, consistente en un informe del taller mecánico “Nacional Automotriz NASA, S.A.” a folio 4, donde se hace una descripción sobre los daños encontrados en el citado vehículo por el uso de combustible con manganeso. Resultando dicha descripción consistente y compatible con lo indicado, tanto por la literatura consultada y referida en la resolución recurrida, como con la prueba documental aportada por RECOPE. (...)”- Folio 192-

Así las cosas, se considera que la relación de causalidad fue considerada y analizada en las resoluciones que preceden y no se evidencia razón para apartarse de lo ya resuelto, por lo que no lleva razón el recurrente, en cuanto a este argumento.

Como segundo punto, indica el recurrente que la responsabilidad objetiva, a la que hace referencia el órgano decisor, no opera de pleno derecho y sin necesidad de prueba. Sobre el particular, en las resoluciones que anteceden en este procedimiento, se ha expuesto ampliamente el elenco probatorio que se resguarda en el expediente. Así en el Considerando III de la resolución RRG-089-2014, entre otras cosas se indicó:

“(...) El reporte del taller mecánico sobre los daños encontrados en el vehículo de la señora Lara Esquivel son consistentes con los que describe la literatura por uso de combustible con manganeso. Véase que el vehículo placa 755613 Ford Edge, modelo 2008, presentaba pérdida de potencia en el motor, daño en los catalizadores y en los sensores de oxígenos los cuales tenían un color terracota (folio 4) y se corrobora con la factura 320172 que consta a folio 5 en relación con el costo de la cotización de los servicios mecánicos y de la compra de repuestos, así como con el testimonio del jefe del taller mecánico en la comparecencia.

Tomando en cuenta lo indicado en los párrafos precedentes cabe concluir que siendo RECOPE el ente que ostenta la administración del monopolio estatal -por mandato de la Ley 7356- en la importación y distribución a granel de los combustibles, se constituye en el único responsable de que los combustibles que se distribuyan en el país estén acordes a la normativa y a las disposiciones técnicas y ello resulta ser el nexo causal necesario para responsabilizarlo por los daños que causen los combustibles importados que, como en este caso, contenía un aditivo dañino para los vehículos. [...]

En este caso el prestador del servicio público expresamente aceptó su responsabilidad ya que aceptó haber importado combustibles que contenían el aditivo MMT, el cual como se vio líneas atrás, según la literatura del tema, puede causar daños en los motores. (...)” –Folios 159 y 160-

Por otro lado, la resolución RRG-304-2014, se refirió al argumento del recurrente de la siguiente forma:

“(..."

Sobre el análisis de la prueba:

1. *De la prueba documental que consta en autos, se tiene que toda fue admitida por parte del órgano director. De la misma se concluye que la que consta a folios 1 al 7, 30, 76 al 80, 81 al 82, 83 al 84, 85 al 98, 99, comparecencia a folio 101, transcripción de la comparecencia a folios 104 al 126 y -oficios 1027, 1042, 1104, 1198 y 1352 de CELEQ a folio 101, se relaciona directamente con el objeto del procedimiento, y ha sido confirmada con el resto del elenco probatorio, según el detalle que puede verse en el acápite anterior. Es por ello, que en atención a las reglas de la sana crítica, se tiene la convicción que son categóricas para la forma en que se recomienda resolver éste asunto. Cabe destacar que la credibilidad que se les otorga es en la medida, que pudieron ser corroboradas por otras pruebas que constan en los autos.*

2. ...

3. *Además, tanto la señora Marisol Lara Esquivel -promovente-, y el señor Jhonny Vega Miranda, en calidad de testigo de la parte promovente, como la parte investigada, por su voluntad, rindieron su versión de los hechos (de forma oral) y contestaron a las preguntas que se hicieron en la comparecencia. A dichas manifestaciones, se les otorgó credibilidad en la medida que pudieron ser corroboradas por otras pruebas que constan en los autos, ello de conformidad con el artículo 298.2 de la Ley 6227.*

“(..." –Folios 196 y 197-

Así las cosas, del análisis detallado del expediente que se hizo en primera instancia, resulta claro que existen suficientes pruebas en el expediente para afirmar que: “*El elenco probatorio, en este caso nos lleva a concluir, que el vehículo se dañó producto del uso de combustible con MMT, en las fechas que RECOPE lo distribuyó en el país*” (Folio 202), como se indicó en la resolución que resolvió el recurso de revocatoria -RRG-304-2014-. De forma tal, que a criterio de este órgano asesor, no lleva razón el recurrente en este argumento.

Como último punto, señala el recurrente que la resolución impugnada, sea la RRG-089-2014, resuelve el asunto a contrapelo de los elementos de convicción que arroja la prueba evacuada, por ende, a su criterio carece de motivación, razón por la cual, deviene en absolutamente nula.

Al respecto, la resolución que resolvió el recurso de revocatoria, -RRG-304-2014-, realizó un análisis detallado sobre los elementos del acto administrativo, en lo que interesa:

“(…) De conformidad con lo dispuesto por la Ley 6227, para la validez de un acto administrativo, el mismo debe cumplir con una serie de elementos esenciales, entiéndanse como tales: motivo legítimo, contenido y fin.

Concerniente a la nulidad absoluta, debe indicarse que la resolución recurrida, es un acto administrativo, a lo sumo, relativamente nulo, por cuanto éste contiene todos los elementos, tanto formales como sustanciales (sujeto, forma, procedimiento, motivo, fin y contenido), exigidos por la Ley 6227. Ello por cuanto, analizada la misma con ocasión de este recurso, se aprecia que efectivamente este asunto merecía un mayor detalle en la motivación, que permita conocer a las partes, las razones por la cuales se consideró que existe responsabilidad de RECOPE.

Al respecto se observa que:

- a) La resolución final fue dictada por el órgano competente, es decir por el Regulador General. (Artículos 129 y 180, sujeto)*
- b) Fue emitido por escrito como corresponde. (Artículos 134 y 136, forma)*
- c) De previo a su dictado, se realizaron los trámites sustanciales y se cumplieron los requisitos establecidos en la ley. (Artículo 214 y siguientes de la Ley 6227, procedimiento)*
- d) Contiene un motivo legítimo y existente, en el cual se sustentó acoger la queja planteada por la señora Marisol Lara Esquivel. (Artículo 133, motivo)*
- e) Pese a que se establecieron en su parte considerativa, las razones que sustentaron las decisiones del órgano competente, también es cierto que pudo haberse dado mayor detalle a las partes, sobre las razones que sustentan la declaración de responsabilidad de RECOPE. Es por ello, que pese a que existió contenido, podría, a lo sumo, pensarse que el mismo se encuentra viciado. (Artículos 131, fin y 132, contenido)*

Por ello, se concluye que la resolución recurrida, es a lo sumo un acto relativamente nulo conforme lo establecido en el artículo 167 de la Ley 6227.

(…)”- Folios 194 y 195-

Del análisis expuesto, queda claro que la inconsistencia señalada en la resolución RRG-304-2014 fue subsanada en dicha resolución en el punto “V. Análisis de la resolución recurrida”. Así las cosas, este órgano asesor recomienda confirmar lo resuelto en la resolución citada.

La inconsistencia que apuntó la resolución RRG-304-2014, en el sentido de que lo decidido pudo haberse sustentado de mejor forma, no vició el acto administrativo de nulidad absoluta como argumenta el recurrente. Ello por cuanto, la resolución que resolvió el recurso de revocatoria -RRG-304-2014-, vino a fortalecer la motivación del acto, sin que ello derivase en un cambio sustancial de lo que ya se había resuelto mediante la resolución recurrida -RRG-089-2014-.

Precisamente, la naturaleza del recurso de revocatoria es que quien emitió el acto, pueda revisarlo a la luz de las objeciones de quien se muestra inconforme con el mismo. Esa

competencia, se materializa en la posibilidad que tiene el órgano decisor de confirmar, modificar o revocar lo inicialmente decidido.

No es cierto, como indica el recurrente que lo resuelto impide la realización del fin del acto administrativo. El fin del procedimiento administrativo siempre fue la búsqueda de la verdad real. El mismo fue cumplido al dictarse la resolución recurrida.

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

IV. CONCLUSIONES

Conforme lo expuesto, este órgano asesor arriba a las siguientes conclusiones:

1. Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-089-2014, resultan admisibles, por haberse interpuesto en tiempo y forma.
2. El fondo del procedimiento fue resuelto a cabalidad en la resolución RRG-089-2014 y los argumentos presentados por el recurrente fueron analizados y resueltos en la resolución RRG-304-2014, no encontrando razones este órgano asesor, para apartarse de lo dispuesto en ambas resoluciones.
3. La valoración de la prueba que se hizo en las resoluciones RRG-089-2014 y RRG-304-2014, es conforme a los principios de verdad real y sana crítica.
4. El acto final de este procedimiento es un acto válido, por cuanto en las resoluciones RRG-089-2014 y RRG-304-2014 se encuentran presentes todos los elementos del acto administrativo.
(...)”

III. Que de conformidad con los resultandos y los considerandos que preceden y de acuerdo al mérito de los autos, lo procedente declarar sin lugar por el fondo el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-089-2014, tal y como se dispone.

IV. Que en sesión 62-2014, del 16 de octubre de 2014, cuya acta fue ratificada el 23 de octubre de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 833-DGAJR-2014, 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 y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-089-2014.
- II. Dar por agotada la vía administrativa.
- III. Intimar por segunda vez a Recope, para que dentro del plazo máximo de 10 días, proceda a cancelar el daño ocasionado a la señora Marisol Lara Esquivel, sea la suma de ₡ 1.702.599,25 (*un millón setecientos dos mil quinientos noventa y nueve colones con veinticinco céntimos*). Dentro del plazo establecido Recope, deberá acreditar en este expediente la realización del pago.
- IV. Notificar a las partes.

NOTIFÍQUESE.

ARTÍCULO 13. Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por Refinadora Costarricense de Petróleo S.A. (RECOPE), contra la resolución RRG-036-2014. Expediente AU-350-2012.

La Junta Directiva conoce los oficios 834-DGAJR-2014, del 14 de octubre de 2014, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emite criterio sobre el recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-036-2014.

La señora **Melissa Gutiérrez Prendas** expone 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 a su oficio 834-DGAJR-2014, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 16-62-2014

1. Declarar sin lugar por el fondo, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-036-2014.
2. Dar por agotada la vía administrativa.
3. Intimar por segunda vez a Recope, para que dentro del plazo máximo de diez días, proceda a cancelar los daños causados al vehículo propiedad del señor Ariel Portocarrero Porras, sea la suma de ₡1.535.222,16 (*un millón quinientos treinta y cinco mil doscientos veintidós colones con dieciséis céntimos*). Dentro del plazo establecido RECOPE, deberá acreditar en este expediente la realización del pago.
4. Notificar a las partes.
5. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 10 de octubre de 2012, el señor Ariel Portocarrero Porras, planteó queja contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., (*RECOPE*), por los daños causados a su vehículo por el componente Methylcyclopentadienyl, Manganese Tricarbonyl (*MMT*). (Folios 1 al 8)
- II. Que el 18 de marzo de 2013, mediante el oficio 306-IE-2013, la Intendencia de Energía (IE) realizó la valoración inicial de la queja presentada por el señor Ariel Portocarrero Porras contra Recope, concluyendo que: [...] *hay mérito suficiente para iniciar el procedimiento administrativo ordinario [...]*. (Folios 56 al 58)
- III. Que el 21 de mayo de 2013, el señor Ariel Portocarrero Porras, presentó escrito para aclarar el punto VII, de los hechos señalados en el auto de cierre de la etapa de conciliación. (Folios 60 al 61)
- IV. Que el 6 de junio de 2013, mediante la resolución RRG-111-2013, el Regulador General resolvió, entre otras cosas: [...] *Ordenar el inicio del procedimiento administrativo contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., para investigar su posible responsabilidad y los eventuales daños causados al vehículo de Ariel Portocarrero Porras producto del uso del aditivo conocido como “METHYLCYCLOPENTADIENYL, MANGANESE TRICARBONYL”, conocido por sus siglas en inglés como MMT en la gasolina [...]*. (Folios 62 al 67)
- V. Que el 20 de setiembre de 2013, mediante la resolución ROD-108-2013, el órgano director del procedimiento, realizó la formulación de cargos y el señalamiento de fecha y hora de la comparecencia oral y privada. (Folios 69 al 81)
- VI. Que el 30 de octubre de 2013, se realizó la comparecencia oral y privada, en la cual se recibió prueba documental. (Folios 82 al 111)
- VII. Que el 22 de noviembre de 2013, mediante el oficio OD-144-2013, el órgano director del procedimiento, realizó el informe de instrucción y trasladó el expediente administrativo a la Comisión de Procedimientos Administrativos en Trámite, para su análisis final. (Folios 112 al 113)
- VIII. Que el 27 de enero de 2014, mediante el oficio 028-CPAT-2014, la Comisión de Procedimientos Administrativos en Trámite, realizó el análisis final de la queja presentada por el señor Ariel Portocarrero Porras contra Recope. (Folios 131 al 147)
- IX. Que el 28 de enero de 2014, mediante la resolución RRG-036-2014, el Regulador General resolvió: [...] 1) *Acoger la queja planteada por el señor Ariel Portocarrero Porras contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., por daños causados a un vehículo de su propiedad producto del uso del aditivo “methylcyclopentadienyl, manganese tricarbonyl”, o MMT [...]* 2) *Ordenar a la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., que cancele al señor Ariel Portocarrero Porras la suma de ₡ 1 535 222,16 [...]* por los daños causados a un vehículo de su propiedad [...]. (Folios 148 al 167)

- X. Que el 31 de enero de 2014, Recope interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio y gestión de nulidad concomitante, contra la resolución RRG-036-2014. (Folios 168 al 175)
- XI. Que el 2 de abril de 2014, el señor Ariel Portocarrero Porras, presentó escrito en donde realizó sus manifestaciones referente al uso del aditivo conocido como MMT en la gasolina. (Folios 177 al 211)
- XII. Que el 1 de agosto de 2014, mediante la resolución RRG-302-2014, el Regulador General declaró, entre otras cosas, sin lugar el recurso de revocatoria y gestión de nulidad interpuestos por RECOPE contra la resolución RRG-036-2014. (Folios 228 al 247)
- XIII. Que el 24 de setiembre de 2014, mediante el oficio 763-DGAJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rindió el informe que ordena el artículo 349 de la Ley 6227. (Folios del 249 al 250)
- XIV. Que el 25 de setiembre de 2014, mediante el oficio 620-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva remitió el recurso de apelación interpuesto contra la resolución RRG-036-2014, a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis. (Folio 248)
- XV. Que el 14 de octubre de 2014, mediante el oficio 834-DGJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rindió criterio jurídico sobre el recurso de revocatoria y nulidad concomitante interpuesto. (Corre agregado a los autos)

CONSIDERANDO:

- I. Que en ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell, con motivo de sus vacaciones desde el 8 al 29 de octubre del 2014 inclusive, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.
- II. Que del oficio 834-DGAJR-2014 de la Dirección General de la Asesoría Jurídica y Regulatoria, que sirve de sustento a la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

“ (...)

II. ANÁLISIS POR LA FORMA

a) Naturaleza

El recurso interpuesto contra la resolución RRG-036-2014 es el ordinario de apelación, al que le resulta aplicable lo establecido en los artículos 342 al 352 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227).

En otro orden de ideas, con respecto a la gestión de nulidad interpuesta contra la resolución RRG-036-2014, le son aplicables las disposiciones contenidas en los artículos 158 al 179 de la Ley 6227.

b) Temporalidad

El acto administrativo RRG-036-2014, que impugna el recurrente le fue notificado el 29 de enero de 2014 (folios 165 y 167). El 31 de enero de 2014, se interpuso el recurso de apelación contra dicha resolución (folios 168 al 175). Conforme los artículos 343 y 346 de la Ley 6227, el citado recurso se debe de interponer dentro del plazo de 3 días hábiles contados a partir de la notificación del mismo, plazo que vencía el 3 de febrero del 2014.

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

En cuanto a la gestión de nulidad contra la resolución RRG-036-2014, como se indicó, la resolución fue notificada al recurrente el 29 de enero de 2014 (folios 165 y 167) y la gestión fue interpuesta el 31 de enero de 2014 (folios 168 al 175). Por ello, se concluye que fue presentada en tiempo.

c) Legitimación

Respecto de la legitimación se tiene que RECOPE es parte dentro del procedimiento, es por ello que está legitimada para actuar *–en la forma en que lo ha hecho–* de acuerdo con lo establecido en los artículos 275 y 276 de la Ley 6227.

d) Representación

Se aprecia a folios 84 y 85 del expediente administrativo, escrito donde consta que el señor Jorge Alberto Rojas Montero, en su condición de Gerente General con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma del recurrente, otorgó poder especial administrativo al abogado Olger Méndez Rojas, quién en tal condición interpuso las gestiones en estudio. Así entonces, las mismas fueron presentadas por medio del representante legal debidamente acreditado.

III. SOBRE LOS ALEGATOS DEL RECURRENTE

Los argumentos del recurrente se detallan de la siguiente forma:

1. Alega que el órgano decisor expresamente aceptó que el aditivo MMT “*puede*” causar daños a los motores de los vehículos, es decir, no necesariamente el aditivo causa daño siempre, en el cien por ciento de los casos a los motores de los vehículos.

2. Indica que la responsabilidad objetiva, a la que hace referencia el órgano decisor, no opera de pleno derecho y sin necesidad de prueba.
3. Señala que la resolución impugnada, resuelve el asunto a contrapelo de los elementos de convicción que arroja la prueba evacuada, por ende, carece de motivación, razón por la cual, deviene en absolutamente nula.

IV.SOBRE EL FONDO

En primer término, alega el recurrente que el órgano decisor en la resolución RRG-036-2014, expresamente aceptó que el aditivo MMT “*puede*” causar daños a los motores de los vehículos, es decir, no necesariamente el aditivo causa daño siempre, en el cien por ciento de los casos, a los motores de los vehículos.

En cuanto a éste argumento, la resolución recurrida, indicó: (...) *el prestador del servicio público expresamente aceptó su responsabilidad ya que ha aceptado que importó combustibles que contenían el aditivo MMT el cual puede causar daños a los motores de los vehículos, por ende, existe una relación de causalidad entre el acto y el daño. (...)*-folio 158-

De igual forma, la resolución RRG-302-2014, la cual resolvió el recurso de revocatoria, indicó al respecto:

“(...) Tome nota el recurrente, que al indicarse en la resolución final que el aditivo MMT puede causar daños a los motores de los vehículos, es una afirmación que resulta consistente tanto con la literatura internacional recabada en internet, citada en la resolución recurrida, como con el oficio GG-2171-2013 a folio 93, indicándose en este último, lo siguiente: [...] Existe posibilidad de que algunos modelos de vehículos pueden sufrir daños por el uso de gasolinas con MMT. [...]

Si bien es cierto, el hecho de que RECOPE aceptara expresamente haber importado combustibles que contenían el aditivo MMT, no quiere decir que se pudiera determinar con certeza la presencia de manganeso en los componentes del motor del vehículo y su consecuente daño. Del análisis de los autos, se observa la prueba aportada por el señor Ariel Portocarrero Porras, consistente en un reporte del taller mecánico “Taller González” a folios 4 y 21 al 22, donde se hace una descripción sobre los daños encontrados en el citado vehículo por el uso de combustible con manganeso. Resultando dicha descripción consistente y compatible con lo indicado, tanto por la literatura consultada y referida en la resolución recurrida, como con la prueba documental aportada por RECOPE. (...)”- Folios 231 y 232-

Así las cosas, se considera que la relación de causalidad fue considerada y analizada en las resoluciones que preceden y no se evidencia razón para apartarse de lo ya resuelto, por lo que no lleva razón el recurrente, en cuanto a este argumento.

Como segundo punto, indica el recurrente que la responsabilidad objetiva, a la que hace referencia el órgano decisor, no opera de pleno derecho y sin necesidad de prueba. Sobre el

particular, en las resoluciones que anteceden en este procedimiento, se ha expuesto ampliamente el elenco probatorio que se resguarda en el expediente, así en el Considerando III de la resolución RRG-036-2014, entre otras cosas indicó:

“(...) El reporte del taller mecánico sobre los daños encontrados en el vehículo del señor Portocarrero Porras es consistente con los que describe la literatura por uso de combustible con manganeso. Véase que el vehículo placa BBN-336 Toyota Corolla, modelo 2001, se le dañaron las bujías, los sensores de oxígeno y el catalizador; lo cual fue corroborado por el Taller González en el reporte que consta a folios 21 y 22, en las facturas proforma que constan del folio 24 al 25 en relación con la compra de los repuestos y con el documento a folios 60 y 61 que es la rectificación de la pretensión y el detalle del costo de la mano de obra del taller mecánico.

Tomando en cuenta lo indicado en los párrafos precedentes cabe concluir que siendo RECOPE el ente que ostenta la administración del monopolio estatal -por mandato de la Ley 7356- en la importación y distribución a granel de los combustibles, se constituye en el único responsable de que los combustibles que se distribuyan en el país estén acordes a la normativa y a las disposiciones técnicas y ello resulta ser el nexo causal necesario para responsabilizarlo por los daños que causen los combustibles importados que, como en este caso, contenía un aditivo dañino para los vehículos. [...]

En este caso el prestador del servicio público expresamente aceptó su responsabilidad ya que aceptó haber importado combustibles que contenían el aditivo MMT, el cual como se vio líneas atrás, según la literatura del tema, puede causar daños en los motores. (...)” –Folios 162 y 163-

Por otro lado, la resolución RRG-302-2014, se refirió al argumento del recurrente de la siguiente forma:

“(...) ”

a) Sobre los hechos probados: *Para efectos de resolver el presente asunto, se tiene por demostrado lo siguiente:*

- 1) Que RECOPE, en el ejercicio del monopolio para importar, refinar y distribuir petróleo crudo, combustibles derivados, asfaltos y naftas, importó y distribuyó entre el 15 de diciembre de 2011 y el 2 de agosto de 2012, en el país, dos embarques de gasolina súper que contenía “METHYLCYCLOPENTADIENYL, MANGANESE TRICARBONYL”, aditivo conocido por sus siglas en inglés MMT. (Prueba documental a folios 13 al 14, 15 al 16, 86 al 90, 91 al 92, 93 al 94, 95 al 108, comparecencia a folio 111, oficios: 1027, 1042, 1104, 1198 y 1352 de CELEQ a folio 111)*
- 2) ...*

3) ...

4) *Que las piezas dañadas que presentó el vehículo placas BBN336, marca Toyota, estilo Corolla CE, año 2001, son las bujías, los sensores de oxígeno y el catalizador. Lo que causó detrimento en el patrimonio de su propietario. (Folios 1 al 8, 20 al 27, 60 al 61)*

5) *Que los daños señalados son producto del uso de combustible con MMT distribuido y comercializado por RECOPE. (Folios 1 al 8, 20 al 27, 60 al 61, 86 al 90, 91 al 92, 93 al 94, 95 al 108, comparecencia a folio 111, oficios 1027, 1042, 1104, 1198 y 1352 de CELEQ a folio 111)*

(...)” –Folios 234 y 235-

Así las cosas, del análisis detallado del expediente que se hizo en primera instancia, resulta claro que existen suficientes pruebas en el expediente para afirmar que: *“El elenco probatorio, en este caso nos lleva a concluir, que el vehículo se dañó producto del uso de combustible con MMT, en las fechas que RECOPE lo distribuyó en el país”* (Folio 240), como se indicó en la resolución que resolvió el recurso de revocatoria -RRG-302-2014-. De forma tal que a criterio de este órgano asesor, no lleva razón el recurrente en este argumento.

Como último punto, señala el recurrente que la resolución impugnada, sea la RRG-036-2014, resuelve el asunto a contrapelo de los elementos de convicción que arroja la prueba evacuada, por ende, a su criterio carece de motivación, razón por la cual, deviene en absolutamente nula.

Al respecto, la resolución que resolvió el recurso de revocatoria, -RRG-302-2014-, realizó un análisis detallado sobre los elementos del acto administrativo, en lo que interesa:

“(...) Que de conformidad con lo dispuesto por la Ley 6227, para la validez de un acto administrativo, el mismo debe cumplir con una serie de elementos esenciales, entiéndanse como tales: motivo legítimo, contenido y fin.

Concerniente a la nulidad absoluta, debe indicarse que la resolución recurrida, es un acto administrativo, a lo sumo, relativamente nulo, por cuanto éste contiene todos los elementos, tanto formales como sustanciales (sujeto, forma, procedimiento, motivo, fin y contenido), exigidos por la Ley 6227. Ello por cuanto, analizada la misma con ocasión de este recurso, se aprecia que efectivamente este asunto merecía un mayor detalle en la motivación, que permita conocer a las partes, las razones por la cuales se consideró que existe responsabilidad de RECOPE.

Al respecto se observa que:

- a) La resolución final fue dictada por el órgano competente, es decir por el Regulador General. (Artículos 129 y 180, sujeto)*
- b) Fue emitido por escrito como corresponde. (Artículos 134 y 136, forma)*

- c) *De previo a su dictado, se realizaron los trámites sustanciales y se cumplieron los requisitos establecidos en la ley. (Artículo 214 y siguientes de la Ley 6227, procedimiento)*
- d) *Contiene un motivo legítimo y existente, en el cual se sustentó acoger la queja planteada por el señor Ariel Portocarrero Porras. (Artículo 133, motivo)*
- e) *Pese a que se establecieron en su parte considerativa, las razones que sustentaron las decisiones del órgano competente, también es cierto que pudo haberse dado mayor detalle a las partes, sobre las razones que sustentan la declaración de responsabilidad de RECOPE. Es por ello, que pese a que existió contenido, podría, a lo sumo, pensarse que el mismo se encuentra viciado. (Artículos 131, fin y 132, contenido)*

Por ello, se concluye que la resolución recurrida, es a lo sumo, un acto relativamente nulo conforme lo establecido en el artículo 167 de la Ley 6227. (...)"- Folio 234-

Del análisis expuesto, queda claro que la inconsistencia señalada en la resolución RRG-302-2014 fue subsanada en dicha resolución en el punto “V. Análisis de la resolución recurrida”. Así las cosas, este órgano asesor recomienda confirmar lo resuelto en la resolución citada.

La inconsistencia que apuntó la resolución RRG-302-2014, en el sentido de que lo decidido pudo haberse sustentado de mejor forma, no vició el acto administrativo de nulidad absoluta, como argumenta el recurrente. Ello por cuanto, la resolución que resolvió el recurso de revocatoria -RRG-302-2014-, vino a fortalecer la motivación del acto, sin que ello derivase en un cambio sustancial de lo que ya se había resuelto mediante la resolución recurrida -RRG-036-2014-.

Precisamente, la naturaleza del recurso de revocatoria es que quien emitió el acto, pueda revisarlo a la luz de las objeciones de quien se muestra inconforme con el mismo. Esa competencia, se materializa en la posibilidad que tiene el órgano decisor de confirmar, modificar o revocar lo inicialmente decidido.

No es cierto, como indica el recurrente que lo resuelto impide la realización del fin del acto administrativo. El fin del procedimiento administrativo siempre fue la búsqueda de la verdad real. El mismo fue cumplido al dictarse la resolución recurrida.

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

V. CONCLUSIONES

Conforme lo expuesto, este órgano asesor arriba a las siguientes conclusiones:

1. Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-036-2014, resultan admisibles, por haberse interpuesto en tiempo y forma.
2. El fondo del procedimiento fue resuelto a cabalidad en la resolución RRG-036-2014 y los argumentos presentados por el recurrente fueron analizados y resueltos en la resolución RRG-302-2014, no encontrando este órgano asesor, razones para apartarse de lo dispuesto en ambas resoluciones.

3. La valoración de la prueba que se hizo en las resoluciones RRG-036-2014 y RRG-302-2014 es conforme a los principios de verdad real y sana crítica.
 4. El acto final de este procedimiento es un acto válido, por cuanto en las resoluciones RRG-036-2014 y RRG-302-2014 se encuentran presentes todos los elementos del acto administrativo.
- (...)”

III. Que de conformidad con los resultandos y los considerandos que preceden y de acuerdo al mérito de los autos, lo procedente declarar sin lugar por el fondo el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-036-2014, tal y como se dispone.

IV. Que en sesión 62-2014, de 16 de octubre de 2014 cuya acta fue ratificada el 23 de octubre de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 834-DAGJR-2014, de cita, acordó entre otras cosas y por unanimidad:

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 y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-036-2014.
- II.** Dar por agotada la vía administrativa.
- III.** Intimar por segunda vez a Recope, para que dentro del plazo máximo de diez días, proceda a cancelar los daños causados al vehículo propiedad del señor Ariel Portocarrero Porras, sea la suma de ₡1.535.222,16 (un millón quinientos treinta y cinco mil doscientos veintidós colones con dieciséis céntimos). Dentro del plazo establecido RECOPE, deberá acreditar en este expediente la realización del pago.
- IV.** Notificar a las partes.

NOTIFÍQUESE.

ARTÍCULO 14. Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A. (RECOPE), contra la resolución RRG-170-2014. Expediente AU-385-2012.

La Junta Directiva conoce el oficio 836-DGAJR-2014, del 14 de octubre de 2014, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emite criterio sobre el recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-170-2014.

La señora **Melissa Gutiérrez Prendas** expone 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 a su oficio 836-DGAJR-2014, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 17-62-2014

- I. Declarar sin lugar por el fondo el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-170-2014.
- II. Dar por agotada la vía administrativa.
- III. Ordenar a Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), con cédula jurídica número 3-101-007749 resarcir a título de daños a favor del señor Germán Andrés Vásquez Ríos, portador del documento de identidad número 117000347518, el valor económico de los daños causados al vehículo placa FVM758 en el catalizador, sensor de oxígeno y bujías. La indemnización deberá ser íntegra con respecto a los daños causados, por lo cual, cuando corresponda deberá cubrir el costo de los repuestos y el costo de la mano de obra mecánica. Lo anterior en el plazo de un mes desde la firmeza de la resolución que ha de dictarse.
- IV. Notificar a las partes.

RESULTANDO:

- I. Que el 24 de octubre de 2012, el señor Germán Andrés Vásquez Ríos, planteó queja ante la Autoridad Reguladora, contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., (*Recope*) por los daños causados al vehículo placa FVM758, debido al uso del combustible con el componente Methylcyclopentadienyl Manganese Tricarbonyl (*MMT*). (Folios 1 al 10)
- II. Que el 4 de marzo de 2013, mediante el oficio 224-IE-2013, la Intendencia de Energía (IE) realizó la valoración inicial de la queja presentada por el señor Germán Andrés Vásquez Ríos contra Recope, en el cual se concluyó que: [...] *hay mérito suficiente para iniciar el procedimiento administrativo ordinario [...]*. (Folios 36 al 38)
- III. Que el 6 de junio de 2013, mediante la resolución RRG-095-2013, el Regulador General resolvió, entre otras cosas: [...] *I. Ordenar el inicio del procedimiento administrativo contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., para investigar su posible responsabilidad y los eventuales daños causados al vehículo de Germán Andrés Vásquez Ríos producto del uso del aditivo conocido como “METHYLCYCLOPENTADIENYL, MANGANESE TRICARBONYL”, conocido por sus siglas en inglés como MMT en la gasolina. [...]* (Folios 39 al 44)

- IV. Que el 18 de setiembre de 2013, mediante la resolución ROD-95-2013, el órgano director del procedimiento, realizó la formulación de cargos y el señalamiento de fecha y hora de la comparecencia oral y privada. (Folios 46 al 55)
- V. Que el 21 de octubre de 2013, se realizó la comparecencia oral y privada, en la cual se recibió prueba documental. (Folios 56 al 92)
- VI. Que el 17 de diciembre de 2013, mediante el oficio OD-178-2013, el órgano director del procedimiento, realizó el informe de instrucción y trasladó el expediente administrativo a la Comisión de Procedimientos Administrativos en Trámite, para su análisis final. (Folios 103 al 104)
- VII. Que el 29 de abril de 2014, mediante el oficio 189-CPAT-2014, la Comisión de Procedimientos Administrativos en Trámite, realizó el análisis final de la queja presentada por el señor Germán Andrés Vásquez Ríos, contra Recope. (Folios 151 al 170)
- VIII. Que el 13 de mayo de 2014, mediante la resolución RRG-170-2014, el Regulador General resolvió: [...] I. *Acoger la queja planteada por el señor Germán Vásquez Ríos contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., por daños causados a un vehículo de su propiedad, producto del uso del aditivo “methylcyclopentadienyl manganese tricarbonyl”, o MMT [...] II. Ordenar a la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., que cancele al señor Germán Vásquez Ríos la suma de ₡ 700 266,65 [...] por los daños causados a un vehículo de su propiedad [...].* (Folios 129 al 150)
- IX. Que el 16 de mayo de 2014, Recope interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio y gestión de nulidad concomitante, contra la resolución RRG-170-2014. (Folios 118-A al 128)
- X. Que el 9 de setiembre de 2014, mediante el oficio 694-DGAJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rindió criterio respecto al recurso de revocatoria. (Folios 171 al 186)
- XI. Que el 10 de setiembre de 2014, mediante la resolución RRG-381-2014, el Regulador General declaró sin lugar el recurso de revocatoria interpuesto. (Folios 187 al 208)
- XII. Que el 30 de setiembre de 2014, mediante el oficio 776-DGAJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rindió el informe que ordena el artículo 349 de la Ley 6227. (Correrá agregado a los autos)
- XIII. Que el 1º de octubre de 2014, mediante el oficio 635-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva remitió el recurso de apelación interpuesto contra la resolución RRG-170-2014 a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis. (Correrá agregado a los autos)
- XIV. Que el 14 de octubre de 2014, mediante el oficio 836-DGJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rindió criterio jurídico sobre el recurso de revocatoria y nulidad concomitante interpuesto. (Corre agregado a los autos)

CONSIDERANDO:

- I. Que en ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell, con motivo de sus vacaciones desde el 8 al 29 de octubre del 2014 inclusive, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.
- II. Que del oficio 836-DGAJR-2014 de la Dirección General de la Asesoría Jurídica y Regulatoria, que sirve de sustento a la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

“ (...)

II. ANÁLISIS POR LA FORMA**a) Naturaleza**

El recurso interpuesto contra la resolución RRG-170-2014 es el ordinario de apelación, al que le resulta aplicable lo establecido en los artículos 342 a 352 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227).

En otro orden de ideas, con respecto a la gestión de nulidad contra la resolución RRG-170-2014, le son aplicables las disposiciones contenidas en los artículos 158 a 179 de la Ley 6227.

b) Temporalidad

El acto administrativo RRG-170-2014, que impugna el recurrente le fue notificado el miércoles 14 de mayo de 2014 (folios 148 y 150). El viernes 16 de mayo de 2014, se interpuso el recurso de apelación contra dicha resolución (folios 118-A al 128). Conforme los artículos 343 y 346 de la Ley 6227, el citado recurso se debe de interponer dentro del plazo de 3 días a partir de la notificación del mismo, plazo que vencía el lunes 19 de mayo de 2014.

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

En cuanto a la gestión de nulidad contra la resolución RRG-170-2014, como se indicó, fue notificada al recurrente el miércoles 14 de mayo de 2014 (folios 148 y 150) y se interpuso el viernes 16 de mayo de 2014 (folios 118-A al 128). Por ello, se concluye que fue interpuesta en tiempo.

c) Legitimación

Respecto de la legitimación se tiene que Recope es parte en este procedimiento, es por ello que está legitimada para actuar *–en la forma en que lo ha hecho–* de acuerdo con lo establecido en los artículos 275 y 276 de la Ley 6227.

d) Representación

Se aprecia a folios 127 y 128 del expediente administrativo, escrito donde consta que el señor Edgar Gutiérrez Valituti, en su condición de Gerente de Administración y Finanzas con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma del recurrente, otorgó poder especial administrativo al abogado Walter Sánchez Arias, quién en tal condición interpuso las gestiones en estudio. Así entonces, la misma fue presentada por medio del representante legal debidamente acreditado.

III. SOBRE LOS ALEGATOS DEL RECURRENTE

Los argumentos del recurrente se detallan de la siguiente forma:

1. Alega que el órgano decisor expresamente aceptó que el aditivo MMT *“puede”* causar daños a los motores de los vehículos, es decir, no necesariamente el aditivo causa daño siempre, en el cien por ciento de los casos a los motores de los vehículos.
2. Indica que la responsabilidad objetiva, a la que hace referencia el órgano decisor, no opera de pleno derecho y sin necesidad de prueba.
3. Señala que la resolución impugnada, resuelve el asunto a contrapelo de los elementos de convicción que arroja la prueba evacuada, por ende, carece de motivación, razón por la cual, deviene en absolutamente nula.

IV. SOBRE EL FONDO

En primer término, alega el recurrente que el órgano decisor en la resolución RRG-170-2014, expresamente aceptó que el aditivo MMT *“puede”* causar daños a los motores de los vehículos, es decir, no necesariamente el aditivo causa daño siempre, en el cien por ciento de los casos, a los motores de los vehículos.

En cuanto a éste argumento, la resolución recurrida, indicó: (...) *el prestador del servicio público expresamente aceptó su responsabilidad ya que aceptó haber importado combustibles que contenían el aditivo MMT, el cual como se vio líneas atrás, según la literatura del tema, puede causar daños a los motores (...)-folio 146-*

De igual forma, la resolución RRG-381-2014, la cual resolvió el recurso de revocatoria, indicó al respecto:

“(...)”

Tome nota el recurrente, que al indicarse en la resolución final que el aditivo MMT puede causar daños a los motores de los vehículos, es una afirmación que

resulta consistente tanto con la literatura internacional recabada en internet, citada en la resolución recurrida, como con el oficio GG-2171-2013 a folios 74 al 75, indicándose en este último, lo siguiente: [...] Existe posibilidad de que algunos modelos de vehículos pueden sufrir daños por el uso de gasolinas con MMT. [...]

Si bien es cierto, el hecho de que RECOPE aceptará expresamente haber importado combustibles que contenían el aditivo MMT, no quiere decir que se pudiera determinar con certeza la presencia de manganeso en los componentes del motor del vehículo y su consecuente daño. Sin embargo, del análisis de los autos, se observa la prueba documental aportada por el señor Germán Andrés Vásquez Ríos, consistente en un reporte del taller mecánico “Quality Motors S.A.” a folio 3, donde se hace una descripción sobre los daños encontrados en el citado vehículo por el uso de combustible con manganeso. Resultando dicha descripción consistente y compatible con lo indicado, tanto por la literatura consultada y referida en la resolución recurrida, como con la prueba documental aportada por RECOPE.

(...)”- Folio 190-

Así las cosas, se considera que la relación de causalidad fue considerada y analizada en las resoluciones que preceden y no se evidencia razón para apartarse de lo ya resuelto, por lo que no lleva razón el recurrente, en cuanto a este argumento.

Como segundo punto, indica el recurrente que la responsabilidad objetiva, a la que hace referencia el órgano decisor, no opera de pleno derecho y sin necesidad de prueba. Sobre el particular, en las resoluciones que anteceden en este procedimiento, se ha expuesto ampliamente el elenco probatorio que se resguarda en el expediente, así en el Considerando III de la resolución RRG-170-2014, entre otras cosas indicó:

“(...

El reporte del taller mecánico sobre los daños encontrados en el vehículo del señor Vásquez Ríos es consistente con los que describe la literatura por uso de combustible con manganeso. Véase que al vehículo placa FVM-758 KIA Rio, modelo 2012, se le dañaron las bujías, los sensores de oxígeno y el catalizador (folio 3), lo cual fue corroborado con la factura proforma que constan a folio 4 en relación con la cotización de los servicios mecánicos y de la compra de los repuestos.

Tomando en cuenta lo indicado en los párrafos precedentes cabe concluir que siendo RECOPE el ente que ostenta la administración del monopolio estatal -por mandato de la Ley 7356- en la importación y distribución a granel de los combustibles, se constituye en el único responsable de que los combustibles que se distribuyan en el país estén acordes a la normativa y a las disposiciones técnicas y ello resulta ser el nexo causal necesario para responsabilizarlo por los daños que causen los combustibles importados que, como en este caso, contenía un aditivo dañino para los vehículos.

(...)

En este caso el prestador del servicio público expresamente aceptó su responsabilidad ya que aceptó haber importado combustibles que contenían el aditivo MMT, el cual como se vio líneas atrás, según la literatura del tema, puede causar daños en los motores.

(...)” -Folios 145 y 146-

Por otro lado, la resolución RRG-381-2014, se refirió al argumento del recurrente de la siguiente forma:

“(...

a) Sobre los hechos probados: *Para efectos de resolver el presente asunto, se tiene por demostrado lo siguiente:*

- 1) Que RECOPE, en el ejercicio del monopolio para importar, refinar y distribuir petróleo crudo, combustibles derivados, asfaltos y naftas, importó y distribuyó entre el 15 de diciembre de 2011 y el 2 de agosto de 2012, en el país, dos embarques de gasolina súper que contenía “METHYLCYCLOPENTADIENYL MANGANESE TRICARBONYL”, aditivo conocido por sus siglas en inglés MMT. (Prueba documental a folios 58 al 64, 67 al 71, 74 al 75, 76 al 90, comparecencia a folio 92, transcripción de la comparecencia a folios 105 al 118, oficio 1027 a folios 11 al 12 y 92, oficios 1042, 1104, 1198, 1352 de CELEQ a folio 92)*
- 2) ...*
- 3) ...*
- 4) Que los daños que presentó el vehículo placa FVM758, marca KIA Rio, año 2012, se produce en el catalizador, sensores de oxígeno y bujías. Lo que causó detrimento en el patrimonio del señor Germán Andrés Vásquez Ríos. (Prueba documental a folios 1 al 10)*
- 5) Que los daños señalados son producto del uso de combustible con MMT distribuido y comercializado por RECOPE. (Prueba documental a folios 1 al 10, 58 al 64, 67 al 71, 74 al 75, 76 al 90, comparecencia a folio 92, transcripción de la comparecencia a folios 105 al 118 y oficio 1027 a folios 11 al 12 y 92, oficios 1042, 1104, 1198 y 1352 de CELEQ a folio 92)*

(...)” -Folio 194-

Así las cosas, del análisis detallado del expediente que se hizo en primera instancia, resulta claro que existen suficientes pruebas en el expediente para afirmar que: “*El elenco probatorio, en este caso nos lleva a concluir, que el vehículo se dañó producto del uso de combustible con MMT, en las fechas que RECOPE lo distribuyó en el país.*” (folio 201), como se indicó en la resolución que resolvió el recurso de revocatoria -RRG-381-2014-. De forma tal que a criterio de este órgano asesor, no lleva razón el recurrente en este argumento.

Como último punto, señala el recurrente que la resolución impugnada, sea la RRG-170-2014, resuelve el asunto a contrapelo de los elementos de convicción que arroja la prueba evacuada, por ende, a su criterio carece de motivación, razón por la cual, deviene en absolutamente nula.

Al respecto, la resolución que resolvió el recurso de revocatoria, -RRG-381-2014-, realizó un análisis detallado sobre los elementos del acto administrativo, en lo que interesa:

“(…)

De conformidad con lo dispuesto por la Ley 6227, para la validez de un acto administrativo, el mismo debe cumplir con una serie de elementos esenciales, entiéndanse como tales: motivo legítimo, contenido y fin.

Concerniente a la nulidad absoluta, debe indicarse que la resolución recurrida, es un acto administrativo, a lo sumo relativamente nulo, por cuanto éste contiene todos los elementos, tanto formales como sustanciales (sujeto, forma, procedimiento, motivo, fin y contenido), exigidos por la Ley 6227. Ello por cuanto, analizada la misma con ocasión de este recurso, se aprecia que efectivamente este asunto merecía un mayor detalle en la motivación, que permita conocer a las partes, las razones por la cuales se consideró que existe responsabilidad de RECOPE.

Al respecto se observa que:

- a) La resolución final fue dictada por el órgano competente, es decir por el Regulador General. (Artículos 129 y 180, sujeto)*
- b) Fue emitido por escrito como corresponde. (Artículos 134 y 136, forma)*
- c) De previo a su dictado, se realizaron los trámites sustanciales y se cumplieron los requisitos establecidos en la ley. (Artículo 214 y siguientes de la Ley 6227, procedimiento)*
- d) Contiene un motivo legítimo y existente, en el cual se sustentó acoger la queja planteada por el señor Germán Andrés Vásquez Ríos. (Artículo 133, motivo)*
- e) Pese a que se establecieron en su parte considerativa, las razones que sustentaron las decisiones del órgano competente, también es cierto que pudo haberse dado mayor detalle a las partes, sobre las razones que sustentan la declaración de responsabilidad de RECOPE. Es por ello, que pese a que existió contenido, podría, a lo sumo, pensarse que el mismo se encuentra viciado. (Artículos 131, fin y 132, contenido)*

Por ello, se concluye que la resolución recurrida, es a lo sumo un acto relativamente nulo conforme lo establecido en el artículo 167 de la Ley 6227.

(…)”- Folio 193-

Del análisis expuesto, queda claro que la inconsistencia señalada en la resolución RRG-381-2014 fue subsanada a cabalidad en dicha resolución en el punto “V. Análisis de la resolución recurrida”. Así las cosas, este órgano asesor recomienda confirmar lo resuelto en la resolución citada.

La inconsistencia que apuntó la resolución RRG-381-2014, en el sentido de que lo decidido pudo haberse sustentado de mejor forma, no vició el acto administrativo de nulidad absoluta

como argumenta el recurrente. Ello por cuanto, la resolución que resolvió el recurso de revocatoria -RRG-381-2014-, vino a fortalecer la motivación del acto, sin que ello derivase en un cambio sustancial de lo que ya se había resuelto mediante la resolución recurrida -RRG-170-2014-.

Precisamente, la naturaleza del recurso de revocatoria es que quien emitió el acto, pueda revisarlo a la luz de las objeciones de quien se muestra inconforme con el mismo. Esa competencia, se materializa en la posibilidad que tiene el órgano decisor de confirmar, modificar o revocar lo inicialmente decidido.

No es cierto, como indica el recurrente que lo resuelto impide la realización del fin del acto administrativo. El fin del procedimiento administrativo siempre fue la búsqueda de la verdad real. El mismo fue cumplido al dictarse la resolución recurrida.

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

Siendo que no se logró acreditar, con la prueba que consta en autos, la estimación económica de los daños y que mediante la resolución RRG-381-2014, se condenó en abstracto a Recope, se insta al denunciante para que presente la liquidación de los daños con las pruebas respectivas. Así, al momento de que la resolución que ha de dictarse, misma que agota la vía administrativa, se encuentre en firme proceda Recope en el plazo de un mes a efectuar el pago que corresponda.

V. CONCLUSIONES

Conforme lo expuesto, este órgano asesor arriba a las siguientes conclusiones:

1. Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-170-2014, resultan admisibles, por haberse interpuesto en tiempo y forma.
2. El fondo del procedimiento fue resuelto a cabalidad en la resolución RRG-170-2014 y los argumentos presentados por el recurrente fueron analizados y resueltos en la resolución RRG-381-2014, no encontrando este órgano asesor razones para apartarse de lo dispuesto en ambas resoluciones.
3. La valoración de la prueba que se hizo en la resolución RRG-170-2014 y RRG-381-2014 es conforme a los principios de verdad real y sana crítica.
4. El acto final de este procedimiento es un acto válido, por cuanto en las resoluciones RRG-170-2014 y RRG-381-2014 se encuentran presentes todos los elementos del acto administrativo.
5. Siendo que la liquidación de daños realizada en el punto II de la parte dispositiva de la Resolución RRG-170-2014 fue anulada mediante la resolución RRG-381-2014, y en su lugar se declaró en abstracto la indemnización, debe el denunciante presentar la liquidación respectiva y sus pruebas ante RECOPE quien contará con un mes para efectuar el pago que corresponda e informarlo a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

(...)”

- III.** Que de conformidad con los resultandos y los considerandos que preceden y de acuerdo al mérito de los autos, lo procedente declarar sin lugar por el fondo el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-170-2014, tal y como se dispone.
- IV.** Que en sesión 62-2014, de 16 de octubre de 2014 cuya acta fue ratificada el 23 de octubre de 2014; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 836-DAGJR-2014, de cita, acordó entre otras cosas y por unanimidad:

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 y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-170-2014.
- II.** Dar por agotada la vía administrativa.
- III.** Ordenar a Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), con cédula jurídica número 3-101-007749 resarcir a título de daños a favor del señor Germán Andrés Vásquez Ríos, portador del documento de identidad número 117000347518, el valor económico de los daños causados al vehículo placa FVM758 en el catalizador, sensor de oxígeno y bujías. La indemnización deberá ser íntegra con respecto a los daños causados, por lo cual, cuando corresponda deberá cubrir el costo de los repuestos y el costo de la mano de obra mecánica. Lo anterior en el plazo de un mes desde la firmeza de la resolución que ha de dictarse.
- IV.** Notificar a las partes.

NOTIFÍQUESE.

ARTÍCULO 15. Recurso de apelación y gestión de nulidad concomitante, interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A. (RECOPE), contra la resolución RRG-136-2014. Expediente AU-268-2012.

La Junta Directiva conoce el oficio 837-DGAJR-2014, del 14 de octubre de 2014, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emite criterio sobre el recurso de apelación y gestión de nulidad concomitante, interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-136-2014.

La señora **Melissa Gutiérrez Prendas** expone 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 a su oficio 837-DGAJR-2014, la señora **Grettel López Castro** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 18-62-2014

- I. Declarar sin lugar por el fondo el recurso de apelación y la gestión de nulidad, interpuestos por Recope contra la resolución RRG-136-2014.
- II. Dar por agotada la vía administrativa.
- III. Intimar por segunda vez a RECOPE, para que dentro del plazo máximo de 10 días, proceda a cancelar el daño ocasionado a la empresa KINERET S.A., en la suma de ₡ 1.582.768,40 (*un millón quinientos ochenta y dos mil setecientos sesenta y ocho colones con cuarenta céntimos*). Dentro del plazo establecido Recope, deberá acreditar en este expediente la realización del pago.
- IV. Notificar a las partes.
- V. Díctese la presente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 14 de setiembre de 2012, el señor Rodrigo Badilla Alfaro, en su condición de apoderado especial, de la empresa KINERET S.A., planteó queja ante la Autoridad Reguladora, contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., (*Recope*) por los daños causados al vehículo placas 671345, debido al uso del combustible con el componente Methylcyclopentadienyl Manganese Tricarbonyl (*MMT*). (Folios 1 al 21)
- II. Que el 14 de marzo de 2013, mediante el oficio 277-IE-2013, la IE realizó la valoración inicial de la queja presentada por el señor Rodrigo Badilla Alfaro contra RECOPE, en el cual se concluyó: [...] *hay mérito suficiente para iniciar el procedimiento administrativo ordinario* [...]. (Folios 74 al 76)
- III. Que el 6 de junio de 2013, mediante la resolución RRG-100-2013, el Regulador General resolvió, entre otras cosas: [...] *I. Ordenar el inicio del procedimiento administrativo contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., para investigar su posible responsabilidad y los eventuales daños causados al vehículo de Kineret S.A. producto del uso del aditivo conocido como “METHYLCYCLOPENTADIENYL, MANGANESE TRICARBONYL”, conocido por sus siglas en inglés como MMT en la gasolina* [...]. (Folios 80 al 85)
- IV. Que el 10 de setiembre de 2013, mediante la resolución ROD-74-2013, el órgano director del procedimiento, realizó la formulación de cargos y el señalamiento de fecha y hora de la comparecencia oral y privada. (Folios 88-A al 100)
- V. Que el 7 de octubre de 2013, se realizó la primera parte de la comparecencia oral y privada, en la cual se recibió prueba documental. (Folios 101 al 139)

- VI. Que el 6 de noviembre de 2013, se realizó la segunda parte de la comparecencia oral y privada, en la cual se recibió prueba documental y testimonial. (Folios 141 al 258)
- VII. Que el 29 de noviembre de 2013, mediante el oficio OD-154-2013, el órgano director del procedimiento, realizó el informe de instrucción y trasladó el expediente administrativo a la Comisión de Procedimientos Administrativos en trámite, para su análisis final. (Folios 259 al 260)
- VIII. Que el 25 de marzo de 2014, mediante el oficio 115-CPAT-2014, la Comisión de Procedimientos Administrativos en Trámite, realizó el análisis final de la queja presentada por el señor Rodrigo Badilla Alfaro contra Recope. (Folios 311 al 329)
- IX. Que el 31 de marzo de 2014, mediante la resolución RRG-136-2014, el Regulador General resolvió: [...] I. *Acoger la queja planteada por el señor Rodrigo Badilla Alfaro, apoderado de KINERET S.A., contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., por daños causados a un vehículo propiedad de su representada producto del uso del aditivo “methylcyclopentadienyl, manganese tricarbonyl”, o MMT [...] II. Ordenar a la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., que cancele al señor Rodrigo Badilla Alfaro apoderado de KINERET S.A., la suma de ₡ 1 582 768,40 [...] por los daños causados a un vehículo propiedad de su representada [...].* (Folios 280 al 302)
- X. Que el 4 de abril de 2014, Recope interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio y gestión de nulidad concomitante, contra la resolución RRG-136-2014. (Folios 303 al 310)
- XI. Que el 1º de setiembre de 2014, mediante la resolución RRG-335-2014, el Regulador General, entre otras cosas, resolvió: “(...) 1) *Declarar sin lugar, el recurso de revocatoria y la gestión de nulidad interpuestas...* 2)... 3) *Intimar a RECOPE, para que dentro del plazo máximo de 10 días, proceda a cancelar el daño ocasionado a la empresa KINERET S.A., (...).*” (Folios 429 al 451)
- XII. Que el 30 de setiembre de 2014, mediante el oficio 775-DGAJR-2014 la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rindió el informe que ordena el artículo 349 de la ley 6227. (Correrá agregado a los autos)
- XIII. Que el 1º de octubre de 2014, mediante el oficio 634-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva remitió el recurso de apelación a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis. (Correrá agregado a los autos)
- XIV. Que el 14 de octubre de 2014, mediante el oficio 837-DGJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rindió criterio jurídico sobre el recurso de revocatoria y nulidad concomitante interpuesto. (Corre agregado a los autos)

CONSIDERANDO:

- I. Que en ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell, con motivo de sus vacaciones desde el 8 al 29 de octubre del 2014 inclusive, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el

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

- II. Que del oficio 837-DGAJR-2014 de la Dirección General de la Asesoría Jurídica y Regulatoria, que sirve de sustento a la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

“ (...)

II. ANÁLISIS POR LA FORMA

a) Naturaleza

El recurso interpuesto contra la resolución RRG-136-2014 es el ordinario de apelación, al que le resulta aplicable lo establecido en los artículos 342 a 352 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227).

En otro orden de ideas, con respecto a la gestión de nulidad contra la resolución RRG-136-2014, le son aplicables las disposiciones contenidas en los artículos 158 a 179 de la Ley 6227.

b) Temporalidad

El acto administrativo RRG-136-2014, que impugna el recurrente le fue notificado el 2 de abril de 2014 (folios 300 y 302). El 4 de abril de 2014, se interpuso el recurso de apelación contra dicha resolución (folios 303 al 310). Conforme los artículos 343 y 346 de la Ley 6227, el citado recurso se debe interponer dentro del plazo de 3 días a partir de la notificación del mismo, plazo que vencía el 7 de abril de 2014.

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

En cuanto a la gestión de nulidad contra la resolución RRG-136-2014, como se indicó, fue notificada dicha resolución al recurrente el 2 de abril de 2014 (folios 300 y 302) y se interpuso la gestión el 4 de abril de 2014 (folios 303 al 310). Por ello, se concluye que fue interpuesta en tiempo.

c) Legitimación

Respecto de la legitimación se tiene que Recope es parte en el procedimiento, es por ello que está legitimada para actuar *—en la forma en que lo ha hecho—* de acuerdo con lo establecido en los artículos 275 y 276 de la Ley 6227.

d) Representación

De previo a entrar a realizar el análisis de forma de la representación de Recope, debe indicarse que el recurrente fue inconsistente en el folio 103, donde se otorgó poder especial administrativo al abogado Olger Méndez Rojas, para el expediente número AU-268-2013. Sobre el particular, en virtud del principio de informalismo, éste poder especial administrativo se tendrá por otorgado, en adelante, para el expediente AU-268-2012.

Así las cosas, se aprecia a folios 103 y 104 del expediente administrativo, escrito donde consta que el señor Jorge Alberto Rojas Montero, en su condición de Gerente General con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma del recurrente, otorgó poder especial administrativo al abogado Olger Méndez Rojas, quién en tal condición interpuso las gestiones en estudio. Así entonces, la misma fue presentada por medio del representante legal debidamente acreditado.

III. SOBRE LOS ALEGATOS DEL RECURRENTE

Los argumentos del recurrente se detallan de la siguiente forma:

1. Alega que el órgano decisor expresamente aceptó que el aditivo MMT “*puede*” causar daños a los motores de los vehículos, es decir, no necesariamente el aditivo causa daño siempre, en el cien por ciento de los casos a los motores de los vehículos.
2. Indica que la responsabilidad objetiva, a la que hace referencia el órgano decisor, no opera de pleno derecho y sin necesidad de prueba.
3. Señala que la resolución impugnada, resuelve el asunto a contrapelo de los elementos de convicción que arroja la prueba evacuada, por ende, carece de motivación, razón por la cual, deviene en absolutamente nula.

III. SOBRE EL FONDO

En primer término, alega el recurrente que el órgano decisor en la resolución RRG-136-2014, expresamente aceptó que el aditivo MMT “*puede*” causar daños a los motores de los vehículos, es decir, no necesariamente el aditivo causa daño siempre, en el cien por ciento de los casos a los motores de los vehículos.

En cuanto a éste argumento, la resolución recurrida, indicó: (...) *el prestador del servicio público expresamente aceptó su responsabilidad ya que aceptó haber importado combustibles que contenían el aditivo MMT, el cual como se vio líneas atrás, según la literatura del tema, puede causar daños a los motores.* (...) -folio 291-

De igual forma, la resolución RRG-335-2014, la cual resolvió el recurso de revocatoria, indicó al respecto:

“(...) Tome nota el recurrente, que al indicarse en la resolución final que el aditivo MMT puede causar daños a los motores de los vehículos, es una afirmación que resulta consistente tanto con la literatura internacional recabada en internet, citada en la resolución recurrida, como con el oficio GG-2171-2013 a folio 147, indicándose en este último, lo siguiente: [...] Existe posibilidad de

que algunos modelos de vehículos pueden sufrir daños por el uso de gasolinas con MMT. [...]

Si bien es cierto, el hecho de que RECOPE aceptará expresamente haber importado combustibles que contenían el aditivo MMT, no quiere decir que se pudiera determinar con certeza la presencia de manganeso en los componentes del motor del vehículo y su consecuente daño. Del análisis de los autos, se observa la prueba documental aportada por la empresa KINERET S.A., consistente en un reporte del taller mecánico “Bavarian Motors CR, S.A.” a folio 8, donde se hace una descripción sobre los daños encontrados en el citado vehículo por el uso de combustible con manganeso. Resultando dicha descripción consistente y compatible con lo indicado, tanto por la literatura consultada y referida en la resolución recurrida, como con la prueba documental aportada por RECOPE. (...)”- Folio 432 y 433-

Así las cosas, se considera que la relación de causalidad fue considerada y analizada en las resoluciones que preceden y no se evidencia razón para apartarse de lo ya resuelto, por lo que no lleva razón el recurrente en cuanto a este argumento.

Como segundo punto, indica el recurrente que la responsabilidad objetiva, a la que hace referencia el órgano decisor, no opera de pleno derecho y sin necesidad de prueba. Sobre el particular, en las resoluciones que anteceden en este procedimiento, se ha expuesto ampliamente el elenco probatorio que se resguarda en el expediente, así en el Considerando III de la resolución RRG-136-2014, entre otras cosas indicó:

“(...) El reporte del taller mecánico sobre los daños encontrados en el vehículo de la empresa, representada por el señor Badilla Alfaro son consistentes con los que describe la literatura por uso de combustible con manganeso. Véase que el vehículo placa 671345 BMW X5, modelo 2007, presentaba un daño en los catalizadores los cuales tenían un color terracota y además presentaba pérdida de potencia (folio 8) lo cual se corrobora con las facturas 37821 y 36989 que constan a folios 9 y 10 en relación con el costo de la compra de los catalizadores y de los servicios mecánicos.

Tomando en cuenta lo indicado en los párrafos precedentes cabe concluir que siendo RECOPE el ente que ostenta la administración del monopolio estatal -por mandato de la Ley 7356- en la importación y distribución a granel de los combustibles, se constituye en el único responsable de que los combustibles que se distribuyan en el país estén acordes a la normativa y a las disposiciones técnicas y ello resulta ser el nexo causal necesario para responsabilizarlo por los daños que causen los combustibles importados que, como en este caso, contenía un aditivo dañino para los vehículos. [...]

En este caso el prestador del servicio público expresamente aceptó su responsabilidad ya que aceptó haber importado combustibles que contenían el aditivo MMT, el cual como se vio líneas atrás, según la literatura del tema, puede causar daños en los motores. (...)”-Folio 297-

Por otro lado, la resolución RRG-335-2014, se refirió al argumento del recurrente de la siguiente forma:

“(…)

a) **Sobre los hechos probados:** Para efectos de resolver el presente asunto, se tiene por demostrado lo siguiente:

1. Que RECOPE, en el ejercicio del monopolio para importar, refinar y distribuir petróleo crudo, combustibles derivados, asfaltos y naftas, importó y distribuyó entre el 15 de diciembre de 2011 y el 2 de agosto de 2012, en el país, dos embarques de gasolina súper que contenía “**METHYLCYCLOPENTADIENYL, MANGANESE TRICARBONYL**”, aditivo conocido por sus siglas en inglés MMT. (Prueba documental a folios 70 al 73, 105 al 111, 112 al 116, 119 al 120, 121 al 134, comparecencia a folio 139 y 258, 144 al 145, 147 al 213, oficios 1027, 1042, 1104, 1198, 1352 de CELEQ a folio 258)
 2. ...
 3. ...
 4. Que los daños que presentó el vehículo placa 671345, marca BMW X5, año 2007, se produce en ambos catalizadores. Lo que causó detrimento en el patrimonio de la empresa propietaria. (Folios 1 al 21, 70 al 73, comparecencia a folio 139 y 258, transcripción de la comparecencia a folios 264 al 266, 273 y 274)
 5. Que los daños señalados son producto del uso de combustible con MMT distribuido y comercializado por RECOPE. (Folios 1 al 21, 70 al 73, 105 al 111, 112 al 116, 117 al 118, 119 al 120, 121 al 134, comparecencia a folios 139 y 258, 144 al 145, 147 al 213, transcripción de la comparecencia a folios 264 al 266 y -oficios 1027, 1042, 1104, 1198 y 1352 de CELEQ a folio 258 y testimonio del señor Carlos Roldán Villalobos –folio 264)
- (...)” –Folios 437 y 438-

Así las cosas, del análisis detallado del expediente que se hizo en primera instancia, resulta claro que existen suficientes pruebas en el expediente para afirmar que: “*El elenco probatorio, en este caso nos lleva a concluir, que el vehículo se dañó producto del uso de combustible con MMT, en las fechas que RECOPE lo distribuyó en el país*” (Folio 444), como se indicó en la resolución que resolvió el recurso de revocatoria -RRG-335-2014-. De forma tal que a criterio de este órgano asesor, no lleva razón el recurrente en este argumento.

Como último punto, señala el recurrente que la resolución impugnada, sea la RRG-136-2014, resuelve el asunto a contrapelo de los elementos de convicción que arroja la prueba evacuada, por ende, a su criterio carece de motivación, razón por la cual, deviene en absolutamente nula.

Al respecto la resolución que resolvió el recurso de revocatoria, -RRG-335-2014-, realizó un análisis detallado sobre los elementos del acto administrativo, en lo que interesa:

“(…) De conformidad con lo dispuesto por la Ley 6227, para la validez de un acto administrativo, el mismo debe cumplir con una serie de elementos esenciales, entiéndanse como tales: motivo legítimo, contenido y fin.

Concerniente a la nulidad absoluta, debe indicarse que la resolución recurrida, es un acto administrativo, a lo sumo, relativamente nulo, por cuanto éste contiene todos los elementos, tanto formales como sustanciales (sujeto, forma, procedimiento, motivo, fin y contenido), exigidos por la Ley 6227. Ello por cuanto, analizada la misma con ocasión de este recurso, se aprecia que efectivamente este asunto merecía un mayor detalle en la motivación, que permita conocer a las partes, las razones por la cuales se consideró que existe responsabilidad de RECOPE.

Al respecto se observa que:

- a) La resolución final fue dictada por el órgano competente, es decir por el Regulador General. (Artículos 129 y 180, sujeto)*
- b) Fue emitido por escrito como corresponde. (Artículos 134 y 136, forma)*
- c) De previo a su dictado, se realizaron los trámites sustanciales y se cumplieron los requisitos establecidos en la ley. (Artículo 214 y siguientes de la Ley 6227, procedimiento)*
- d) Contiene un motivo legítimo y existente, en el cual se sustentó acoger la queja planteada por el señor Rodrigo Badilla Alfaro, en su condición de apoderado especial, de la empresa KINERET S.A. (Artículo 133, motivo)*
- e) Pese a que se establecieron en su parte considerativa, las razones que sustentaron las decisiones del órgano competente, también es cierto que pudo haberse dado mayor detalle a las partes, sobre las razones que sustentan la declaración de responsabilidad de RECOPE. Es por ello, que pese a que existió contenido, podría, a lo sumo, pensarse que el mismo se encuentra viciado. (Artículos 131, fin y 132, contenido)*

Por ello, se concluye que la resolución recurrida, es a lo sumo un acto relativamente nulo conforme lo establecido en el artículo 167 de la Ley 6227. (...)"- Folio 437-

Del análisis expuesto, queda claro que el vicio encontrado provocó una nulidad relativa que fue subsanada a cabalidad, en la resolución RRG-335-2014 en el punto “V. Análisis de la resolución recurrida”. Así las cosas, este órgano asesor recomienda confirmar lo resuelto en la resolución citada.

La inconsistencia que apuntó la resolución RRG-335-2014, en el sentido de que lo decidido pudo haberse sustentado de mejor forma, no vició el acto administrativo de nulidad absoluta como argumenta el recurrente. Ello por cuanto, la resolución que resolvió el recurso de revocatoria -RRG-335-2014-, vino a fortalecer la motivación del acto, sin que ello derivase en un cambio sustancial de lo que ya se había resuelto mediante la resolución recurrida -RRG-136-2014-.

Precisamente, la naturaleza del recurso de revocatoria es que quien emitió el acto, pueda revisarlo a la luz de las objeciones de quien se muestra inconforme con el mismo. Esa

competencia, se materializa en la posibilidad que tiene el órgano decisor de confirmar, modificar o revocar lo inicialmente decidido.

No es cierto, como indica el recurrente que lo resuelto impide la realización del fin del acto administrativo. El fin del procedimiento administrativo siempre fue la búsqueda de la verdad real. El mismo fue cumplido al dictarse la resolución recurrida.

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

V. CONCLUSIONES

Conforme lo expuesto, este órgano asesor arriba a las siguientes conclusiones:

1. Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-136-2014, resultan admisibles, por haberse interpuesto en tiempo y forma.
2. El fondo del procedimiento fue resuelto a cabalidad en la resolución RRG-136-2014 y los argumentos presentados por el recurrente fueron analizados y resueltos en la resolución RRG-335-2014, no encontrando razones para apartarse de lo dispuesto en ambas resoluciones.
3. La valoración de la prueba que se hizo en la resolución RRG-136-2014 y RRG-335-2014 es conforme a los principios de verdad real y sana crítica.
4. El acto final de este procedimiento es un acto válido, por cuanto en las resoluciones RRG-136-2014 y RRG-335-2014 se encuentran presentes todos los elementos del acto administrativo.

(...)”

III. Que de conformidad con los resultandos y los considerandos que preceden y de acuerdo al mérito de los autos, lo procedente declarar sin lugar por el fondo el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-136-2014, tal y como se dispone.

IV. Que en sesión 62-2014 del 16 de octubre de 2014, cuya acta fue ratificada el 23 de octubre de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 837-DGAJR-2014, 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 y la gestión de nulidad, interpuestos por Recope contra la resolución RRG-136-2014.
- II. Dar por agotada la vía administrativa.
- III. Intimar por segunda vez a RECOPE, para que dentro del plazo máximo de 10 días, proceda a cancelar el daño ocasionado a la empresa KINERET S.A., en la suma de ₡ 1.582.768,40 (*un millón quinientos ochenta y dos mil setecientos sesenta y ocho colones con cuarenta céntimos*). Dentro del plazo establecido Recope, deberá acreditar en este expediente la realización del pago.
- IV. Notificar a las partes.

NOTIFÍQUESE.

ARTÍCULO 16. Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A. (RECOPE), contra la resolución RRG-172-2014. Expediente AU-484-2012.

La Junta Directiva conoce el oficio 839-DGAJR-2014, del 14 de octubre de 2014, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emite criterio sobre el recurso de apelación y gestión de nulidad, interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-172-2014.

La señora **Melissa Gutiérrez Prendas** expone 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 a su oficio 839-DGAJR-2014, la señora **Grettel López Castro** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 19-62-2014

1. Declarar sin lugar por el fondo, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-172-2014.
2. Dar por agotada la vía administrativa.
3. Intimar por segunda vez a RECOPE, para que dentro del plazo máximo de 10 días, proceda a cancelar los daños ocasionados al señor Alejandro Garbanzo Solano sea la suma de ₡1.727.916,75 (*un millón setecientos veintisiete mil novecientos dieciséis colones con setenta y cinco céntimos*). Dentro del plazo establecido Recope, deberá acreditar en este expediente la realización del pago.
4. Notificar a las partes.

RESULTANDO:

- I. Que el 18 de diciembre de 2012, el señor Alejandro Garbanzo Solano, planteó queja contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., (*Recope*) por los daños

- causados a su vehículo placas BBF-808 por el componente Methylcyclopentadienyl, Manganese Tricarbonyl (*MMT*). (Folios 1 al 13)
- II.** Que el 30 de enero de 2013, el señor Alejandro Garbanzo Solano, presentó escrito para aclarar la pretensión económica establecida en el auto de citación a conciliación. (Folios 35 al 44)
- III.** Que el 16 de abril de 2013, mediante el oficio 476-IE-2013, la Intendencia de Energía (IE) realizó la valoración inicial de la queja presentada por el señor Alejandro Garbanzo Solano contra Recope, en el cual se concluyó que: [...] *hay mérito suficiente para iniciar el procedimiento administrativo ordinario [...]*. (Folios 62 al 65)
- IV.** Que el 7 de junio de 2013, mediante la resolución RRG-122-2013, el Regulador General resolvió, entre otras cosas: [...] *I. Ordenar el inicio del procedimiento administrativo contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., para investigar su posible responsabilidad y los eventuales daños causados al vehículo del señor Alejandro Garbanzo Solano producto del uso del aditivo conocido como “METHYLCYCLOPENTADIENYL, MANGANESE TRICARBONYL”, conocido por sus siglas en inglés como MMT en la gasolina [...]*. (Folios 66 al 71)
- V.** Que el 16 de setiembre de 2013, mediante la resolución ROD-80-2013, el órgano director del procedimiento, realizó la formulación de cargos y el señalamiento de fecha y hora de la comparecencia oral y privada. (Folios 73 al 84)
- VI.** Que el 14 de octubre de 2013, se realizó la comparecencia oral y privada, en la cual se recibió prueba documental y testimonial. (Folios 85 al 121)
- VII.** Que el 20 de noviembre de 2013, mediante la resolución ROD-136-2013, el órgano director del procedimiento, incorporó prueba para mejor resolver. (Folios 122 al 129)
- VIII.** Que el 17 de diciembre de 2013, mediante el oficio OD-180-2013, el órgano director del procedimiento, emitió el informe de instrucción y trasladó el expediente administrativo a la Comisión de Procedimientos Administrativos en Trámite, para su análisis final. (Folios 131 al 132)
- IX.** Que el 29 de abril de 2014, mediante el oficio 191-CPAT-2014, la Comisión de Procedimientos Administrativos en Trámite, realizó el análisis final de la queja presentada por el señor Alejandro Garbanzo Solano contra Recope. (Folios 180 al 200)
- X.** Que el 13 de mayo de 2014, mediante la resolución RRG-172-2014, el Regulador General resolvió: [...] *I. Acoger la queja planteada por el señor Alejandro Garbanzo Solano contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., por daños causados a un vehículo de su propiedad producto del uso del aditivo “methylcyclopentadienyl, manganese tricarbonyl”, o MMT [...]* *II. Ordenar a la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., que cancele al señor Alejandro Garbanzo Solano la suma de ₡ 1 727 916,75 [...]* *por los daños causados a un vehículo de su propiedad [...]*. (Folios 157 al 179)

- XI. Que el 15 de mayo de 2014, Recope interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio y gestión de nulidad concomitante, contra la resolución RRG-172-2014. (Folios 149 al 156)
- XII. El 1º de setiembre de 2014, mediante la resolución RRG-334-2014, el Regulador General declaró sin lugar el recurso de revocatoria y la gestión de nulidad interpuesto. (Folios 218 al 240)
- XIII. Que el 30 de setiembre de 2014, mediante el oficio 774-DGAJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rindió el informe que ordena el artículo 349 de la Ley 6227. (Correrá agregado a los autos)
- XIV. Que el 1º de octubre de 2014, mediante el oficio 633-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva remitió el recurso de apelación interpuesto contra la resolución RRG-172-2014 a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis. (Correrá agregado a los autos).
- XV. Que el 14 de octubre de 2014, mediante el oficio 839-DGJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rindió criterio jurídico sobre el recurso de revocatoria y nulidad concomitante interpuesto. (Corre agregado a los autos)

CONSIDERANDO:

- I. Que en ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell, con motivo de sus vacaciones desde el 8 al 29 de octubre del 2014 inclusive, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.
- II. Que del oficio 839-DGAJR-2014 de la Dirección General de la Asesoría Jurídica y Regulatoria, que sirve de sustento a la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

“ (...)”

II. ANÁLISIS POR LA FORMA

a. Naturaleza

El recurso interpuesto contra la resolución RRG-172-2014 es el ordinario de apelación, al que le resulta aplicable lo establecido en los artículos 342 al 352 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227).

En otro orden de ideas, con respecto a la gestión de nulidad interpuesta contra la resolución RRG-172-2014, le son aplicables las disposiciones contenidas en los artículos 158 al 179 de la Ley 6227.

b. Temporalidad

El acto administrativo RRG-172-2014, que impugna el recurrente le fue notificado el 14 de mayo de 2014 (folios 177 y 179). El 15 de mayo de 2014, se interpuso el recurso de apelación contra dicha resolución (folios 149 al 156). Conforme los artículos 343 y 346 de la Ley 6227, el citado recurso se debe interponer dentro del plazo de 3 días hábiles contados a partir de la notificación del mismo, plazo que vencía el 19 de mayo del 2014.

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

En cuanto a la gestión de nulidad contra la resolución RRG-172-2014, como se indicó, fue notificada dicha resolución al recurrente el 14 de mayo de 2014 (folios 177 y 179) y fue interpuesta la gestión el 15 de mayo del 2014 (folios 149 al 156). Por ello, se concluye que fue interpuesta en tiempo.

c. Legitimación

Respecto de la legitimación se tiene que Recope es parte dentro del procedimiento, es por ello que está legitimada para actuar *–en la forma en que lo ha hecho–* de acuerdo con lo establecido en los artículos 275 y 276 de la Ley 6227.

d. Representación

Se aprecia a folios 88 y 89 del expediente administrativo, escrito donde consta que el señor Jorge Alberto Rojas Montero, en su condición de Gerente General con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma del recurrente, otorgó poder especial administrativo al abogado Olger Méndez Rojas, quién en tal condición interpuso las gestiones en estudio. Así entonces, las mismas fueron presentadas por medio del representante legal debidamente acreditado.

III. SOBRE LOS ALEGATOS DEL RECURRENTE

Los argumentos del recurrente, se detallan de la siguiente forma:

1. Alega que el órgano decisor expresamente aceptó que el aditivo MMT “*puede*” causar daños a los motores de los vehículos, es decir, no necesariamente el aditivo causa daño siempre, en el cien por ciento de los casos, a los motores de los vehículos.
2. Indica que la responsabilidad objetiva, a la que hace referencia el órgano decisor, no opera de pleno derecho y sin necesidad de prueba.

3. Señala que la resolución impugnada, resuelve el asunto a contrapelo de los elementos de convicción que arroja la prueba evacuada, por ende, carece de motivación, razón por la cual, deviene en absolutamente nula.

IV. SOBRE EL FONDO

En primer término, alega el recurrente que el órgano decisor en la resolución RRG-172-2014, expresamente aceptó que el aditivo MMT “*puede*” causar daños a los motores de los vehículos, es decir, no necesariamente el aditivo causa daño siempre, en el cien por ciento de los casos, a los motores de los vehículos.

En cuanto a éste argumento, la resolución recurrida, indicó: (...) *el prestador del servicio público expresamente aceptó su responsabilidad ya que ha aceptado que importó combustibles que contenían el aditivo MMT, el cual puede causar daños a los motores de los vehículos (...)-folio 168-*.

De igual forma, la resolución RRG-334-2014, la cual resolvió el recurso de revocatoria, indicó al respecto:

“(...) Tome nota el recurrente, que al indicarse en la resolución final que el aditivo MMT puede causar daños a los motores de los vehículos, es una afirmación que resulta consistente tanto con la literatura internacional recabada en internet, citada en la resolución recurrida, como con el oficio GG-2171-2013 a folio 97, indicándose en este último, lo siguiente: [...] Existe posibilidad de que algunos modelos de vehículos pueden sufrir daños por el uso de gasolinas con MMT. [...]

Si bien es cierto, el hecho de que RECOPE aceptará expresamente haber importado combustibles que contenían el aditivo MMT, no quiere decir que se pudiera determinar con certeza la presencia de manganeso en los componentes del motor del vehículo y su consecuente daño. Del análisis de los autos, se observa la prueba aportada por el señor Alejandro Garbanzo Solano consistente en un reporte del taller mecánico “Motor Sport Tuning”, a folio 9, donde se hace una descripción sobre los daños encontrados en el citado vehículo por el uso de combustible con manganeso. Resultando dicha descripción consistente y compatible con lo indicado, tanto por la literatura consultada y referida en la resolución recurrida, como con la prueba documental aportada por RECOPE. (...)- Folio 221-

Así las cosas, se considera que la relación de causalidad fue considerada y analizada en las resoluciones que preceden y no se evidencia razón para apartarse de lo ya resuelto, por lo que no lleva razón el recurrente, en cuanto a este argumento.

Como segundo punto, indica el recurrente que la responsabilidad objetiva, a la que hace referencia el órgano decisor, no opera de pleno derecho y sin necesidad de prueba. Sobre el particular, en las resoluciones que anteceden en este procedimiento, se ha expuesto ampliamente el elenco probatorio que se resguarda en el expediente, así en el Considerando III de la resolución RRG-172-2014, entre otras cosas indicó:

“(…) El reporte del taller mecánico sobre los daños encontrados en el vehículo de la empresa representada (Sic) por el señor Garbanzo Solano son consistentes con los que describe la literatura por uso de combustible con manganeso. Véase que el vehículo placa BBF-808 Suzuki Forenza, modelo 2006, presentaba pérdida de potencia y tenía un daño en los catalizadores, en las bujías y en los sensores de oxígeno (folio 9) lo cual se corrobora con las facturas 400899568 y 0289 que constan a folios 10 y 36 en relación con el costo de la compra de repuestos y de servicios mecánicos. (...)”

Tomando en cuenta lo indicado en los párrafos precedentes cabe concluir que siendo RECOPE el ente que ostenta la administración del monopolio estatal -por mandato de la Ley 7356- en la importación y distribución a granel de los combustibles, se constituye en el único responsable de que los combustibles que se distribuyan en el país estén acordes a la normativa y a las disposiciones técnicas y ello resulta ser el nexo causal necesario para responsabilizarlo por los daños que causen los combustibles importados que, como en este caso, contenía un aditivo dañino para los vehículos. [...]

En este caso el prestador del servicio público expresamente aceptó su responsabilidad ya que aceptó haber importado combustibles que contenían el aditivo MMT, el cual como se vio líneas atrás, según la literatura del tema, puede causar daños en los motores. (...)” –Folio 174-

Por otro lado, la resolución RRG-334-2014, se refirió al argumento del recurrente de la siguiente forma:

“(…)”

a. **Sobre los hechos probados:** Para efectos de resolver el presente asunto, se tiene por demostrado lo siguiente:

1. Que RECOPE, en el ejercicio del monopolio para importar, refinar y distribuir petróleo crudo, combustibles derivados, asfaltos y naftas, importó y distribuyó entre el 15 de diciembre de 2011 y el 2 de agosto de 2012, en el país, dos embarques de gasolina súper que contenía “**METHYLCYCLOPENTADIENYL, MANGANESE TRICARBONYL**”, aditivo conocido por sus siglas en inglés MMT. (Prueba documental a folios 14 al 15, 16 al 17, 90 al 94, 97 al 99, 100 al 112, 114 al 120, comparecencia a folio 121, oficios: 1027, 1042, 1104, 1198 y 1352 de CELEQ a folio 121)
2. ...
3. ...
4. Que el daño que presentó el vehículo placas BBF808, marca Suzuki, estilo Forenza, año 2006, son los sensores de oxígeno banco 1 y banco 2, 4 bujías y el catalizador. Lo que causó detrimento en el patrimonio de su propietario. (Folios 1 al 13, 35 al 36, comparecencia a folio 121, transcripción de la comparecencia a folios 138, 139, 144, 145 y 146)

5. *Que los daños señalados son producto del uso de combustible con MMT distribuido y comercializado por RECOPE. (Folios 1 al 13, 35 al 36, 90 al 94, 97 al 99, 100 al 112, 114 al 120, comparecencia a folio 121, oficios 1027, 1042, 1104, 1198 y 1352 de CELEQ a folio 121 y testimonio del señor Vidal Astúa Retana)*

(...)” –Folios 224 y 225-

Así las cosas, del análisis detallado del expediente que se hizo en primera instancia, resulta claro que existen suficientes pruebas en el expediente para afirmar que: *“El elenco probatorio, en este caso nos lleva a concluir, que el vehículo se dañó producto del uso de combustible con MMT, en las fechas que RECOPE lo distribuyó en el país”* (folio 232), como se indicó en la resolución que resolvió el recurso de revocatoria -RRG-334-2014-. De forma tal que a criterio de este órgano asesor, no lleva razón el recurrente en este argumento.

Como último punto, señala el recurrente que la resolución impugnada, sea la RRG-172-2014, resuelve el asunto a contrapelo de los elementos de convicción que arroja la prueba evacuada, por ende, a su criterio carece de motivación, razón por la cual, deviene en absolutamente nula.

Al respecto, la resolución que resolvió el recurso de revocatoria, -RRG-334-2014-, realizó un análisis detallado sobre los elementos del acto administrativo, en lo que interesa:

“(…) Que de conformidad con lo dispuesto por la Ley 6227, para la validez de un acto administrativo, el mismo debe cumplir con una serie de elementos esenciales, entiéndanse como tales: motivo legítimo, contenido y fin.

Concerniente a la nulidad absoluta, debe indicarse que la resolución recurrida, es un acto administrativo, a lo sumo, relativamente nulo, por cuanto éste contiene todos los elementos, tanto formales como sustanciales (sujeto, forma, procedimiento, motivo, fin y contenido), exigidos por la Ley 6227. Ello por cuanto, analizada la misma con ocasión de este recurso, se aprecia que efectivamente este asunto merecía un mayor detalle en la motivación, que permita conocer a las partes, las razones por la cuales se consideró que existe responsabilidad de RECOPE.

Al respecto se observa que:

- a. *La resolución final fue dictada por el órgano competente, es decir por el Regulador General. (Artículos 129 y 180, sujeto)*
- b. *Fue emitido por escrito como corresponde. (Artículos 134 y 136, forma)*
- c. *De previo a su dictado, se realizaron los trámites sustanciales y se cumplieron los requisitos establecidos en la ley. (Artículo 214 y siguientes de la Ley 6227, procedimiento)*
- d. *Contiene un motivo legítimo y existente, en el cual se sustentó acoger la queja planteada por el señor Alejandro Garbanzo Solano. (Artículo 133, motivo)*
- e. *Pese a que se establecieron en su parte considerativa, las razones que sustentaron las decisiones del órgano competente, también es cierto que*

pudo haberse dado mayor detalle a las partes, sobre las razones que sustentan la declaración de responsabilidad de RECOPE. Es por ello, que pese a que existió contenido, podría, a lo sumo, pensarse que el mismo se encuentra viciado. (Artículos 131, fin y 132, contenido)

Por ello, se concluye que la resolución recurrida, es a lo sumo, un acto relativamente nulo conforme lo establecido en el artículo 167 de la Ley 6227. (...)”- Folios 223 y 224-

Del análisis expuesto, queda claro que la inconsistencia señalada en la resolución RRG-334-2014 fue subsanada a cabalidad en dicha resolución en el punto “V. *Análisis de la resolución recurrida*”. Así las cosas, este órgano asesor recomienda confirmar lo resuelto en la resolución citada.

La inconsistencia que apuntó la resolución RRG-334-2014, en el sentido de que lo decidido pudo haberse sustentado de mejor forma, no vició el acto administrativo de nulidad absoluta como argumenta el recurrente. Ello por cuanto, la resolución que resolvió el recurso de revocatoria -RRG-334-2014-, vino a fortalecer la motivación del acto, sin que ello derivase en un cambio sustancial de lo que ya se había resuelto mediante la resolución recurrida -RRG-172-2014-.

Precisamente, la naturaleza del recurso de revocatoria es que quien emitió el acto, pueda revisarlo a la luz de las objeciones de quien se muestra inconforme con el mismo. Esa competencia, se materializa en la posibilidad que tiene el órgano decisor de confirmar, modificar o revocar lo inicialmente decidido.

No es cierto, como indica el recurrente que lo resuelto impide la realización del fin del acto administrativo. El fin del procedimiento administrativo siempre fue la búsqueda de la verdad real. El mismo fue cumplido al dictarse la resolución recurrida.

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

V. CONCLUSIONES

Conforme lo expuesto, este órgano asesor arriba a las siguientes conclusiones:

1. Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-172-2014, resultan admisibles, por haberse interpuesto en tiempo y forma.
2. El fondo del procedimiento fue resuelto a cabalidad en la resolución RRG-172-2014 y los argumentos presentados por el recurrente fueron analizados y resueltos en la resolución RRG-334-2014, no encontrando este órgano asesor, razones para apartarse de lo dispuesto en ambas resoluciones.
3. La valoración de la prueba que se hizo en las resoluciones RRG-172-2014 y RRG-334-2014, es conforme a los principios de verdad real y sana crítica.
4. El acto final de este procedimiento es un acto válido, por cuanto en las resoluciones RRG-172-2014 y RRG-334-2014 se encuentran presentes todos los elementos del acto administrativo.

(...)”

- III.** Que de conformidad con los resultandos y los considerandos que preceden y de acuerdo al mérito de los autos, lo procedente declarar sin lugar por el fondo el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-172-2014, tal y como se dispone.
- IV.** Que en sesión 62-2014 del 16 de octubre de 2014, cuya acta fue ratificada el 23 de octubre de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 839-DGAJR-2014, 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 SERVICIOS PÚBLICOS**

RESUELVE:

- I.** Declarar sin lugar por el fondo, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-172-2014.
- II.** Dar por agotada la vía administrativa.
- III.** Intimar por segunda vez a RECOPE, para que dentro del plazo máximo de 10 días, proceda a cancelar los daños ocasionados al señor Alejandro Garbanzo Solano sea la suma de ₡1.727.916,75 (*un millón setecientos veintisiete mil novecientos dieciséis colones con setenta y cinco céntimos*). Dentro del plazo establecido Recope, deberá acreditar en este expediente la realización del pago.
- IV.** Notificar a las partes.

NOTIFÍQUESE.

ARTÍCULO 17. Recurso de apelación y gestión de nulidad concomitante, interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A. (RECOPE), contra la resolución RRG-038-2014. Expediente AU-028-2013.

La Junta Directiva conoce el oficio 838-DGAJR-2014, del 14 de octubre de 2014, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emite criterio sobre el recurso de apelación y gestión de nulidad concomitante, interpuestos por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contra la resolución RRG-038-2014.

La señora **Melissa Gutiérrez Prendas** expone 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 a su oficio 838-DGAJR-2014, la señora **Grettel López Castro** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 20-62-2014

1. Rechazar en todos sus extremos por inadmisibles, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestas por Recope, contra la resolución RRG-038-2014, por no haberse acreditado la representación.
2. Intimar a Recope, para que dentro del plazo máximo de 10 días, proceda a cancelar los daños ocasionados al señor Randall Alvarado Montero, en la suma de ₡1.270.214,92 (un millón doscientos setenta mil doscientos catorce colones con noventa y dos céntimos). Dentro del plazo establecido Recope, deberá acreditar en este expediente la realización del pago.
3. Dar por agotada la vía administrativa.
4. Notificar a las partes.
5. Remitir el expediente a la Dirección de Finanzas, para que realice la segunda intimación de pago, a favor del señor Randall Alvarado Montero.
6. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 18 de enero de 2013, el señor Randall Alvarado Montero, planteó queja ante la Autoridad Reguladora, contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., (*Recope*) por los daños causados al vehículo placa 668255, debido al uso del combustible con el componente Methylcyclopentadienyl Manganese Tricarbonyl (*MMT*). (Folios 1 al 15)
- II. Que el 8 de abril de 2013, mediante el oficio 409-IE-2013, la IE realizó la valoración inicial de la queja presentada por el señor Randall Alvarado Montero contra RECOPE, en el cual se concluyó que: [...] hay mérito suficiente para iniciar el procedimiento administrativo ordinario [...]. (Folios 44 al 46)
- III. Que el 7 de junio de 2013, mediante la resolución RRG-119-2013, el Regulador General resolvió, entre otras cosas: [...] Ordenar el inicio del procedimiento administrativo contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., para investigar su posible responsabilidad y los eventuales daños causados al vehículo del señor Randall Alvarado Montero, producto del uso del aditivo conocido como “METHYLCYCLOPENTADIENYL, MANGANESE TRICARBONYL”, conocido por sus siglas en inglés como MMT en la gasolina [...]. (Folios 49 al 54)
- IV. Que el 19 de setiembre de 2013, mediante la resolución ROD-100-2013, el órgano director del procedimiento, realizó la formulación de cargos y el señalamiento de fecha y hora de la comparecencia oral y privada. (Folios 56 al 67)
- V. Que el 24 de octubre de 2013, el señor Randall Alvarado Montero, presentó por escrito sus manifestaciones relacionadas con la resolución ROD-100-2013. (Folio 78)

- VI.** Que el 28 de octubre de 2013, se realizó la comparecencia oral y privada, en la cual se recibió prueba documental y testimonial. (Folios 79 al 82)
- VII.** Que el 21 de noviembre de 2013, mediante el oficio OD-139-2013, el órgano director del procedimiento, emitió el informe de instrucción y trasladó el expediente administrativo a la Comisión de Procedimientos Administrativos en trámite, para su análisis final. (Folios 84 al 85)
- VIII.** Que el 29 de enero de 2014, mediante el oficio 041-CPAT-2014, la Comisión de Procedimientos Administrativos en Trámite, realizó el análisis final de la queja presentada por el señor Randall Alvarado Montero contra Recope. (Folios 96 al 112)
- IX.** Que el 30 de enero de 2014, mediante la resolución RRG-038-2014, el Regulador General resolvió: [...] I. Acoger la queja planteada por el señor Randall Alvarado Montero, contra la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., por daños causados a un vehículo de su propiedad, producto del uso del aditivo “methylcyclopentadienyl, manganese tricarbonyl”, o MMT [...] II. Ordenar a la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., que cancele al señor Randall Alvarado Montero, la suma de ₡ 1 270 214,92 [...] por los daños causados a un vehículo de su propiedad. [...] (Folios 121 al 139)
- X.** Que el 5 de febrero de 2014, Recope interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio y gestión de nulidad concomitante, contra la resolución RRG-038-2014. (Folios 113 al 120)
- XI.** Que el 12 de setiembre de 2014, mediante la resolución RRG-386-2014, el Regulador General resolvió: “1) Rechazar en todos sus extremos por inadmisibles, el recurso de revocatoria y la gestión de nulidad interpuestas por RECOPE...”. (Folios 150 al 156)
- XII.** Que el 2 de octubre de 2014, mediante el oficio 785-DGAJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Reguladora rindió el informe que ordena el artículo 349 de la Ley 6227. (Correrá agregado a los autos)
- XIII.** Que el 2 de octubre de 2014, mediante el oficio 647-SJD-2014, la Junta Directiva remitió para su análisis el recurso de apelación contra la resolución RRG-038-2014. (Correrá agregado a los autos)
- XIV.** Que el 14 de octubre de 2014, mediante el oficio 838-DGJR-2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rindió criterio jurídico sobre el recurso de revocatoria y nulidad concomitante interpuesto. (Corre agregado a los autos)

CONSIDERANDO:

- I.** Que en ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell, con motivo de sus vacaciones desde el 8 al 29 de octubre del 2014 inclusive, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó

ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.

- II. Que del oficio 838-DGAJR-2014 de la Dirección General de la Asesoría Jurídica y Regulatoria, que sirve de sustento a la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

“ (...)

II. ANÁLISIS POR LA FORMA

a. Naturaleza

El recurso interpuesto contra la resolución RRG-038-2014 es el ordinario de apelación, al que le resulta aplicable lo establecido en los artículos 342 a 352 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227).

En otro orden de ideas, con respecto a la gestión de nulidad interpuesta contra la resolución RRG-038-2014, le son aplicables las disposiciones contenidas en los artículos 158 a 179 de la Ley 6227.

b. Temporalidad

El acto administrativo RRG-038-2014, que impugna el recurrente le fue notificado el 31 de enero de 2014 (folios 137 y 139). El 5 de febrero de 2014, se interpuso el recurso de apelación contra dicha resolución (folios 113 al 120). Conforme los artículos 343 y 346 de la Ley 6227, el citado recurso se debe de interponer dentro del plazo de 3 días hábiles contados a partir de la notificación del mismo, plazo que vencía el 5 de febrero de 2014.

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

En cuanto a la gestión de nulidad contra la resolución RRG-038-2014, como se indicó, la resolución fue notificada al recurrente el 5 de febrero de 2014 (folios 137 y 139) y se interpuso la gestión el 5 de febrero de 2014 (folios 113 al 120). Por ello, se concluye que fue interpuesta en tiempo.

c. Legitimación

Respecto de la legitimación se tiene que RECOPE es parte dentro del procedimiento, es por ello que está legitimada para actuar *—en la forma en que lo ha hecho—* de acuerdo con lo establecido en los artículos 275 y 276 de la Ley 6227.

d. Representación

De conformidad con los artículos 282 incisos 1) y 2), 229, 283 y 293 de la Ley 6227, en complemento con lo establecido en los artículos 102 y 103 del Código Procesal Civil y el artículo 182 del Código de Comercio, no consta dentro del expediente administrativo AU-028-2013, ni en el propio escrito recursivo en análisis, documento autenticado, certificación notarial o registral en donde se acreditara que el Licenciado Olger Méndez Rojas, fuera el apoderado especial administrativo de Recope y que su nombramiento se encontrara vigente a la fecha de presentación del citado recurso, por lo que, a falta de prueba idónea de la cual se pudiera verificar o inferir dicha condición, resulta inadmisibile que la citada persona pueda actuar en nombre y representación de dicha empresa.

Pese a que ello, ya había sido indicado desde el 12 de setiembre de 2014, en la resolución RRG-386-2014, no se observa que esta inconsistencia fuese subsanada por la recurrente, a efectos de conocer las gestiones en análisis.

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

I. CONCLUSIONES

Sobre la base de lo expuesto anteriormente, tenemos que:

1. Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestas contra la resolución RRG-038-2014, resultan inadmisibles, por falta de representación.
2. No obstante lo anterior, del análisis de los argumentos planteados por el recurrente, este órgano asesor no encuentra razones para modificar el acto recurrido.

(...)”

III. Que de conformidad con los resultandos y los considerandos que preceden y de acuerdo al mérito de los autos, lo procedente declarar sin lugar por el fondo el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Recope contra la resolución RRG-038-2014, tal y como se dispone.

IV. Que en sesión 62-2014, de 16 de octubre de 2014, cuya acta fue ratificada el 23 de octubre de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 838-DGAJR-2014, 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. Rechazar en todos sus extremos por inadmisibles el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestas por Recope, contra la resolución RRG-038-2014, por no haberse acreditado la representación.
- II. Intimar a Recope, para que dentro del plazo máximo de 10 días, proceda a cancelar los daños ocasionados al señor Randall Alvarado Montero, en la suma de ₡1.270.214,92 (un millón doscientos setenta mil doscientos catorce colones con noventa y dos céntimos). Dentro del plazo establecido Recope, deberá acreditar en este expediente la realización del pago.
- III. Dar por agotada la vía administrativa.
- IV. Notificar a las partes.
- V. Remitir el expediente a la Dirección de Finanzas, para que realice la segunda intimación de pago, a favor del señor Randall Alvarado Montero.

NOTIFÍQUESE.

Se retiran el señor Eric Chaves Gómez y la señora Melissa Gutiérrez Prendas.

ARTÍCULO 18. Asuntos informativos.

Seguidamente se dan por recibidos los asuntos indicados en la agenda, como temas de carácter informativo:

1. Respuesta de la Intendencia de Energía, a los oficios 0060-0361-2014 ICE y P-106-14 UCCAEP, en torno a la resolución RIE-063-2014 del 23 de setiembre de 2014, mediante la cual se fijaron las tarifas para el servicio de electricidad, correspondiente al IV trimestre de 2014. Oficio 1369-IE-2014 del 10 de octubre del 2014.
2. Remisión a la Intendencia de Energía de los oficios P-106-14 y P-115-14 de la UCCAEP, a efecto de que se analicen conforme a lo solicitado por la Junta Directiva en la sesión 60-2014 del 9 de octubre del 2014. Oficios 37-RG-2014 y 34-RGA-2014 ambos del 10 de octubre del 2014.
3. Respuesta a la Unión de Costarricense de Cámaras y Asociaciones del Sector Empresarial Privado (UCCAEP), mediante el cual se le informa que el oficio P-115-14, se trasladó a la Intendencia de Energía para el análisis solicitado por la Junta Directiva en la sesión 60-2014 del 9 de octubre del 2014. Oficio 38-RG-2014 de 10 de octubre del 2014.
4. Oficio P-115-14 de la Unión de Costarricense de Cámaras y Asociaciones del Sector Empresarial Privado (UCCAEP).

A las dieciocho horas con diez minutos finaliza la sesión.

GRETTEL LÓPEZ CASTRO
Presidenta de la Junta Directiva

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA
Secretario de la Junta Directiva