

ALCANCE DIGITAL N° 63

LA GACETA

Diario Oficial

Año CXXXVII

San José, Costa Rica, lunes 10 de agosto del 2015

N° 154

PODER LEGISLATIVO

PROYECTOS

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

**AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

PODER LEGISLATIVO

PROYECTOS

PROYECTO DE LEY

APROBACIÓN DEL CONVENIO DE COOPERACIÓN ENTRE EL GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA Y EL GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR PARA LA PROTECCIÓN, CONSERVACIÓN, RECUPERACIÓN Y RESTITUCIÓN DE BIENES DEL PATRIMONIO CULTURAL, QUE HAYAN SIDO MATERIA DE ROBO, HURTO, SAQUEO, TRANSPORTE, TRÁFICO Y/O COMERCIALIZACIÓN ILÍCITOS

Expediente N.º 19.615

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

Los Estados Contratantes, animados del propósito de estrechar aún más los lazos culturales, suscribieron el presente Convenio de Cooperación, en San José, Costa Rica, el 23 de enero de 2014, firmó por nuestro país, el señor Enrique Castillo Barrantes, a la sazón ministro de Relaciones Exteriores y Culto.

El Convenio en examen, aborda el grave perjuicio que representa para ambos países el robo, hurto, saqueo, transporte, tráfico y/o comercialización ilícita de bienes pertenecientes a su patrimonio cultural.

Cabe mencionar, que este Convenio tiene como objetivo establecer las bases y procedimientos para la cooperación en materia de protección, conservación, recuperación y restitución de los bienes arqueológicos, artísticos, históricos y culturales, que hayan sido objeto de robo, hurto, saqueo, transporte, tráfico o comercialización ilícita en sus territorios, así como también regula la reciprocidad entre los dos países para la asistencia judicial para la investigación, enjuiciamiento y sanción de los responsables de estos delitos.

Igualmente, cabe indicar que el ámbito de aplicación de este instrumento jurídico es todas y cada una de las categorías de bienes del patrimonio cultural reconocidas por las normas internas de cada Estado Parte.

Los Estados Partes para asegurar la debida cooperación, en lo referente a la ejecución del objetivo de este instrumento jurídico, designan como autoridades centrales, al Ministerio de Cultura y Juventud, por la República de Costa Rica y al Instituto Nacional de Patrimonio Cultural, por la República del Ecuador.

Asimismo, en este Convenio se regulan los compromisos de las Partes en esta materia, lo concerniente al intercambio de información, la devolución de bienes, los gastos de recuperación y de restitución de bienes, entre otros aspectos indispensables para asegurar su debida aplicación.

También se contempla exención de tributos al comercio exterior y otros gravámenes aduaneros, sean de carácter fiscal, monetario o de otra naturaleza durante el proceso de recuperación y devolución de los bienes, hacia el país de origen, en aplicación de lo dispuesto en el presente Convenio.

Finalmente, cabe mencionar que este Convenio recoge los principios inspiradores de importantes instrumentos jurídicos multilaterales en esta materia, en los cuales ambos Estados son Partes, tales como la Convención de la Unesco de 1970, sobre las medidas que deben Adoptarse para Prohibir e Impedir la Importación, Exportación y Transferencia Ilícitas de Bienes Culturales, la Convención de la Unesco sobre la Protección del Patrimonio Mundial Cultural y Natural de 1972 y la Convención de San Salvador sobre Defensa del Patrimonio Arqueológico, Histórico y Artístico de las Naciones Americanas, de 1976.

En virtud de lo anterior, sometemos a conocimiento de la Asamblea Legislativa el proyecto de ley adjunto, referido a la **“Aprobación del Convenio de Cooperación entre el Gobierno de la República de Costa Rica y el Gobierno de la República del Ecuador para la Protección, Conservación, Recuperación y Restitución de Bienes del Patrimonio Cultural, que hayan sido materia de Robo, Hurto, Saqueo, Transporte, Tráfico y/o Comercialización Ilícitos”**, para su respectiva aprobación legislativa.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**APROBACIÓN DEL CONVENIO DE COOPERACIÓN ENTRE EL GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE COSTA RICA Y EL GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR
PARA LA PROTECCIÓN, CONSERVACIÓN, RECUPERACIÓN Y RESTITUCIÓN
DE BIENES DEL PATRIMONIO CULTURAL, QUE HAYAN SIDO MATERIA
DE ROBO, HURTO, SAQUEO, TRANSPORTE, TRÁFICO
Y/O COMERCIALIZACIÓN ILÍCITOS**

ARTÍCULO ÚNICO.- Apruébese en cada una de sus partes el “**Convenio de Cooperación entre el Gobierno de la República de Costa Rica y el Gobierno de la República del Ecuador para la Protección, Conservación, Recuperación y Restitución de Bienes del Patrimonio Cultural, que hayan sido materia de Robo, Hurto, Saqueo, Transporte, Tráfico y/o Comercialización Ilícitos**”, suscrito en San José, Costa Rica, el veintitrés de enero del dos mil catorce, cuyo texto es el siguiente:

**“CONVENIO DE COOPERACIÓN ENTRE EL GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE
COSTA RICA Y EL GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR PARA LA
PROTECCIÓN, CONSERVACIÓN, RECUPERACIÓN Y RESTITUCIÓN
DE BIENES DEL PATRIMONIO CULTURAL, QUE HAYAN SIDO
MATERIA DE ROBO, HURTO, SAQUEO, TRANSPORTE,
TRÁFICO Y/O COMERCIALIZACIÓN ILÍCITOS**

El Gobierno de la República de Costa Rica y el Gobierno de la República del Ecuador, en adelante denominado “los Estados Partes”,

CONSIDERANDO:

Que los bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales, son la expresión de la riqueza de los pueblos y que su protección, conservación, recuperación, restitución y combate al robo, hurto, saqueo, transporte, tráfico o comercialización ilícitos, son tareas prioritarias de las Partes;

Que la colaboración entre los Estados Partes, para devolver los bienes culturales que hayan sido robados, hurtados, saqueados, transportados, traficados o comercializados ilícitamente, constituye una manera efectiva de proteger y reconocer el derecho de cada país como propietario original de tales bienes, así como una importante contribución a la protección y preservación de su patrimonio cultural;

Que es necesario el establecimiento de normas comunes para la restitución y devolución de dichos bienes patrimoniales culturales;

Que el carácter único y distintivo de los bienes patrimoniales culturales de cada país debe ser protegido y preservado;

RECONOCIENDO que el patrimonio arqueológico, artístico, histórico y cultural de cada país es único y no debe ser objeto de robo, hurto, saqueo, transporte, tráfico y/o comercialización ilícitos;

CONSCIENTES del grave perjuicio que representa para ambos Estados Partes el robo, hurto, saqueo, transporte, tráfico y/o comercialización ilícitos de bienes pertenecientes a su patrimonio, tanto por la pérdida de estos bienes como por el daño que se infringe a sitios, zonas de monumentos y otros contenidos arqueológicos; a la flora, fauna y patrimonio paleontológico y otros lugares de interés histórico-cultural;

ANIMADOS por el deseo mutuo de estimular la protección, estudio y apreciación de los bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales.

CIERTOS de que la colaboración entre ambos Estados Partes para la recuperación de bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales, que hayan sido materia de robo, hurto, saqueo, transporte, tráfico y/o comercialización ilícitos, constituye un medio eficaz para proteger y reconocer el derecho del propietario originario de cada Estado Parte sobre sus respectivos bienes arqueológicos, artísticos, históricos y culturales.

Han convenido lo siguiente:

ARTÍCULO 1

Objetivo

El presente Convenio tiene como objetivo establecer las bases y procedimientos sobre los cuales los Estados Partes cooperarán en materia de protección, conservación, recuperación y restitución de los bienes arqueológicos, artísticos, históricos y culturales, que hayan sido materia de robo, hurto, saqueo, transporte, tráfico o comercialización ilícita en sus territorios, así como también regula la reciprocidad entre los dos países para la asistencia judicial para la investigación, enjuiciamiento y sanción de los responsables de estos delitos.

ARTÍCULO 2

Aplicación

El presente Convenio es aplicable a todas y cada una de las categorías de bienes del patrimonio cultural reconocidos por las normas internas de cada Estado Parte.

ARTÍCULO 3 Autoridades Centrales

Para asegurar la debida cooperación entre los Estados Partes en lo concerniente al objetivo del presente Convenio, los Estados Partes designan como Autoridades Centrales:

Por la República de Costa Rica, el Ministerio de Cultura y Juventud.

Por la República del Ecuador, el Instituto Nacional de Patrimonio Cultural.

En caso de sustitución de la institución designada por cada Estado Parte, bastará la notificación escrita al Estado Parte respectivo, sin necesidad de cumplimiento de ningún otro requisito.

ARTÍCULO 4 Compromisos de las Partes

Los Estados Partes se comprometen conjuntamente a:

- a) Combatir y a procurar *impedir*, por todos los medios apropiados, el ingreso a su territorio de los bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales, que no hayan cumplido con las formalidades de importación o de exportación legalmente establecidas en cada país.
- b) Colaborar en la adopción de medidas preventivas, correctivas y coercitivas para combatir las prácticas ilegales, relacionadas con el robo, hurto, el saqueo, así como el transporte, tráfico o comercialización ilícitos de los bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales, de conformidad con la legislación interna de cada Estado Parte.
- c) Mejorar la protección de su patrimonio cultural y lograr la participación en estos esfuerzos de los encargados de investigar, enjuiciar y sentenciar a los responsables en casos de delitos contra el patrimonio cultural que faciliten la restitución de bienes del patrimonio cultural;
- d) Incorporar en sus acciones la penalización del tráfico ilícito de bienes patrimoniales culturales para combatir la oferta y demanda de éstos, así como del crimen organizado.
- e) Asistirse mutuamente por medio del intercambio de los resultados de sus experiencias en las materias a que se refiere el presente convenio.
- f) Facilitar la asistencia administrativa y/o judicial recíproca en la prevención del robo, hurto, saqueo, transporte, tráfico o comercialización ilícitos de bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales;

- g)** Favorecer el intercambio de especialistas y realizar cursos que tengan por objeto la prevención y control del tráfico ilícito de bienes patrimoniales culturales;
- h)** Establecer normas jurídicas, éticas y técnicas, así como promover el intercambio de conocimientos, con el propósito de que arqueólogos, restauradores, curadores, anticuarios, biólogos, ecólogos; y, otros especialistas vinculados con el manejo de bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales, cuenten con elementos necesarios para prevenir el robo, hurto, saqueo, transporte, tráfico o comercialización ilícitos de los mismos;
- i)** Promover el intercambio de conocimientos y experiencias exitosas sobre las innovaciones tecnológicas en materia de seguridad, con el fin de fortalecer la protección de los bienes arqueológicos, artísticos, históricos y culturales;
- j)** Estimular el descubrimiento, excavación, preservación y estudio de sitios y materiales arqueológicos por científicos y estudiosos calificados de ambos Estados Partes;
- k)** Impedir las excavaciones no autorizadas de sitios arqueológicos, el robo, o hurto de bienes patrimoniales arqueológicos, históricos o culturales;
- l)** Facilitar la circulación y exhibición lícita en ambos Estados Partes, de bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales; a fin de acrecentar el entendimiento y apreciación de su herencia artística y cultural;
- m)** Difundir entre sus respectivas autoridades aduaneras y policiales de puertos, aeropuertos y fronteras, la información relativa a los bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos, culturales y otros específicos que hayan sido materia de robo, hurto, saqueo, transporte, tráfico o comercialización ilícitos, con el fin de facilitar su identificación y la aplicación de las medidas cautelares y coercitivas establecidas en sus respectivas legislaciones, así como para la correspondiente devolución de los bienes a la Parte Requirente.
- n)** Los Estados Partes difundirán entre coleccionistas y vendedores de antigüedades, que la venta y adquisición de bienes culturales obtenidos ilícitamente, podrían acarrearles responsabilidades penales.
- o)** Intercambiar experiencias y apoyar, mediante asistencia técnica, investigaciones sobre valoración integral del patrimonio genético, la bioprospección y la adopción de estrategias para el combate a la biopiratería;

- p) Promover el intercambio de experiencias en materia de protección y valoración de conocimientos tradicionales, en el marco de los convenios internacionales reconocidos por los Estados Partes;
- q) Tomar todas las medidas necesarias, conforme a su legislación nacional, para impedir la adquisición y comercialización de bienes arqueológicos, artísticos, históricos y culturales procedentes de alguno de los Estados Partes, por personas naturales y/o jurídicas situados en su territorio, respecto de aquellos bienes que se presuman que han sido obtenidos ilícitamente desde el territorio del otro Estado Parte;
- r) Documentar, dar seguimiento y publicidad de los casos de robo, hurto, saqueo, y delitos contra el patrimonio cultural, así como identificar las redes que operan este ilícito y notificarlos con prontitud a las autoridades nacionales e internacionales a fin de proseguir con las acciones legales correspondientes para evitar su impunidad;
- s) Favorecer el intercambio de experiencias en la lucha contra el tráfico ilícito de bienes arqueológicos, artísticos, históricos y culturales, a través de medios electrónicos y alentar el establecimiento de vínculos de cooperación en materia de rescate, restauración, protección, conservación, catalogación, difusión y legislación de estos bienes patrimoniales culturales.
- t) Apoyar, desde sus experiencias, la inclusión dentro de los programas de los diferentes niveles educativos de ambos Estados Partes, el valor consustancial de los bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales, así como el peligro que el robo, hurto, las excavaciones clandestinas y las extracciones ilícitas representan para el patrimonio;
- u) Procurar la defensa internacional en forma conjunta en casos en que existan bienes patrimoniales que se encuentren fuera del país de origen y que sean de propiedad de los Estados Parte suscriptores de este Convenio; para lo cual se realizarán las gestiones correspondientes en forma directa entre las instituciones designadas para el efecto;
- v) Velar para que la restitución de bienes patrimoniales robados, hurtados, saqueados, transportados, traficados o comercializados ilícitamente se realice en el menor plazo posible y en las mejores condiciones, en aplicación de las disposiciones establecidas en este Convenio y otros instrumentos afines.
- w) Velar porque los bienes patrimoniales a ser restituidos o devueltos sean protegidos conforme a las normas vigentes internas, estén accesibles al público, puestos a disposición para fines de investigación y de exposición en el territorio del otro Estado Parte; y

- x) Cualesquier colaboración que los Estados Partes acuerden.

ARTÍCULO 5

Intercambio de información

Para los fines del presente Convenio, los Estados Partes intercambiarán información actualizada y oportuna sobre los siguientes temas, en tanto lo permita su normativa interna:

- a) Leyes, reglamentos y demás normas aplicables en cada Estado Parte en materia de protección, conservación, recuperación y restitución de los bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales, especialmente en la prevención del robo, hurto, saqueo, transporte, tráfico o comercialización ilícitos de estos bienes, así como sobre políticas y medidas conexas adoptadas y elaboradas por las autoridades administrativas;
- b) Evaluación, registro y base de datos de los bienes del patrimonio arqueológico, artístico, histórico y cultural, cuya exportación está prohibida en la legislación interna de los Estados Partes;
- c) Emisión de licencias o permisos de exportación de bienes artísticos, históricos y culturales otorgados de conformidad con lo establecido por la legislación vigente de cada uno de los Estados Partes;
- d) Sistema de supervisión de la importación de bienes patrimoniales;
- e) Organizaciones de protección y conservación de bienes del patrimonio arqueológico, artístico, histórico y cultural, en cada uno de los Estados Partes;
- f) Base de datos sobre bienes patrimoniales desaparecidos, robados, hurtados, saqueados, transportados, traficados o comercializados ilícitamente;
- g) Evaluación, registro, recuperación y repatriación de bienes patrimoniales, que coadyuven a las investigaciones pertinentes para sancionar a los responsables del cometimiento de este tipo de delitos;
- h) Documentación básica acerca de las *características del enterramiento* de piezas y de los descubrimientos arqueológicos;
- i) Procedimientos básicos en cada Estado Parte para realizar la recuperación y devolución de bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos, y culturales, a sus países de origen;

- j) Nuevos métodos de iter criminis, del robo, hurto, saqueo, transporte, tráfico o comercialización ilícitos de bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales;
- k) Vigilancia del mercado nacional e internacional (incluidas las subastas por internet);
- l) Lugares de embarque y de destino, así como rutas, medios y métodos utilizados para la ocultación y el transporte a los que recurren los responsables del tráfico ilícito de bienes patrimoniales;
- m) Identidad y modus operandi de los responsables del tráfico ilícito de bienes patrimoniales;
- n) Organizaciones que presuntamente participan en excavaciones clandestinas, robo y exportación, importación y transferencia ilícitas de bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales;
- o) Información científica y tecnológica de utilidad para el cumplimiento de la ley, a fin de reforzar la capacidad respectiva de prevenir, descubrir e investigar el robo, hurto, saqueo, transporte, tráfico o comercialización ilícitos de estos bienes;
- p) Intercambios académicos, cooperación en actividades de investigación, asistencia técnica y otras medidas pertinentes para la prevención y protección de bienes patrimoniales;
- q) Eficacia de las medidas acordadas en el presente Convenio, incluidas las investigaciones emprendidas por sus respectivas autoridades en aplicación de leyes y disposiciones sobre la materia; y,
- r) Otros sobre la materia.

ARTÍCULO 6

Devolución de bienes

Cuando alguno de los Estados Partes tenga conocimiento del ingreso a su territorio de bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales, que provengan de otro Estado Parte y hayan sido materia de robo, hurto, saqueo, transporte, tráfico o comercialización ilícita, procederá a su devolución respectiva. Lo anterior, sin perjuicio de lo dispuesto en el Art. 9 del presente Convenio relativo a la exención de impuestos.

Para el retorno y recuperación de los bienes patrimoniales que han sido robados, hurtados, saqueados, transportados, traficados o comercializados ilícitamente en cualquiera de los Estados Partes, se seguirá el siguiente procedimiento:

- a) Una vez que el Estado Parte tenga conocimiento, por cualquier medio, sobre la presunta existencia de bienes patrimoniales robados, hurtados, saqueados, transportados, traficados o comercializados ilícitamente en el otro Estado Parte, comunicará a las instituciones encargadas de la aplicación del presente convenio de colaboración, para recabar información relacionada con el ilícito, comprometiéndose para el efecto a utilizar los medios idóneos para la custodia en depósito temporal y la conservación de dichos bienes del patrimonio cultural hasta su restitución al Estado Parte reclamante.
- b) Verificada y validada la información, el Estado Parte donde se encuentran los bienes patrimoniales reclamados procederá en forma inmediata a restituirlos al Estado Parte reclamante, por cualquiera de las vías idóneas que garantice la entrega inmediata, tomando todas las medidas de protección pertinentes, sin perjuicio del inicio de acciones legales que correspondan contra los responsables del ilícito.
- c) Para el proceso de devolución de las piezas o bienes reclamados, el Estado Parte reclamante demostrará, a través de certificaciones, permisos, formulario de aduana u otras que ameriten, que los bienes, objetivo del reclamo, salieron ilícitamente del país demandante.
- d) Las solicitudes de aseguramiento y la restitución de los bienes del patrimonio cultural, objeto de la solicitud, se deberán formular por cualquiera de las vías adoptadas por la parte requirente. La Parte Requirente proporcionará, a su costa, la documentación y otros elementos necesarios para la reclamación de los bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales de que se trate.
- e) En el caso de que no sea posible reunir y ofrecer esa documentación, la procedencia del reclamo estará determinada por los arreglos que los Estados Partes decidan por la vía diplomática.
- f) Si la Parte Requerida no pudiera de otra manera efectuar la recuperación y devolución de bienes patrimoniales reclamados y localizados en su territorio, cualquiera de las autoridades centrales de la Parte Requirente podrá solicitar a la Parte Requerida inicie un procedimiento judicial tendiente a ese fin.
- g) Con miras a impedir la impunidad del hecho y para las investigaciones correspondientes, la documentación, sustento del reclamo, es válida para ser presentada a órdenes de los tribunales competentes del Estado Parte donde se encuentren los bienes patrimoniales objeto de restitución.

ARTÍCULO 7

Gastos de recuperación y de restitución de Bienes

Los gastos que se deriven de las medidas necesarias para la protección y preservación de los bienes patrimoniales robados, hurtados, saqueados, transportados, traficados o comercializados ilícitamente, objeto de restitución, estarán a cargo del Estado Parte donde se encuentren los bienes patrimoniales, hasta su restitución al Estado Parte reclamante.

Los gastos inherentes a devolución de los bienes del patrimonio cultural serán sufragados por el Estado Parte requirente y ninguna persona o institución podrá reclamar indemnización al Estado Parte que restituye el bien reclamado por daños o perjuicios que le hubieran sido ocasionados.

El Estado Parte requirente tampoco estará obligado a indemnización alguna a favor de quienes adquirieron o participaron en la salida de ese bien de su territorio.

Los Estados Partes, a través de sus Autoridades Centrales prestarán todo el apoyo necesario para facilitar la restitución de los bienes a que hace referencia el presente Convenio.

El Estado Parte reclamante puede utilizar fondos públicos, privados y/o de cooperación internacional para facilitar la restitución de bienes del patrimonio cultural robados, hurtados, saqueados, transportados, traficados o comercializados ilícitamente.

ARTÍCULO 8

Información que las Partes deben presentar

Cada Estado Parte deberá informar a la otra de los robos, hurtos, saqueo, transporte, tráfico o comercialización ilícita de bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales, que tenga conocimiento y, en lo posible, de la metodología empleada cuando exista razón para creer que dichos bienes y material probablemente serán introducidos en el comercio internacional.

Con este propósito y con base a la investigación policial realizada para tal efecto, se deberá presentar al Estado Parte requerido información descriptiva suficiente que permita identificar los bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales, así como, sobre quienes hayan realizado conductas delictivas conexas, con el fin de facilitar su identificación y poder establecer el modo operativo de los delincuentes.

Los Estados Partes, a fin de brindar la información referida, procurarán establecer y utilizar un formato uniforme sobre los bienes a recuperarse y facilitarán la información.

Asimismo, los Estados Partes difundirán entre sus respectivas autoridades aduaneras y policiales de puertos, aeropuertos y fronteras, la información relativa a los bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos, y culturales, y otros específicos que hayan sido materia de robo, saqueo, transporte, tráfico o comercialización ilícita, con el fin de facilitar su identificación y la aplicación de las medidas cautelares y coercitivas establecidas en sus respectivas legislaciones, así como para la correspondiente devolución de los bienes a la Parte Requirente.

ARTÍCULO 9 **Exención de impuestos**

De conformidad con lo dispuesto en su respectiva legislación interna, los estados Partes convienen la exención de tributos al comercio exterior y otros gravámenes aduaneros, sean de carácter fiscal, monetario o de otra naturaleza durante el proceso de recuperación y devolución de los bienes patrimoniales arqueológicos, artísticos, históricos y culturales y/o específicos, hacia el país de origen, en aplicación de lo dispuesto en el presente Convenio;

ARTÍCULO 10 **Prescripción**

La acción de restitución del Estado reclamante no tiene plazo de prescripción.

ARTÍCULO 11 **Solución de controversias**

Cualesquier controversia que surja de la interpretación, implementación y/o ejecución del presente convenio, será resuelta de mutuo acuerdo, mediante consultas, utilizando la vía diplomática.

ARTÍCULO 12 **Modificaciones**

El presente Convenio podrá ser modificado por consentimiento mutuo de los Estados Partes, a petición de uno de ellos, formalizado por escrito. Las modificaciones entrarán en vigor treinta (30) días después, contados a partir de la última notificación por escrito.

ARTÍCULO 13 **Seguimiento**

Los Estados Partes establecerán un mecanismo de consulta sobre una base regular para resolver los problemas de la aplicación del presente instrumento y elaborarán planes para una mayor y mejor cooperación bilateral.

Las autoridades centrales, supervisarán periódicamente la aplicación del presente Convenio, e informarán de su cumplimiento a las respectivas Cancillerías por lo

menos una vez al año. Podrán también realizar propuestas orientadas a favorecer, corregir y mejorar la colaboración bilateral.

ARTÍCULO 14

Disposiciones finales

El presente Convenio no afecta las obligaciones de los Estados Partes contraídas en el marco de otros convenios internacionales, multilaterales o bilaterales de los que formen parte.

Los Estados Partes realizarán consultas exhaustivas, coordinarán posiciones entre ellos en asuntos multilaterales, y ampliarán aún más la cooperación existente en foros internacionales relacionados con la prevención del robo, la excavación clandestina y la comercialización ilícita de bienes culturales.

El presente Convenio será plenamente difundido a los sectores involucrados, en particular a las autoridades aduaneras, policiales, administrativas y judiciales.

El presente Convenio entrará en vigor treinta (30) días después, contados a partir de la última notificación sobre el cumplimiento de los requisitos legales internos entre los dos Estados Partes y permanecerá en vigor por diez (10) años, prorrogables automáticamente por períodos de igual duración, a menos que uno de los Estados Partes notifique al otro, por la vía diplomática, su intención de darlo por terminado, con anticipación de por lo menos seis (6) meses.

La denuncia del presente Convenio no afectará las acciones de restitución de los bienes objeto del presente instrumento que hubieran sido iniciados durante su vigencia, salvo que los Estados Partes acuerden lo contrario.

Suscrito en San José, Costa Rica, a los veintitrés días del mes de enero del año dos mil catorce en dos (2) ejemplares, cada uno en el idioma castellano, siendo los textos igualmente auténticos y válidos.

**POR EL GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE COSTA RICA**

**POR EL GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DEL ECUADOR**

Enrique Castillo Barrantes

Ricardo Patiño Aroca"

República de Costa Rica
Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto
Dirección General de Política Exterior

MABEL SEGURA FERNÁNDEZ
DIRECTORA A. I. DE POLÍTICA EXTERIOR

CERTIFICA:

Que las anteriores diez copias, son fieles y exactas del texto original del Convenio de Cooperación entre el Gobierno de la República de Costa Rica y el Gobierno de la República del Ecuador para la Protección, Conservación, Recuperación y Restitución de Bienes del Patrimonio Cultural, que hayan sido materia de Robo, Hurto, Saqueo, Transporte, Tráfico y/o Comercialización Ilícitos, suscrito en San José, Costa Rica, el veintitrés de enero de dos mil catorce. Se extiende la presente, para los efectos legales correspondientes, en la Dirección General de Política Exterior, a las diez horas del veintiséis de mayo de dos mil quince.

Rige a partir de su publicación.

Dado en la Presidencia de la República, San José, a los diecinueve días del mes de mayo de dos mil quince.

Helio Fallas Venegas
**PRIMER VICEPRESIDENTE EN EJERCICIO DE LA
PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA**

Alejandro Solano Ortiz
MINISTRO A. I. DE RELACIONES EXTERIORES Y CULTO

16 de junio de 2015

NOTA: Este proyecto pasó a estudio e informe de la Comisión Permanente Especial de Internacionales y Comercio Exterior.

PROYECTO DE LEY

LEY DE AUTORIZACIÓN A LA MUNICIPALIDAD DE PÉREZ ZELEDÓN PARA QUE DONE UN TERRENO DE SU PROPIEDAD A LA ASOCIACIÓN GUÍAS Y SCOUTS DE COSTA RICA

Expediente N.º 19.620

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

Desde 1915, el Movimiento de Guías y Scouts viene desarrollando en nuestro país un excelente trabajo en la formación de integral de niñas, niños y adolescentes.

Este movimiento promueve mediante procesos educativos no formales actividades que permiten a sus miembros experimentar una buena relación con los recursos naturales, la disciplina, el compromiso y respeto a los valores cívicos, morales y sociales. De esta forma, se aportan ciudadanos integrados y comprometidos en la búsqueda de soluciones a los problemas nacionales.

En nuestro país, más de diez mil niños y jóvenes participan en este movimiento distribuidos en ciento cincuenta y cinco grupos.

En el cantón de Pérez Zeledón vienen trabajando desde 1959 en esta labor de formación de líderes cantonales.

Desde el año dos mil doce, la Municipalidad de Pérez Zeledón y la Asociación Guías y Scouts de Costa Rica celebraron un convenio de uso gratuito de un terreno de propiedad municipal con la finalidad de que esta asociación pudiese desarrollar sus programas y actividades.

A raíz del compromiso y éxito alcanzado en la gestión de la Asociación y en aras de continuar favoreciendo el desarrollo integral de los niños, niñas y jóvenes del cantón de Pérez Zeledón, el Concejo Municipal de este cantón en sesión ordinaria N.º 216-14, artículo 12 inciso 1) celebrada el 24 de junio de 2014, aprobó la donación y cambio de uso público del inmueble inscrito en el Registro Nacional de la Propiedad bajo el número de folio real N.º SJ-0738456-1988 a favor de la Asociación Guías y Scouts de Costa Rica.

Esta donación se realiza para efectos de que la Asociación proceda a construir sus oficinas administrativas, áreas recreativas y un parque para el desarrollo de actividades propias de sus cometidos.

No omitimos manifestar que mediante la Ley N.º 8993, de 14 de setiembre de 2009 publicada en el diario oficial La Gaceta N.º 10, de 13 de enero de 2010, se declaró a la Asociación Guías y Scouts de Costa Rica como institución Benemérita de la Patria.

Por todas las razones expuestas, sometemos al conocimiento de las señoras diputadas y los señores diputados la siguiente propuesta de ley.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**LEY DE AUTORIZACIÓN A LA MUNICIPALIDAD DE PÉREZ ZELEDÓN
PARA QUE DONE UN TERRENO DE SU PROPIEDAD A LA
ASOCIACIÓN GUÍAS Y SCOUTS DE COSTA RICA**

ARTÍCULO 1.- Se autoriza a la Municipalidad de Pérez Zeledón, institución pública con cédula de persona jurídica número tres-cero catorce-cero cuatro dos cero cinco seis para que done a la Asociación Guías y Scouts de Costa Rica, Asociación con cédula de persona jurídica número tres-cero cero siete-cero cuatro cinco tres tres siete el inmueble de su propiedad, inscrito en el Registro Público de las Propiedad, partido de San José, bajo el Sistema de Folio Real, matrícula número 405739-000. Esta propiedad se describe así: terreno de pasto, mide ocho mil novecientos cincuenta y siete metros con treinta y cinco decímetros cuadrados; sita en el distrito primero, con los siguientes linderos, al norte con calle pública, Tranquilino Martínez; al sur, Tranquilino Martínez; al este, Tranquilino Martínez y, al oeste, calle pública, coincidiendo estos datos con el plano catastrado número SJ- 738456-1988.

ARTÍCULO 2.- El terreno por donar deberá ser destinado a la creación de un campo para la formación y gestión de los programas de la Asociación beneficiaria y que resultaría en el acondicionamiento de zonas verdes para las actividades formativas de la Asociación así como en la construcción de sus oficinas administrativas.

Rige a partir de su publicación.

Humberto Vargas Corrales
DIPUTADO

18 de junio de 2015

NOTA: Este proyecto pasó a estudio e informe de la Comisión Permanente Especial de Juventud, Niñez y Adolescencia.

PROYECTO DE LEY

PARA LA CONSTRUCCIÓN Y EQUIPAMIENTO DE LA TORRE LA ESPERANZA DEL HOSPITAL DE NIÑOS, DEL HOSPITAL MONSEÑOR SANABRIA DE PUNTARENAS, DEL HOSPITAL MAX PERALTA DE CARTAGO Y PARA EL FORTALECIMIENTO DEL RÉGIMEN NO CONTRIBUTIVO DE LA CAJA DE SEGURO SOCIAL

Expediente N.º 19.621

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

En los procesos judiciales se hace necesario que los tribunales de justicia reciban de los particulares o del Estado sumas de dinero, los cuales se denominan genéricamente "depósitos judiciales". Estos se depositan en procesos relacionados con: fianzas penales, depósitos de garantía, pago en lo civil o contencioso-administrativo, deducciones de embargos, etc., así como en ciertos procedimientos no contenciosos (consignaciones de pago, prestaciones de trabajadores difuntos), etc.

La Ley Orgánica del Poder Judicial regula el tema de los depósitos judiciales dentro de las normas relativas a las rentas para el sostenimiento del Fondo de Pensiones y Jubilaciones del Poder Judicial.

No obstante mediante el voto de la Sala Constitucional número: 10817 de 24 de octubre de 2001, se declararon inconstitucionales los artículos 236 inciso 5 y 237 de la Ley Orgánica del Poder Judicial, que establecían:

"Artículo 236.- El Fondo de Jubilaciones y Pensiones del Poder Judicial, tendrá los siguientes ingresos:

5.- Los intereses que generen la inversión de los depósitos judiciales, pertenecientes a juicios abandonados por más de cuatro años, según la distribución que se indica en el artículo siguiente."

Artículo 237.- Los depósitos judiciales pertenecientes a juicios abandonados por más de cuatro años, el cincuenta por ciento (50%) de los intereses que estos hubieran producido mientras el juicio estuviere activo y no hayan sido retirados -estos con carácter devolutivo-, ingresarán a una cuenta corriente abierta para tal fin, en alguno de los bancos del Estado y se invertirán en títulos valores del sector público, procurando el mejor rédito. Los intereses que produzca esa inversión durante los

primeros cinco años, corresponderán al "Régimen no contributivo de pensiones" de la Caja Costarricense de Seguro Social. Después de ese plazo, los intereses ingresarán a la cuenta del Fondo de Jubilaciones y Pensiones del Poder Judicial."

Estos artículos de acuerdo con la Sala Constitucional violentan el Derecho de la Constitución.

*"...Como se expuso en la sentencia transcrita, los intereses que se produzcan como consecuencia de los depósitos judiciales no forman parte del patrimonio del Poder Judicial, sino del depositante, hasta que la autoridad jurisdiccional respectiva ordene su giro a la persona correspondiente. **Por ello, las normas impugnadas, sin que exista un interés público de por medio que justifique la privación del derecho de propiedad privada y, sin indemnización alguna, despojan al particular depositante de uno de los atributos básicos del dominio, sea el uso y disfrute económico de los dineros depositados.** Así, lo dispuesto en los artículos 236 inciso 5) y 237 de la Ley Orgánica del Poder Judicial constituye una expropiación sin indemnización previa, que no se encuentra motivada en razones de interés público que la justifiquen, lo cual, vulnera –de manera evidente– el goce disfrute del derecho consagrado en el artículo 45 de la Constitución Política, por lo que debe declararse con lugar la acción en lo que a este extremo atañe."*

Continúa la Sala: **"Cuestión aparte es si el legislador estima que respecto de esas sumas que tienen un dueño que no las reclama, se debe tomar una disposición,** que en su caso consistiría en destinar los ingresos a un fin social. Estima la Procuraduría que este es un aspecto de decisión legislativa. Es decir, no corresponde a la Sala Constitucional decidir qué debe hacerse con los depósitos de los juicios abandonados y si se va a sancionar al depositante por el hecho de haber dejado abandonado el proceso y no retirar las sumas a su favor, con la pérdida de éstas. **Si el legislador tomare una decisión en ese sentido, entonces sí tendría sentido entrar a discutir cuál es el destino que debe darse a esos recursos.** Este también es un punto que debe ser decidido por el legislador conforme los principios que informan el ordenamiento. La **decisión debe respetar el principio de razonabilidad, y aun cuando se trate de una decisión que impone la pérdida del derecho patrimonial de una persona por el transcurso del tiempo, el interés público no puede ser desconocido.** La ponderación de ese interés corresponde en primer término al legislador y luego al juez. No obstante, estima la Procuraduría que dicho interés y valores fundamentales de nuestro Estado resultarían altamente satisfechos si se decidiere que los derechos del depositante prescriben y que esa prescripción determine el traspaso de los recursos en favor del Fondo del Régimen no Contributivo de la Caja Costarricense de Seguro Social.

Es función de la Sala, no obstante, recordar al legislador que las disposiciones que adopte deben satisfacer el interés público y los principios y valores

constitucionales. **Por consiguiente, que debe legislar en beneficio de la colectividad en general, y en concreto, de los sectores más desfavorecidos de la población, respecto de los cuales se impone la solidaridad.** Un valor fundamental para el bienestar de la sociedad y para el cumplimiento del principio distributivo, presente en el artículo 50 de la Carta Política. La Sala puede cumplir esa función al examinar el actual artículo 237 y, particularmente, la circunstancia de que se haya decidido financiar en forma permanente el Fondo de Pensiones que cumple en menor medida el principio de solidaridad, en tanto que a aquél que mejor lo satisface sólo se le financia por un período de cinco años, en términos tales que pareciera que el financiamiento del Régimen no Contributivo fuera accesorio, secundario en relación con el financiamiento del Fondo del Poder Judicial. La diferencia irrazonable y poco solidaria en el financiamiento quizás se deba a que en todos estos artículos se ha partido de la existencia de un derecho del Régimen de Pensiones del Poder Judicial respecto de los rendimientos de los depósitos...” (el resaltado es propio)

Debido a que con la resolución de la Sala Constitucional quedan derogados el inciso 5 del artículo 236 y el artículo 237 de la Ley Orgánica del Poder Judicial, se produce una ausencia normativa, vinculada al uso que se le dará a los depósitos e intereses de juicios concluidos o abandonados. Por este motivo la presente iniciativa pretende regular el destino de dichos fondos, tomando como base la prescripción decenal establecida en el artículo 868 del Código Civil, es decir de diez años después de haber sido abandonado un juicio.

Regulando dicho aspecto tan importante y en aras de satisfacer una creciente necesidad colectiva (en cumplimiento de lo indicado por la Sala Constitucional en el voto anteriormente transcrito), se propone además, que una vez transcurrido el plazo indicado, tanto los dineros depositados y los intereses generados en los procesos judiciales concluidos o abandonados prescriban a favor del Estado y pasen a ser propiedad de la Caja Costarricense de Seguro Social, para que esta, los destine en la construcción de los hospitales de la “Torre La Esperanza” que albergará los servicios de cuidados críticos del Hospital Nacional de Niños y que actualmente atiende una población cercana a 1,5 millones de menores de edad, así como para la construcción de los hospitales de Cartago (Max Peralta) y Puntarenas (Monseñor Sanabria), ambos urgentísimos para estas poblaciones.

Asimismo se dispone que después de construidos los hospitales, el dinero de los depósitos y sus intereses sean trasladados al Régimen no Contributivo de la Caja Costarricense de Seguro Social, que como programa asistencial tiene enormes necesidades, pues otorga este beneficio a alrededor de 100.000 personas, la mayoría ancianos en estado de pobreza y que para este cuatrienio aumentará alrededor de un 15%, ya que aproximadamente un 6,3% de los costarricenses vive bajo la línea de la pobreza extrema, de allí la necesidad de dotar a dicho régimen de recursos que le permitan mejorar la calidad de vida de más costarricenses.

Por ello se considera ineludible regular la entrada y egreso normal de los depósitos y sus intereses al Poder Judicial, así como su destino en situaciones excepcionales (abandono), de forma tal que, en primer lugar, se beneficien sus legítimos dueños y en casos particulares causas de indudable interés social (Caja Costarricense de Seguro Social y Régimen no Contributivo).

Por las razones expuestas anteriormente, sometemos a la consideración de los señores diputados el presente proyecto de ley.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**PARA LA CONSTRUCCIÓN Y EQUIPAMIENTO DE LA TORRE LA ESPERANZA
DEL HOSPITAL DE NIÑOS, DEL HOSPITAL MONSEÑOR SANABRIA DE
PUNTARENAS, DEL HOSPITAL MAX PERALTA DE CARTAGO Y
PARA EL FORTALECIMIENTO DEL RÉGIMEN NO CONTRIBUTIVO
DE LA CAJA DE SEGURO SOCIAL**

ARTÍCULO 1.- Los depósitos y los intereses generados en los procesos judiciales concluidos o abandonados, serán devueltos a sus depositantes previa solicitud realizada dentro del plazo de diez años contados a partir de la terminación o abandono del proceso. En caso de no solicitarse la devolución dentro de ese plazo, el cien por ciento (100%) del derecho prescribirá a favor del Estado y pasará a ser propiedad de la Caja Costarricense de Seguro Social que utilizará estos recursos en la construcción de la Torre “La Esperanza del Hospital de Niños”, Hospital de Cartago (Max Peralta) y Hospital de Puntarenas (Monseñor Sanabria).

Posterior a la construcción de los citados hospitales, los recursos serán trasladados al Régimen no Contributivo que administra la Caja Costarricense de Seguro Social para su fortalecimiento.

ARTÍCULO 2.- A partir de la entrada en vigencia de esta ley, cada año y en el mes de enero, la Corte Suprema de Justicia entregará a la Caja Costarricense de Seguro Social, lo correspondiente al cien por ciento (100%) del monto total del principal más los intereses correspondientes a lo acumulado por concepto de los depósitos judiciales aludidos en el artículo 1 de la presente ley.

Rige a partir de su publicación.

Otto Guevara Guth

Carlos Enrique Hernández Álvarez

Laura María Garro Sánchez

Marco Vinicio Redondo Quirös

Karla Vanessa Prendas Matarrita

Gerardo Vargas Rojas

Julio Antonio Rojas Astorga

Mario Redondo Poveda

Jorge Rodríguez Araya

Emilia Molina Cruz

Paulina María Ramírez Portuguez

José Francisco Camacho Leiva

Natalia Díaz Quintana

Olivier Ibo Jiménez Rojas

DIPUTADOS Y DIPUTADAS

18 de junio de 2015

NOTA: Este proyecto pasó a estudio e informe de la Comisión Especial Investigadora de la provincia de Puntarenas para que analice, estudie, dictamine y haga las recomendaciones pertinentes en relación con la problemática social, económica, empresarial, laboral y cultural de toda la provincia de Puntarenas. Expediente N.º 19.202.

1 vez.—Solicitud N° 36954.—O. C. N° 25003.—(IN2015049161).

PROYECTO DE LEY
REFORMA DEL ARTÍCULO 11 DE LA LEY N.º 6723,
LEY DEL REGISTRO Y ARCHIVOS JUDICIALES

Expediente N.º 19.622

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

El Registro Judicial de Delincuentes es una dependencia del Poder Judicial, regida por la Ley N.º 6723, de 10 de marzo de 1982; y su objetivo fundamental es comprobar los antecedentes penales de los habitantes de la República de Costa Rica, así como prestar colaboración a los organismos y oficinas públicas que dicha ley y otras normas legales determinen, según lo dispone el artículo tercero de la ley de cita.

Los asientos que se inscriben en el Registro Judicial de Delincuentes son los resúmenes de sentencias condenatorias, reparaciones integrales del daño causado, suspensiones de procedimientos a prueba, contravenciones que tiene la pena de prisión en caso de reincidencia (hurto menor, daños menores, lesiones levísimas y dibujos en las paredes), conciliaciones y los autos con la solicitud de apertura a juicio.

La citada normativa establece que debe esperarse respecto de la inscripción por la comisión de un delito doloso o culposo, el transcurso de diez años para que los asientos sean cancelados, década que se empezará a computar a partir del cumplimiento de la pena, independientemente de la naturaleza del delito.

Actualmente nuestro país se encuentra lamentablemente sumido en una crisis de desempleo, que impacta directamente en la economía nacional y familiar; por lo que varios gobiernos han tratado de paliar un poco esta problemática con programas, convenios, incentivos a los patronos, entre otros, pero se ha dejado de lado una población altamente vulnerable: los exconvictos, personas que por alguna circunstancia de vida cometieron un delito por el cual fueron debidamente sancionados penalmente y que de conformidad con nuestro ordenamiento jurídico y con las normas de derechos humanos internacionales, tienen el derecho y el deber de reinsertarse a la sociedad, y el Estado debe coadyuvar a la consecución de ese fin. Sin embargo, el hecho de que la cancelación de los asientos criminales establezca un plazo de diez años contados a partir del cumplimiento de

la pena independientemente del delito sancionado, es a todas luces excesivo, carente de justificación y violatorio de los derechos fundamentales de los excondenados, pues como sociedad estamos en la obligación de hacer cumplir el fin último del derecho penal y las políticas criminales, el cual es el rehabilitar y resocializar al delincuente, para lo que es imprescindible el respetarles sus derechos fundamentales.

Dentro de los derechos fundamentales de todo ser humano, se encuentra el derecho al trabajo. Es importante entender el derecho a trabajar como un fin para lograr un desarrollo personal y ser parte de la sociedad, por lo que un plazo de diez años para la cancelación de los antecedentes penales sin distinción de delitos, perjudica a quienes cumplieron la correspondiente pena y salieron de prisión, luego de un tiempo de limitaciones considerables, para intentar incorporarse y cambiar su modus vivendi, debemos entender que estas personas ya cancelaron su deuda con la sociedad y con la justicia, no debemos imponerles una especie de sanción moral, un tipo de doble sanción, no podemos continuar con un sistema que le cierre las puertas laborales a esta población, porque esto únicamente los empuja a delinquir nuevamente para poder subsistir económicamente y mantener a sus familias o dependientes.

Las personas condenadas y que hayan cumplido con la sanción penal que les fue impuesta, merecen que se les aplique el derecho al olvido, que los protege permitiendo la supresión de los archivos criminales para evitar que el individuo quede prisionero de su pasado y por ende, sin expectativas de lograr cambiar su conducta y su modo de vida. Todo ser humano necesita que se le reconozca y se le respete su capacidad para rectificar su vida.

No desconocemos que la realidad criminal de nuestro país se ha vuelto más violenta, la agresividad sexual contra las personas menores de edad ha venido aumentado estrepitosamente, los delitos relacionados con el narcotráfico local o internacional traen cada día más luto a las familias costarricenses y se relacionan en la mayoría de las ocasiones con homicidios calificados por precio o promesa de recibir remuneración, mejor conocidos como sicariato, los autores de este tipo de delitos son personas que en la mayoría de las ocasiones, realizan estas actividades de manera habitual y profesional, no pretenden resocializarse ni cambiar su modus vivendi, en el caso de los delitos sexuales cometidos contra personas menores de edad, los autores en la mayoría de los casos no se regeneran, además estas acciones delictivas son altamente reprochables social y penalmente, por lo que consideramos que se deben excluir de este proyecto de ley, pues por las connotaciones de las mismas, la sociedad sí debe conocer quiénes son ofensores sexuales de personas menores de edad, y quienes han tenido lazos con el narcotráfico local o internacional de drogas y estupefacientes y los homicidios calificados por precio o promesa remuneratoria. De la misma manera consideramos que deben quedar fuera de este proyecto aquellos convictos condenados por delitos relacionados a la trata de personas con fines de explotación sexual comercial, por cuanto estos delincuentes establecen redes nacionales e internacionales con el objetivo de traficar con hombres y mujeres

mayores o menores de edad, para abusarlas, vulnerarlas en su dignidad, su nacionalidad, su cuerpo, someterlas a agresiones, violaciones y vejaciones sexuales, amenazas y golpes; estos delitos no son eventos aislados, son fenómenos recurrentes y reiterados, cometidos con total desprecio por la integridad, dignidad, salud y vida de las víctimas.

El excluir de este proyecto de ley a los cuatro grupos mencionados, no lesiona el Principio Constitucional a la Igualdad, pues este es objetivo y no formal; por lo que se autoriza un trato diferente entre los diferentes y si está razonablemente justificado, y en el presente proyecto está más que razonado, no podemos igualar a un delincuente que se dedique a violentar sexualmente a personas menores de edad, por ser ellos nuestra población más vulnerable e indefensa, ni podemos igualar a los autores de homicidios cometidos por precio o promesa de obtener una cantidad de dinero (sicarios) y el tráfico local o internacional de drogas ilícitas o estupefacientes, los que trafican personas con fines de explotación sexual, con los delincuentes cuyos delitos tienen un menor reproche judicial y social, o bien, son delincuentes cuyos daños cometidos a las víctimas son menos gravosos.

En consideración de lo anterior, es que estamos seguros de la necesidad de eliminar los antecedentes penales de los convictos por delitos no relacionados al narcotráfico local o internacional, a la trata de personas con fines de explotación sexual, crimen organizado y delitos sexuales cometidos contra personas menores de edad, sin embargo, entendemos que la inscripción de un juzgamiento tiene consecuencias jurídicas como lo son determinar la reincidencia, la negatoria para el beneficio de ejecución de la pena, negatoria de beneficios de las medidas alternas de conflicto y por supuesto el establecimiento de una pena mayor por parte del juzgador, entre otras, por lo que creemos que los asientos deben quedar constanding para efectos jurisdiccionales.

Por las razones expuestas, me permito someter a la consideración de las señoras diputadas y los señores diputados, el presente proyecto de ley, para dar respuesta a la urgente necesidad de reestablecerles sus derechos laborales y de reinserción a la sociedad a las y los exconvictos.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**REFORMA DEL ARTÍCULO 11 DE LA LEY N.º 6723,
LEY DEL REGISTRO Y ARCHIVOS JUDICIALES**

ARTÍCULO ÚNICO.- Refórmese el artículo 11 de la Ley del Registro y Archivos Judiciales, N.º 6723, de 10 de marzo de 1982, y se lea de la siguiente manera:

“Artículo 11.- El Registro Judicial cancelará los asientos de las condenas inmediatamente después del cumplimiento de la pena.

Cuando las condenas hayan sido impuestas por delitos de tráfico internacional o local de drogas o estupefacientes, delitos sexuales cometidos contra personas menores de edad, delitos relacionados a la trata de personas con fines de explotación sexual y delitos de homicidio calificado por precio o promesa remuneratoria, los asientos se cancelarán cuando transcurrieren diez años desde el cumplimiento de la condena.”

Rige a partir de su publicación.

Luis Alberto Vásquez Castro

Humberto Vargas Corrales

Rafael Ángel Ortiz Fábrega

Franklin Corella Vargas

Gerardo Fabricio Alvarado Muñoz

Danny Hayling Carcache

Gerardo Vargas Varela

Marlene Madrigal Flores

William Alvarado Bogantes

Jorge Rodríguez Araya

Rosibel Ramos Madrigal

Johnny Leiva Badilla

Abelino Esquivel Quesada

Aracelli Segura Retana

Otto Guevara Guth

Gerardo Vargas Rojas

DIPUTADAS Y DIPUTADOS

18 de junio de 2015

NOTA: Este proyecto pasó a estudio e informe de la Comisión Permanente de Asuntos Sociales.

PROYECTO DE LEY

LEY DE EXONERACIÓN DEL PAGO DE TARIFA EN TRANSPORTE PÚBLICO MODALIDAD AUTOBÚS A LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD Y REFORMA AL INCISO A) DEL ARTÍCULO 33 DE LA LEY N.º 3503, LEY REGULADORA DEL TRANSPORTE REMUNERADO DE PERSONAS EN VEHÍCULOS AUTOMOTORES, DE 10 MAYO DE 1965

Expediente N.º 19.623

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

El Estado costarricense ratifica por medio de sus leyes y decretos, su compromiso con los derechos y garantías sociales de todos sus ciudadanos, procurando el bienestar de sus habitantes y brindando apoyo a las poblaciones más vulnerables en condiciones de desigualdad de oportunidades.

En Costa Rica desde el año 2006, los adultos mayores disfrutan de un beneficio que la sociedad costarricense solidariamente ha otorgado a todas las personas adultas mayores, sin distinción del estado socioeconómico, exonerando de forma escalonada el pago del pasaje en el servicio de transporte público de autobús. A la vez esta tarifa que los adultos mayores dejan de pagar, la sociedad costarricense que no es aún mayor de sesenta y cinco años, la subvenciona y así se le brinda honor a nuestra población envejecida; ciudadanos que han hecho posible el nivel de desarrollo con el que cuenta nuestro país en la actualidad.

La población con discapacidad en este país alcanza más de un diez por ciento (10%), del total de los habitantes de nuestra nación; existen más de 300.000 personas con algún tipo de discapacidad y un cincuenta y cuatro por ciento (54%) carece de empleo, esto según los datos suministrados por el censo nacional efectuado en el año 2011.

Los niveles de desempleo para las personas con discapacidad al igual que el adulto mayor y su condición de vulnerabilidad, demandan el apoyo como prioridad del Estado costarricense.

Como se establece en la resolución RRG-5876-2006, de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, del año 2006, en referencia a la exoneración de pago de tarifas a favor de los adultos mayores, se extrae lo siguiente:

“la exoneración de pago de tarifas a favor de los adultos mayores; en esa oportunidad se estimó un ajuste general promedio de un 3,99% en las tarifas, considerando un total de demanda mensual por adulto mayor de 2.001.053, que en aquel momento significó un 5,63% de la demanda total mensual de todas las operadoras. Esta fijación sería posteriormente ajustada con las peticiones individuales, una vez que fuera instaurado debidamente el mecanismo de exención”.

Sin tener un dato real de la demanda de las personas con discapacidad en la utilización del transporte público en la modalidad de autobuses, se puede estimar un promedio basado en la cantidad de personas adultas mayores que viven en nuestro país que llegan a la cifra aproximada de 310.000 personas, dato recogido igualmente del censo nacional del 2011, el cual sirve como elemento de referencia y comparación de la demanda del servicio. Si se tiene en cuenta la diversidad de limitantes físicas y su grado de severidad que puede presentar una persona con discapacidad, la demanda del servicio podría ser menor.

Al igual como el modelo de ajuste tarifario contempla la exoneración del pago de las personas adultas mayores y el monto que las operadoras dejan de percibir, se pretende subvencionar por medio de un aumento de un cero punto cincuenta por ciento (0.50%) en el ajuste del modelo tarifario de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, para la tarifa individual en los autobuses, esto con el fin de compensar a las concesionarias por la demanda total del servicio para las personas con discapacidad.

Las personas con discapacidad en nuestro país y en el mundo han luchado por que se elimine el trato discriminatorio y que se pase de una forma de ver la discapacidad como una condición que necesita el proteccionismo estatal a un modelo social de la discapacidad, en donde las condiciones del entorno hacen que la discapacidad sea una condición mayor o menor, de acuerdo a esos cambios en el entorno.

De ahí que se hayan aprobado y ratificado una serie de leyes, que han podido hacer que estas aspiraciones de las personas con discapacidad, hoy en Costa Rica, sean una realidad cada vez más tangible.

Tomando en cuenta estos planteamientos anteriores, es que creemos que como hoy se le brinda a los adultos mayores el beneficio de no pagar el autobús como honor a sus años de oro y subvencionado por el resto de la sociedad, es que deseamos proponer el mismo beneficio y aplicado en la misma forma a las personas con discapacidad permanente, como un aporte de la sociedad costarricense a las personas con discapacidad para que disfruten de ese beneficio ya que viven la vida en forma diferente a la sociedad restante.

Es bueno que se recalque la importancia de no incorporar un criterio socioeconómico para otorgar este beneficio, ya que en nuestro país existe un

pequeño grupo dentro de la población con discapacidad, que gracias a que han logrado superar las condiciones adversas del entorno y que acompañados de los resultados académicos y laborales aunados a los beneficios de la Ley N.º 8444, hacen posible que estas personas no vayan a necesitar los beneficios de esta ley, ya que cuentan con su propio medio de transporte.

Por estas consideraciones es que deseamos presentar a las señoras y los señores diputados el siguiente proyecto de ley para su consideración.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**LEY DE EXONERACIÓN DEL PAGO DE TARIFA EN TRANSPORTE PÚBLICO
MODALIDAD AUTOBÚS A LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD Y
REFORMA AL INCISO A) DEL ARTÍCULO 33 DE LA LEY N.º 3503,
LEY REGULADORA DEL TRANSPORTE REMUNERADO
DE PERSONAS EN VEHÍCULOS AUTOMOTORES,
DE 10 MAYO DE 1965**

ARTÍCULO 1.- Refórmese el inciso a) del artículo 33 de la Ley N.º 3503, Ley Reguladora del Transporte Remunerado de Personas en Vehículos Automotores, de 10 mayo de 1965, para que en adelante se lea de la siguiente manera:

“Artículo 33.- Cuando se trate de concesiones para la explotación de transporte automotor de personas en vehículos colectivos, la tarifa se fijará por pasajero y se aplicará, uniformemente, a todas las personas que utilicen los vehículos, con las siguientes excepciones:

a) Los niños menores de tres años y personas con discapacidad viajarán gratis.

[...]”

ARTÍCULO 2.- Se aplicará un cero coma cincuenta por ciento (0,50%) adicional al cálculo de la tarifa del transporte público en su modalidad de autobús, para la exoneración y subvención del pago de tarifa para personas con discapacidad.

ARTÍCULO 3.- Para los efectos de esta ley, la Caja Costarricense de Seguro Social emitirá una certificación que acredite la discapacidad permanente de la persona.

ARTÍCULO 4.- Rige a partir de su publicación.

Humberto Vargas Corrales

Marcela Guerrero Campos

Ronny Monge Salas

Fabrizio Alvarado Muñoz

Óscar López

DIPUTADOS Y DIPUTADA

18 de junio de 2015

NOTA: Este proyecto pasó a estudio e informe de la Comisión Especial Dictaminadora de los proyectos de ley, sobre temas vinculados con las personas con discapacidad, Expediente N.º 19.181.

1 vez.—Solicitud N° 36956.—O. C. N° 25003.—(IN2015049184).

PROYECTO DE LEY

LEY DE REESTRUCTURACIÓN DE LA ARESEP Y DEFENSA DEL USUARIO DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Expediente N.º 19.624

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

La Aresep fue creada por la Ley N° 7593, de 9 de agosto de 1996, la cual transformó al Servicio Nacional de Electricidad (SNE) en una institución autónoma denominada Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, cuya función principal es fijar los precios y tarifas de los servicios públicos, así como velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima que los rigen.

No debe dejarse de lado, que la función social que realiza la Aresep es de vital importancia para mantener regulado el mercado de servicios públicos, lo que incide directamente en la calidad de vida de los costarricenses. Los servicios públicos como agua potable, electricidad, transporte público y combustible son esenciales para la vida y desarrollo cohesionado de los costarricenses. No puede existir en la normativa, el menor margen para interpretaciones o ambigüedades relacionadas con las fijaciones de tarifas.

El ciudadano contemporáneo, exige mucho más que la mera prestación de servicios públicos. Exige calidad, eficiencia, oportunidad y un precio justo fijado bajo rigurosos parámetros técnicos, mismos que puedan ser comprensibles y cuestionados en las audiencias públicas creadas para el efecto.

En lo anterior radica la importancia de este proyecto de ley. La garantía de servicios públicos de calidad y a un precio justo, determinado con la más alta rigurosidad técnica debe ser un pilar y guía del trabajo de la Aresep. Para ello, es necesario revisar ciertos conceptos como la calidad y la confiabilidad, pilares fundamentales en el estudio de las variaciones tarifarias y sobre todo elementos que son de urgente reclamo ciudadano.

Del análisis de la normativa y el funcionamiento de la Aresep, puede constatar que en ocasiones el ente regulador no toma las decisiones basadas en criterios técnicos o científicos, tal y como lo dicta el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública y que la confiabilidad de los estudios se ve en no pocas ocasiones, cuestionada. Cuando la Aresep no cuenta con una variable para la toma de decisiones, trata de suplir dicha información con datos

solicitados a los concesionarios o permisionarios, lo que claramente expone a dicho sector a un potencial conflicto de intereses y puede, eventualmente lesionar los intereses de la ciudadanía en los cálculos de las tarifas de servicios públicos.

En ocasiones se pide la información al Consejo de Transporte Público la cual en su mayoría se encuentra desactualizada. Ambos factores pueden incidir en que los datos aportados no sean del todo confiables, ya que provienen por una parte del sector interesado y por otro lado de registros desactualizados, colocando en completa indefensión al usuario de los servicios públicos.

Por un principio de imparcialidad, debería ser un ente técnico, el que realice los estudios necesarios para garantizar que los mismos se efectúan con total objetividad y en función del principio de servicio al costo, contemplado en el artículo 3 inciso b) de la Ley N° 7593.

El primer objetivo de esta iniciativa, va enfocado en otorgar una serie de herramientas a la Autoridad Reguladora, para que en caso de que no disponga de alguna variable o dato para la toma de decisiones, pueda disponer de un estudio fidedigno a fin de garantizar una tarifa basada en criterios técnicos y no en supuestos, de tal forma que se pueda garantizar un servicio al costo como lo señala el inciso d) del artículo 4 de la ley de la Aresep.

Resulta trascendental dotar a la Aresep de los instrumentos jurídicos necesarios para solicitar, realizar o contratar estudios cuando sean necesarios, con el fin de resolver con base en parámetros objetivos. Sobre este particular se propone, que la Aresep pueda realizar convenios con instituciones o entes de derecho público, con el objeto de que puedan coadyuvar a mejorar la toma de decisiones.

Recientemente, se dio una experiencia con Probus-UCR que reveló que los datos de demanda que constaban en el CTP y los suministrados a la Aresep por la empresa, distaban mucho de ser la verdadera demanda de la ruta, presentándose una diferencia cercana al 40%, entre los datos aportados por el Consejo de Transporte Público y los que tenía en su poder la Aresep, sin embargo, el Tribunal Contencioso-Administrativo se encuentra pendiente de resolver un recurso presentado por el concesionario, el cual aduce que Probus-UCR no es un sujeto legitimado por la ley para realizar este tipo de estudios.

Asimismo, existen una serie de aspectos que requieren ser modificados, con el fin de dotar de mayor transparencia y objetividad el proceso y hacer de alguna manera más eficiente al ente regulador, salvaguardando el derecho de los concesionarios o permisionarios, pero al mismo tiempo, velando por los derechos de la parte más débil de la ecuación, cuál es, el usuario.

Dentro de estos aspectos se encuentra una revisión de la metodología utilizada por la Aresep, la cual deja al descubierto ciertas variables que resultan de

trascendental importancia, un ejemplo de ello, es la variable calidad, la cual no es contemplada al momento de analizar estudios tarifarios.

Otro aspecto, que debe ser revisado es la fórmula de cálculo, en función del tipo de empresa, ya que actualmente todas son tratadas de la misma forma, sin embargo, las variables de cálculo pueden arrojar resultados muy distintos dependiendo si se trata de una empresa grande o pequeña, o si la misma opera en zona rural o urbana.

Mediante esta iniciativa se busca también, elevar a rango legal la figura del consejero del usuario, el cual fue creado vía reglamento, lo cual puede provocar que en cualquier momento la Junta Directiva pueda determinar prescindir de dicha figura. Actualmente el consejero del usuario es designado por el regulador general, de oficio o a petición de parte y se supone que goza de independencia de las jerarquías de la institución, sin embargo, dicha independencia puede verse comprometida por el hecho de ser subordinado del regulador general.

Las funciones del consejero del usuario no son desarrolladas vía ley, ni reglamento, por lo cual el proyecto pretende dotarle de una serie de funciones que resultan fundamentales para que pueda ejercer el cargo con las competencias y las herramientas necesarias para cumplir su cometido. Así mismo, la iniciativa propone que al ser el defensor del usuario una figura que protege los intereses de los habitantes, el mismo sea nombrado por la Defensoría de los Habitantes, mediante un concurso, con el fin de garantizar total imparcialidad en su nombramiento.

Otro tema, es la posibilidad de los usuarios de realizar una oposición informada en las audiencias públicas, sobre este particular, la función de los técnicos de la Aresep debe trascender y ayudar a que los usuarios cuenten con toda la información necesaria para realizar una oposición seria y fundamentada. La función de inducción previa era realizada anteriormente por los técnicos de la institución, los cuales se encargaban de brindar a las personas que asistían a la audiencia una breve introducción acerca de los alcances de la misma, los parámetros que se estaban valorando, lo que solicitaba el concesionario, entre otros, sin embargo, el actual regulador general derogó esta disposición, eliminando este importante insumo para las personas que asistían a las audiencias pudieran tener mayor conocimiento de los aspectos más relevantes que se iban a analizar en la audiencia.

Esta propuesta de ley, precisa lo relacionado a los ajustes extraordinarios, por tanto, se realiza una precisión en la legislación, pues aunque pareciera clara, la Aresep ha venido aplicando dichos aumentos de forma automática y sin mediar variaciones importantes en el entorno económico, caso fortuito o fuerza mayor, siendo estos los presupuestos necesarios para que proceda este tipo de aumentos.

Asimismo, se elimina la figura del regulador adjunto, en virtud de que bajo la estructura actual se torna innecesaria, las funciones del regulador adjunto, son: colaborar directamente con el regulador general en el cumplimiento de las funciones que él le asigne; asistir con voz pero sin voto a las sesiones de Junta Directiva, sustituir al regulador general durante sus ausencias temporales, llenar la vacante del regulador general hasta tanto la autoridad competente nombre al titular competente. En virtud de lo anterior, tenemos a un funcionario público recibiendo un salario millonario para básicamente sustituir al regulador general en su ausencia.

Cabe destacar, que anteriormente el regulador general era el que definía tarifas y en esa labor el regulador adjunto ostentaba una serie de funciones que coadyuvaban en dicha función, sin embargo, actualmente dichas funciones están a cargo de las intendencias, por lo cual la figura se torna excesiva e innecesaria.

En ese mismo orden de ideas, si los encargados de regular en la actualidad son las intendencias, consideramos pertinente que las mismas sean sometidas al escrutinio del Parlamento. Es importante que estos funcionarios sean ratificados por el Congreso de la misma forma que se hace con los miembros de la Junta Directiva y el regulador general.

Se precisan ciertas disposiciones que por su redacción ambigua o por el uso inadecuado de algún verbo, dificultan la aplicación de la legislación o bien, se tornan contrarias al interés público. Además, precisa las competencias de instituciones que intervienen en las fijaciones tarifarias como el Consejo de Transporte Público y el Ministerio de Ambiente y Energía, entre otros.

Por los anteriores motivos, solicitamos a las diputadas y los diputados, su apoyo a la presente iniciativa.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**LEY DE REESTRUCTURACIÓN DE LA ARESEP Y DEFENSA
DEL USUARIO DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

ARTÍCULO 1.- Adiciónese un inciso g) al artículo 4, y refórmense los artículos 6, 14, 19, 24, 30, 31, 36, 41, 45, 47, 48, 49, 50, 52, 53, 54 y 57 de la Ley N° 7593 y sus reformas, para que adelante se lea de la siguiente manera:

“Artículo 4.- **Objetivos**

[...]

g) Velar porque los datos suministrados para los estudios tarifarios sean aportados por entes u organizaciones imparciales.”

“Artículo 6.- **Obligaciones de la Autoridad Reguladora**

Corresponden a la Autoridad Reguladora las siguientes obligaciones:

a) Regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de servicios públicos, para comprobar el correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio, ya sean las inversiones realizadas, el endeudamiento en que han incurrido, los niveles de ingresos percibidos, los costos y gastos efectuados o los ingresos percibidos y la rentabilidad o utilidad obtenida.

b) Realizar inspecciones técnicas de las propiedades, plantas y equipos destinados a prestar el servicio público, cuando lo estime conveniente para verificar la calidad, confiabilidad, continuidad, los costos, precios y las tarifas del servicio público.

c) Velar por el cumplimiento, por parte de las empresas reguladas, de las obligaciones en materia tributaria, el pago de las cargas sociales, y el cumplimiento de las leyes laborales.

d) Fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos.

e) Investigar, tramitar y resolver las quejas y resolver lo que corresponda dentro del ámbito de su competencia.

f) Llevar un registro de las personas jurídicas, cuyo objeto sea la defensa de los derechos de los consumidores o de los usuarios.

g) Cualquier otra obligación que las leyes le asignen.

Toda disposición que se emita en relación con las materias a que se refiere este artículo, será de acatamiento obligatorio.”

Artículo 14.- Obligaciones de los prestadores

Son obligaciones de los prestadores:

- a)** Cumplir con las disposiciones que dicte la Autoridad Reguladora en materia de prestación del servicio, de acuerdo con lo establecido en las leyes y los reglamentos respectivos.
- b)** Mantener instalaciones y equipos en buen estado, de manera que no constituyan peligro para personas, ni propiedades, y no causen interrupción del servicio.
- c)** Suministrar de forma fidedigna y oportuna a la Autoridad Reguladora, la información que les solicite, relativa a la prestación del servicio.
- d)** Presentar, cuando la Autoridad Reguladora lo requiera, los registros contables de sus operaciones, conforme lo disponen esta ley y sus reglamentos.
- e)** Proteger, conservar, recuperar y utilizar racionalmente los recursos naturales relacionados con la explotación del servicio público, según la legislación vigente.
- f)** Permitir a la Autoridad Reguladora el acceso a sus instalaciones y equipos, así como la comunicación con el personal, para cumplir con esta ley y su reglamento.
- g)** Realizar actividades o inversiones no rentables por sí mismas, en los ámbitos territorial y material de su competencia. Sin embargo, aun cuando la actividad o inversión no sea rentable por sí misma, su costo debe estar cubierto por los ingresos globales del servicio público que presta. La empresa puede ser obligada a suministrarlo, respetando el límite de su capacidad.
- h)** Admitir, sin discriminación, el acceso al servicio a quienes lo soliciten dentro de su área de cobertura.
- i)** Estar preparados para asegurar, en el corto plazo, la prestación del servicio ante el incremento de la demanda.
- j)** Brindar el servicio en condiciones adecuadas y con la regularidad y seguridad que su naturaleza, la concesión o el permiso indiquen.

k) Prestar el servicio a sus clientes en condiciones de igualdad y cobrarles el precio definido por la Autoridad Reguladora.”

“Artículo 19.- **Aseguramiento**

Los bienes destinados a la prestación de servicios públicos **deberán** asegurarse contra riesgos, en la forma y plazo que estime conveniente la entidad que otorgó la concesión o el permiso.”

“Artículo 24.- **Suministro de información**

A solicitud de la Autoridad Reguladora, las entidades reguladas suministrarán informes, reportes, datos, copias de archivos y cualquier otro medio electrónico o escrito donde se almacene información financiera, contable, económica, estadística y técnica relacionada con la prestación del servicio público que brindan. 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. Las empresas que suministren datos falsos o considerablemente inexactos, perderán la concesión o permiso, sin perjuicio de las multas o sanciones administrativas que puedan ser sujetas.”

“Artículo 30.- **Solicitud de fijación o cambios de tarifas y precios**

Los prestadores de servicios públicos, las organizaciones de consumidores legalmente constituidas y los entes y órganos públicos con atribución legal para ello, podrán presentar solicitudes de fijación o cambios de tarifas. La Autoridad Reguladora estará obligada a: "recibir y tramitar esas peticiones, únicamente cuando, al presentarlas, cumplan los requisitos formales que el reglamento establezca. Esta Autoridad podrá modificar, aprobar o rechazar esas peticiones. De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones de tarifas serán de carácter ordinario o extraordinario.

De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones tarifarias serán de carácter ordinario o extraordinario. Serán de carácter ordinario aquellas que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3 de esta ley. Los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año, un estudio ordinario. La Autoridad Reguladora podrá realizar de oficio, modificaciones ordinarias y deberá otorgarles la respectiva audiencia según lo manda la ley.

Serán fijaciones extraordinarias aquellas que consideren variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste. Para que sea procedente la fijación extraordinaria deberán concurrir

ambas condiciones. La Autoridad Reguladora realizará, de oficio, esas fijaciones.

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. En este último caso, se procurará fomentar la pequeña y la mediana empresa. Si existe imposibilidad comprobada para aplicar este procedimiento, se considerará la situación particular de cada empresa.

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.
- d)** La calidad y periodicidad del servicio.

- e) El factor seguridad en la prestación del servicio.”

“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 para la fijación ordinaria de tarifas y precios de los servicios públicos.
- b) Las solicitudes de autorización de generación de fuerza eléctrica de acuerdo con la Ley N° 7200, de 28 de setiembre de 1990, reformada por la Ley N° 7508, de 9 de mayo de 1995.
- c) La formulación y revisión de las normas señaladas en el artículo 25.
- d) La formulación o revisión de los modelos de fijación de precios y tarifas, de conformidad con el artículo 31 de la presente ley.

Durante la etapa inicial de la audiencia los técnicos de la Aresep se encargarán de dar una explicación sucinta de los alcances de la misma, indicando al menos el tema en cuestión, los fundamentos del concesionario o permisionario para solicitar la modificación de la tarifa, el estudio del ente técnico y otros datos que puedan resultar relevantes para una oposición informada, los cuales serán definidos vía reglamentaria.

Asimismo, el prestador del servicio podrá explicar los alcances de su petición. Para estos casos, todo aquel que tenga interés legítimo o representen un interés colectivo podrán formular consultas al prestatario, 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.

Para los efectos de legitimación por interés colectivo, las personas jurídicas organizadas bajo la forma asociativa y cuyo objeto sea la defensa de los derechos de los consumidores o de los usuarios, podrán registrarse ante la Autoridad Reguladora para actuar en defensa de ellos, como parte opositora, siempre y cuando el trámite de la petición tarifaria tenga relación con su objeto. Asimismo, estarán legitimadas las asociaciones de desarrollo comunal u otras organizaciones sociales que tengan por objeto la defensa de los derechos e intereses legítimos de sus asociados.

Las personas que estén interesadas en interponer una oposición con estudios técnicos y no cuenten con los recursos económicos necesarios para tales efectos, podrán solicitar a la Aresep, la asignación de un perito técnico o profesional que esté debidamente acreditado ante este ente, para que realice dicha labor. Esto estará a cargo del presupuesto de la Autoridad Reguladora. Asimismo, se faculta a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos para que establezca oficinas regionales en otras zonas del país, conforme a sus posibilidades y necesidades.”

“Artículo 41.- **Revocatoria de concesión o permiso**

Sin perjuicio de las sanciones y responsabilidades que corresponda aplicar de acuerdo con la ley, serán causales de revocatoria de la concesión o el permiso, declarable mediante el proceso administrativo, por la Autoridad Reguladora, las siguientes:

- a)** La reiteración de una misma falta (*) de las conductas sancionadas en el artículo 38 de esta ley.

() (Mediante resolución de la Sala Constitucional N° 001781 del 6 de febrero del 2015, se declara sin lugar la acción planteada contra el artículo 41 inciso a, en relación con el artículo 38 inciso a) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos número 7593 y sus reformas siempre y cuando se interprete que el concepto de "reiteración" contenido en el artículo 41 inciso a) impugnado debe entenderse que se trata de la misma falta y que se demuestre en el procedimiento sancionador, la responsabilidad directa de la persona física o jurídica dueña de la concesión, en la comisión de la falta imputada.)*

- b)** La falta grave o la prestación deficiente del servicio, según las normas establecidas en el artículo 25 de esta ley.

- c) El incumplimiento por razones injustificadas de las condiciones generales del contrato, la concesión o el permiso.
- d) El traspaso, la cesión o el arrendamiento de la concesión o el permiso, parcial o total, sin autorización previa del ente competente.
- e) El desvío de recursos, activos, ingresos o la inclusión en la contabilidad, de gastos para actividades ajenas al servicio público.
- f) La alteración de instrumentos, sistemas de medición, fiscalización y conteo.
- g) El cobro de precios superiores a los señalados por la Autoridad Reguladora, sin perjuicio de cualquier otra sanción contenida en el ordenamiento jurídico.
- h) El uso o suministro de información falsa o alterada en cualquiera de los procedimientos fijados en esta ley.
- i) La discriminación contra un determinado grupo, sector, clase o consumidor individual en el otorgamiento del servicio público o en las condiciones de prestación, sin perjuicio de cualquier otra sanción contenida en el ordenamiento jurídico.
- j) El incumplimiento de las medidas de mitigación contempladas en el estudio de impacto ambiental mencionado en el artículo 16 de esta ley.
- k) Incumplimiento de la normativa vigente sobre protección ambiental.
- l) Incumplimiento de las medidas de mitigación contempladas en la evaluación de impacto ambiental, a que hace referencia el artículo 16 de esta ley.
- m) Otras causales establecidas en la ley, la concesión o el permiso.”

“Artículo 45.- **Órganos de la Autoridad Reguladora**

La Autoridad Reguladora tendrá los siguientes órganos:

- a) Junta Directiva.
- b) Un regulador general.
- c) Superintendencia de Telecomunicaciones (Sutel).
- d) La Auditoría Interna.

La Junta Directiva, el regulador general, 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.

Asimismo, la Autoridad Reguladora estará facultada para establecer su organización interna, a fin de cumplir sus funciones.”

“Artículo 47.- **Nombramientos**

El regulador general, los intendentes y los miembros de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, serán nombrados después de abrirle expediente personal y de antecedentes a cada persona que se postule o sea sugerida para asumir dichos cargos.

El Consejo de Gobierno, una vez que haya nombrado al regulador general, los intendentes y a los restantes miembros de la Junta Directiva, enviará todos los expedientes a la Asamblea Legislativa, la cual dispondrá de un plazo de treinta (30) días para objetar los nombramientos. Si en ese lapso no se produce objeción, se tendrán por ratificados. En caso de objeción, el Consejo de Gobierno sustituirá a la persona objetada y el nuevo designado será objeto del mismo procedimiento.

El nombramiento de los miembros de la Sutel así como los requisitos y las demás condiciones se regirán por lo dispuesto en el capítulo correspondiente.

Artículo 48.- **Requisitos de los miembros de la Junta Directiva, del regulador general**

Para ser intendente, miembro de la Junta Directiva o regulador general, se requiere:

- a) Ser costarricense.
- b) Ser mayor de edad.
- c) Ser de reconocida honorabilidad.
- d) Ser graduado universitario, con título de licenciatura, como mínimo y estar incorporado y al día con el Colegio Profesional respectivo.
- e) Contar al menos con cinco (5) años de experiencia en actividades profesionales o gerenciales, en el sector público o el privado, relacionadas con los servicios públicos o con la regulación de estos.

Artículo 49.- Prohibiciones para el regulador general

El regulador general y los intendentes tendrán dedicación exclusiva.

Se le prohíbe:

- a) Ejercer profesiones liberales fuera del cargo.
- b) Participar en actividades político-electorales, con las salvedades de ley.
- c) Intervenir en el trámite o la resolución de asuntos sometidos a su jurisdicción, en los que tengan interés personal, directa o indirectamente, o cuando los interesados sean sus parientes por línea directa o colateral hasta el tercer grado, por consanguinidad o afinidad. Esta prohibición alcanza también a los otros miembros de la Junta Directiva.

La violación de las prohibiciones anteriores constituirá falta grave del servidor y dará lugar a su destitución por justa causa, sin perjuicio de las otras responsabilidades que le quepan.

Artículo 50.- Prohibición de nombramiento

Ningún nombramiento para desempeñar cargos en la Autoridad Reguladora o en la Sutel, podrá recaer en parientes ni en cónyuges del regulador general, intendentes, ni de los miembros de la Junta Directiva, hasta el cuarto grado de parentesco por consanguinidad o afinidad. Tampoco podrán ser nombrados para ocupar puestos de jefatura en la Autoridad Reguladora ni en la Sutel accionistas, asesores, gerentes o similares, miembros de las juntas directivas de las empresas privadas reguladas ni sus parientes hasta el cuarto grado de consanguinidad o afinidad.

Esta prohibición permanecerá vigente hasta un año después de que los funcionarios a quienes se refiere el párrafo anterior, hayan dejado de prestar sus servicios. La violación de este impedimento causará la nulidad absoluta del nombramiento.”

Artículo 52.- Causas de cese

El regulador general, y el auditor, así como los demás miembros de la Junta Directiva, cesarán en sus cargos por cualquiera de las siguientes causas:

- a) Renuncia.
- b) Ausencia a cuatro sesiones ordinarias consecutivas, sin la autorización de la Junta Directiva.

- c) Incapacidad sobreviniente por más de seis meses.
- d) Negligencia o falta grave, debidamente comprobada, contra el ordenamiento jurídico en el cumplimiento de los deberes de su cargo.
- e) Cualquiera de las incompatibilidades previstas en esta ley.
- f) Condena con sentencia firme por un delito doloso, durante el ejercicio del cargo.
- g) Las causales establecidas en la Ley Contra la Corrupción y el Enriquecimiento Ilícito en la Función Pública, N° 8422, de 6 de octubre de 2004.

Corresponde al Consejo de Gobierno, en apego al principio del debido proceso, declarar la vacante por cualquiera de las causas establecidas en esta ley, y proceder a nombrar al sustituto, en un plazo improrrogable de treinta (30) días naturales, con sujeción al procedimiento establecido en este capítulo.

Artículo 53.- Deberes y atribuciones

Son deberes y atribuciones de la Junta Directiva:

- a) Definir la política y los programas de la Autoridad Reguladora, de conformidad con los principios y objetivos de esta ley.
- b) Resolver, agotando la vía administrativa, los recursos relacionados con asuntos de competencia de la Autoridad Reguladora, excepto los asuntos relacionados con materia laboral. En los asuntos relacionados con tarifas y precios, deberá resolver de conformidad con estudios técnicos actualizados.
- c) Conocer y resolver los asuntos que el regulador general someta a su consideración.
- d) Aprobar el estudio de cánones y el presupuesto de la Autoridad Reguladora, así como sus modificaciones.
- e) Resolver los asuntos de su competencia en materia administrativa.
- f) Aprobar los contratos de obras y servicios, de acuerdo con el ordenamiento jurídico vigente.
- g) Examinar y aprobar los estados financieros de la Autoridad Reguladora, así como la liquidación de su presupuesto.

- h)** Aprobar los informes que anualmente publicará la Autoridad Reguladora sobre su gestión.
- i)** Nombrar y remover al auditor interno, de acuerdo con la ley.
- j)** Conocer, en alzada, de las apelaciones que se presenten por resoluciones del regulador general o del auditor interno.
- k)** Presentar, a la Asamblea Legislativa, a más tardar el último día del mes de abril de cada año, un informe de las labores y actividades realizadas durante el año anterior.
- l)** Aprobar la organización interna de la Autoridad Reguladora y el estatuto interno de trabajo.
- m)** Mantener estrecha comunicación y coordinación con el Ministerio de Economía, Industria y Comercio, en cuanto a la política de precios que debe seguir el gobierno.
- n)** Dictar los reglamentos técnicos que se requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en esta ley y las modificaciones de estos.
- ñ)** Dictar las normas y políticas que regulen las condiciones laborales, la creación de plazas, los esquemas de remuneración, las obligaciones y los derechos de los funcionarios y trabajadores de la Autoridad Reguladora y de la Sutel.
- o)** Resolver los recursos que se presenten contra las resoluciones que dicte la Sutel en materia de fijación de tarifas, cánones, tasas y contribuciones de telecomunicaciones.
- p)** Los demás deberes y atribuciones que se le confieren, de conformidad con las leyes o los reglamentos de servicio de cada actividad regulada.

Artículo 54.- Cuórum y remuneración

Para sesionar válidamente, tres (3) miembros constituirán el cuórum. Los acuerdos se tomarán por mayoría de votos de los presentes, salvo los casos en que la ley exija una mayoría calificada. Cuando se produzca un empate, el presidente o quien lo sustituya, resolverá con voto de calidad. Ningún miembro podrá abstenerse de votar.

La Junta podrá sesionar siempre que para ello exista el cuórum de ley, aunque no estén nombrados ni ratificados todos sus miembros.

Los miembros de la Junta Directiva devengarán, por cada sesión a la que asistan, dietas correspondientes al cinco por ciento (**5%**) del salario base del contralor general de la República. No podrán remunerarse más de tres (3) sesiones por semana.

La remuneración del regulador general, así como la de los funcionarios de nivel profesional y técnico de la Autoridad Reguladora se determinará tomando en cuenta las remuneraciones prevalecientes en los servicios bajo su regulación, en su conjunto, de manera que se garanticen la calidad e idoneidad del personal. La fijación de la remuneración de estos funcionarios no estará sujeta a lo dispuesto en la Ley N° 8131, Administración Financiera de la República y Presupuestos Públicos, de 18 setiembre de 2001, y sus reformas.

Cuando así lo acuerde la Junta, y previa aprobación de la Contraloría General de la República, sus miembros podrán laborar en sus funciones a tiempo completo, o bien, a medio tiempo en el desempeño de sus responsabilidades directivas.”

“Artículo 57.- Atribuciones, funciones y deberes del regulador general

- a) Son deberes y atribuciones del regulador general:
1. Velar por la independencia, efectividad y credibilidad de la Autoridad Reguladora y sus órganos, así como ejecutar las acciones necesarias para fortalecerlas.
 2. Promover la participación en la toma de decisiones y la defensa de los derechos de los usuarios de los servicios regulados.
 3. Ejercer la representación judicial y extrajudicial de la institución.
 4. Ejecutar y velar por que se cumplan, como superior jerárquico en materia administrativa, la política y los programas de la Autoridad Reguladora.
 5. Resolver los recursos que deba conocer en materia laboral.
 6. Presidir las reuniones de la Junta Directiva y preparar su agenda.
 7. Someter a la Junta Directiva la aprobación o improbación de los planes de trabajo y presupuestos.

8. Suscribir los contratos de concesión para los servicios públicos que así lo requieran.

9. Todo cuanto la ley le indique.

ARTÍCULO 2.- Adiciónese un nuevo capítulo XI a la Ley N° 7593, de 5 de setiembre de 1996 y sus reformas y córrase la numeración, cuyo texto dirá:

“CAPÍTULO XI Defensa del usuario

Artículo 59.- Defensor del usuario

Créase el Defensor del Usuario, el cual será un funcionario encargado de velar por los intereses de los usuarios de los servicios públicos. Será nombrado por la Defensoría de los Habitantes, mediante el procedimiento que dicte dicha institución al efecto.

Artículo 60.- Requisitos del defensor del usuario

El defensor del usuario deberá contar al menos con los siguientes atestados:

1. Adscrito al Colegio Profesional respectivo.
2. Economista o alguna profesión afín a las ciencias económicas.
3. Contar con una experiencia de al menos 5 años en temas relacionados con fijaciones tarifarias, defensa del consumidor, o las funciones que desarrolla la Aresep.
4. Ser de reconocida solvencia y honorabilidad.

Artículo 61.- Serán funciones del defensor del usuario, las siguientes:

1. Fungir como consejero del usuario en los temas relacionados con las competencias de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
2. Plantear oposiciones a expedientes en temas tarifarios, normativos y a las metodologías propuestas.
3. Plantear recursos a expedientes en materia tarifaria, normativa y metodológica.

4. Asesorar a usuarios y organizaciones en cuanto a la defensa de sus derechos y el procedimiento para plantear oposiciones.
5. Empoderar a usuarios en cuanto a sus derechos.
6. Formar parte de las comisiones que definen metodologías y la normativa de calidad, con el objeto de garantizar que se incorpore el punto de vista del usuario.
7. Brindar capacitación técnica y la colaboración requerida a organizaciones de defensa del usuario.
8. Brindar capacitación técnica respecto a la presentación de quejas y denuncias de los servicios públicos regulados.
9. Crear redes de usuarios de tal forma que cada comunidad esté representada, y pueda asignar un miembro de la comunidad para ejercer funciones de fiscalización.
10. Servir de enlace entre la sociedad civil y la Aresep, de tal forma que a través del defensor, los usuarios tengan información y acceso a los temas regulatorios de resorte de la Aresep.
11. Promover y coordinar la rendición de cuentas de parte de las intendencias y el regulador general.
12. Promover y organizar la participación ciudadana en las audiencias públicas.
13. Visitar las comunidades, informar y capacitar a los usuarios acerca de los procedimientos establecidos en la ley y las condiciones necesarias para realizar una oposición.

Artículo 62.- Vocales de control

Créanse los vocales de control, los cuales estarán encargados de servir de enlace entre la comunidad, la Aresep y los prestadores del servicio. Los vocales serán nombrados por la comunidad a través del procedimiento que defina la Aresep vía reglamentaria, además deberán estar inscritos en el Registro Nacional.

Los vocales deberán ser capacitados por la Aresep y presidirán las asambleas de usuarios, las cuales se encargarán de convocar a la ciudadanía a efectos de canalizar sus inquietudes en torno a la prestación del servicio y cualquier otro tema relacionado con las competencias de la Aresep.

Artículo 63.- Deber de colaboración de la Aresep

La Aresep deberá de dotar al defensor del usuario de los recursos técnicos, materiales y humanos, para desempeñar su labor. Asimismo, deberá de capacitar a los vocales de control en todos los temas relativos al funcionamiento, metodologías y fijaciones tarifarias que realiza la Aresep.”

Rige a partir de su publicación.

Mario Redondo Poveda
DIPUTADO

22 de junio de 2015

NOTA: Este proyecto pasó a estudio e informe de la Comisión Permanente de Asuntos Económicos.

1 vez.—Solicitud N° 37065.—O. C. N° 25003.—(IN2015049180).

PROYECTO DE LEY

REFORMA DEL ARTÍCULO 36 DE LA LEY N.º 4895 LEY DE CREACIÓN DE LA CORPORACIÓN BANANERA NACIONAL Y SUS REFORMAS

Expediente N.º 19.625

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

La presente ley tiene como objetivo adecuar, a la realidad actual, una norma que buscaba promover el desarrollo de alternativas al cultivo del banano en las zonas bananeras. Esto se realiza a través de las siguientes reformas:

1.- Desde que se promulgó la Ley N.º 7277 que reformó el artículo 36 de la Ley N.º 4895 Ley de Creación de la Corporación Bananera Nacional y sus reformas, en la práctica, su aplicación, ha sido muy difícil de cumplir por las federaciones de centros agrícolas cantonales. Esto por dos razones:

a) Dado que existe una obligación de que se utilicen los recursos en *“actividades de investigación y fomento en el campo de cultivos cítricos, en el control de la mosca del Mediterráneo y en el desarrollo agroindustrial de las respectivas regiones”*. Lo cual limita las posibilidades de investigación y fomento de otras actividades que no sean cítricos, por lo tanto el ámbito de aplicación se sale de las labores que normalmente ejecutan las federaciones en su condición de organizaciones de productores.

b) Dado lo anterior, existe una indefinición respecto a la pertinencia o no de un proyecto; con lo cual será la federación la que deba analizar, en cada caso, si el proyecto se ajusta a lo dispuesto en la ley. Esto genera indefinición en los potenciales proyectos a desarrollar.

2.- Que el excedente bananero actualmente es aprovechado en su totalidad ya sea para mercado nacional o por las grandes agroindustrias.

3.- Que a la par del desarrollo de las empresas bananeras son necesarias acciones que mejoren las actividades de los pequeños productores. Por lo cual, corresponde a las federaciones proveerles a los productores de las zonas de influencia, los especialistas en diversas áreas de la agronomía para desarrollar la investigación científica, dirigida a mejorar las prácticas agrícolas actuales y buscar nuevas alternativas de producción. Por ello, se hace indispensable que una parte

de los recursos se puedan utilizar en la contratación de especialistas que puedan aportar el conocimiento y el “expertise” en la implementación e implantación de nuevas alternativas productivas o mejoras tecnológicas.

4.- Por último, la normativa actual no refleja la composición de la producción bananera, con lo cual se presenta un sesgo en la repartición de los recursos generados en favor de la región Brunca y en detrimento de la región Huetar Atlántica. Para los efectos basta señalar que en la región Atlántica, incluido el cantón de Sarapiquí, se cultiva el 98.2% del área bananera nacional. Por lo tanto, se propone una distribución equitativa (en proporción al aporte al cultivo) de los recursos que corresponden a las federaciones de centros agrícolas cantonales.

Por todos los motivos señalados, se propone el siguiente proyecto de ley para la valoración de las señoras diputadas y los señores diputados.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**REFORMA DEL ARTÍCULO 36 DE LA LEY N.º 4895 LEY DE CREACIÓN DE
LA CORPORACIÓN BANANERA NACIONAL Y SUS REFORMAS**

ARTÍCULO ÚNICO.- Modifícase el artículo 36 de la Ley N.º 4895 Ley de Creación de la Corporación Bananera Nacional, de 24 de noviembre de 1971 y sus reformas:

“Artículo 36.- Para fomentar la investigación y el desarrollo agroindustrial del excedente bananero no exportable, así como de los programas de diversificación agrícola y agroindustrial de las zonas bananeras, se destinará un colón cincuenta céntimos (¢1.50) por caja exportada de banano a cargo del productor de acuerdo con la siguiente distribución:

- a) Cincuenta por ciento (50%) para garantizar el cumplimiento de la labor asignada al Ministerio de Salud.
- b) Veinte por ciento (20%) para el Centro de Investigación en Tecnología de Alimentos del Programa Cooperativo Universidad de Costa Rica-Ministerio de Agricultura y Ganadería.
- c) Un veinte por ciento (20%) para la Federación de Centros Agrícolas Cantonal de la Región Huetar Atlántica y Región Brunca, el cual se distribuirá de forma equitativa al aporte que cada región haga al impuesto por producción.
- d) Un diez por ciento (10%) a la Sede Regional de la Universidad de Costa Rica en Limón.

La suma señalada en el párrafo primero de este artículo se refiere al precio de la caja, vigente a la fecha de aprobación de la Ley N.º 7147 de 30 de abril de 1990 y aumentará en proporción directa al aumento del precio de venta de la caja de banano.

Lo recaudado por concepto de la obligación que aquí se establece, deberá ser presupuestado íntegramente para los fines señalados, sin que a dichos recursos se les pueda cambiar de destino. Solamente el veinticinco por ciento (25%) de esos recursos podrá utilizarse para servicios personales.

El dinero correspondiente al Ministerio de Salud, se depositará en la cuenta del Consejo Técnico de Asistencia Médico-Social. Estos recursos deberán ser presupuestados cada año y se utilizarán en investigación y ejecución de programas en las áreas de salud ocupacional y salud ambiental. Dicho departamento, con los recursos señalados, podrá cumplir sus cometidos en el campo de la investigación, por medio de otras instituciones tales como las universidades.

El dinero correspondiente al Centro de Investigaciones en Tecnología de Alimentos del Programa Cooperativo Universidad de Costa Rica-Ministerio de Agricultura y Ganadería y a la Sede Regional de la Universidad de Costa Rica en Limón, se depositará en la cuenta de la Universidad de Costa Rica, donde se manejará como fondos restringidos.

Los recursos correspondientes al Centro de Investigaciones en Tecnología de Alimentos, deberán ser presupuestados cada año y se utilizarán en la investigación de la adecuada valorización agroindustrial del excedente bananero no exportable y al apoyo de los esfuerzos de diversificación agroindustrial de las zonas bananeras.

Los dineros correspondientes a las federaciones de centros agrícolas cantonales de las regiones Brunca y Huetar Atlántica, se depositarán en una cuenta especial que abrirá para este efecto cada federación. Estos fondos se presupuestarán en forma anual y serán utilizados fundamentalmente en proyectos de diversificación agrícola, comercialización y el desarrollo agroindustrial de las respectivas zonas.”

Rige a partir de su publicación.

Luis Alberto Vásquez Castro

Gerardo Vargas Varela

Abelino Esquivel Quesada

Danny Hayling Carcache

Carmen Quesada Santamaría

DIPUTADOS Y DIPUTADA

22 de junio de 2015

NOTA: Este proyecto pasó a estudio e informe de la Comisión Especial Investigadora de la provincia de Limón, para que investigue, analice, estudie y dictamine todos los proyectos de ley, y valore las recomendaciones pertinentes en relación con la Problemática Social, Económica, Empresarial, Agropecuaria, Ambiental, Turística, Laboral y Cultural de toda la provincia de Limón, Expediente N.º 19.204.

1 vez.—Solicitud N° 37066.—O. C. N° 25003.—(IN2015049178).

PROYECTO DE LEY
APROBACIÓN DEL PROTOCOLO RELATIVO AL CONVENIO
SOBRE TRABAJO FORZOSO, 1930

Expediente N.º 19.626

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

Durante la Centésima Tercera Reunión de la Conferencia Internacional del Trabajo de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), celebrada en mayo 2014, en Ginebra, Suiza, se adoptó el Protocolo relativo al Convenio sobre el Trabajo Forzoso, 1930 (Núm. 29) con el fin de actualizar el marco jurídico dirigido en abolir el trabajo forzoso a través de medidas de prevención y protección, las acciones jurídicas y de reparación necesarias para la supresión efectiva del trabajo forzoso u obligatorio.

El protocolo en cuestión, también referido por la OIT como Protocolo de 2014, el cual, al igual que un convenio es un tratado internacional sujeto a ratificación por parte de los Estados Miembros. Por esta razón, se cumple con el presente proceso de sumisión dispuesto en el artículo 19º de la Constitución de la Organización Internacional del Trabajo¹.

Como instrumento jurídico crea obligaciones para el Estado ratificante y solo puede ser ratificado por los Estados Miembros de la OIT que hayan ratificado el Convenio sobre Trabajo Forzoso, 1930 (núm. 29), como es el caso de la República de Costa Rica².

En términos generales, el cometido del protocolo en cuestión es revisar parcialmente y complementar el Convenio número 29 a fin de adaptar sus disposiciones a la evolución de las circunstancias actuales del trabajo forzoso y mejorar su pertinencia, eficacia y eficiencia.

¹ La Constitución de la Organización Internacional del Trabajo, en el artículo 19, inciso b), establece que “cada uno de los Miembros se obliga a someter el convenio, en el término de un año a partir de la clausura de la reunión de la Conferencia (o, cuando por circunstancias excepcionales no pueda hacerse en el término de un año, tan pronto sea posible, pero nunca más de dieciocho meses después de clausurada la reunión de la Conferencia), a la autoridad o autoridades a quienes compete el asunto, al efecto de que le den forma de ley o adopten otras medidas; ...”

² La Asamblea Legislativa aprobó el Convenio sobre Trabajo Forzoso, 1930 (núm. 29) con la Ley N.º 2561 de 11 de mayo de 1960 y quedó ratificado ante la Oficina del director general de la OIT el 2 de junio de 1960.

En este sentido, el instrumento en cuestión contiene la cantidad de 12 disposiciones y presenta dos características esenciales. La primera, contempla la derogación tácita de los párrafos 1 y 2 del artículo 1º y las disposiciones contempladas en artículos 2º, 3º, 4º, 5º, 6º, 7º, 8º, 9º, 10º, 11º, 12º, 13º, 14º, 15º, 16º, 17º, 18º, 19º, 20º, 21º, 22º, 23º, 24º del Convenio núm. 29. Así, también, deja vigente el primer párrafo del artículo 1º y los correspondientes del artículo 25º al 33º.

Para una mejor referencia a la adopción del Protocolo 2014 ha sido el resultado del seguimiento y evolución del trabajo forzoso por parte de la OIT. Al respecto, la organización internacional a través de la Comisión de Expertos para las Cuestiones de Trabajo Forzoso y Trata de Personas con Fines de Explotación Laboral, la cual tiene una composición tripartita, ha determinado que las actuales formas de trabajo forzoso son distintas de aquellas que prevalecían en décadas anteriores.

Por ejemplo, en 1930, el Convenio núm. 29 estaba marcado por un fenómeno de carácter mayormente colonial, en el cual la obligación de trabajar es establecida en los sistemas de administración colonial, a menudo dependientes de las relaciones tribales tradicionales.

Posteriormente, en las primeras décadas de la segunda mitad del siglo XX, en un trabajo conjunto entre la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y la Organización Internacional del Trabajo, mediante el Comité Especial del Trabajo Forzoso, fue revelado que en todo el mundo se practicaban varias formas de trabajo forzoso, entre ellas, la coerción política, castigo por infracción de la disciplina laboral y con fines económicos³.

Esta labor investigativa entre la ONU y la OIT condujo a la adopción del Convenio relativo a la abolición del trabajo forzoso, 1957 (núm. 105), cuya finalidad era abolir la movilización obligatoria y la utilización del trabajo forzoso con fines económicos, así como la práctica del trabajo forzoso como medio de coerción política o de castigo político o de castigo en diversas circunstancias.

Más reciente, la OIT mediante estudios como “Una alianza global contra el trabajo forzoso” (2005), “El costo de la coacción” (2009) y el “Estudio sobre estimaciones de trabajo forzoso en el mundo (2012)” han señalado que la mayor parte del trabajo forzoso no lo imponen entidades públicas sino privadas y, principalmente, de la economía informal.

En el 2013, el trabajo forzoso es un fenómeno que afecta tanto a hombres, mujeres, niños y niñas en todas las regiones del mundo. En cifras absolutas, la

³ Organización Internacional del Trabajo. Informe para la discusión en la Reunión tripartita de expertos sobre la posible adopción de un instrumento que complementa el Convenio sobre el Trabajo Forzoso, 1930 (núm. 29). TMELE/2013. Ginebra, 11 al 15 de febrero de 2013. Pág. 5.

región de Asia y el Pacífico concentra la mayoría de todas las víctimas del trabajo forzoso con 11.7 millones de personas.

En orden descendente figura África con 3.7 millones, América Latina y el Caribe con 1.8 millones, Europa Central y Europa Sudoriental y la Comunidad de Estados Independientes con 1.6 millones. Finalmente, en las economías desarrolladas y la Unión Europea hay 1.5 millones de personas en trabajo forzoso y en el Oriente Medio con 0.6 millones de personas⁴.

Así, también, la OIT señala que del total de personas en trabajo forzoso en el mundo (20.9 millones de personas) el 18,7 millones (90 por ciento) son explotados por particulares o empresas privadas. Mientras tanto, el 10% restantes son víctimas de trabajo forzoso impuesto por el Estado o por grupos militares rebeldes. Entre los explotados por particulares o empresas privadas, 4,5 millones (22 por ciento) son víctimas de explotación sexual forzada y 14,2 millones (68 por ciento) de explotación laboral forzada⁵.

Por otra parte, el trabajo forzoso puede existir tanto en la economía informal y formal. Por ejemplo, entre los sectores productivos más afectados figura el servicio doméstico, la agricultura, la construcción, manufacturero, ocio y hasta en algunas cadenas mundiales de suministro.

Además, los grupos de la población más vulnerables son los migrantes, los trabajadores domésticos, los pueblos indígenas y aquellas personas trabajadoras en la economía informal.

Un aspecto relevante del Protocolo 2014 con respecto a los convenios números 29 y 105, ambos de la OIT, es la incorporación de la trata de personas para fines de explotación laboral como una manifestación de trabajo forzoso.

Al respecto, la Comisión de Expertos en Aplicación de Convenios y Recomendaciones de la OIT -en adelante referida como Comisión de Expertos- que se desempeña como un órgano de control que estudia y analiza las memorias de convenios que rinden los Estados Miembros, de las cuales se desprende información sobre el grado de cumplimiento de las normas internacionales del trabajo en el ordenamiento jurídico nacional, ha venido abordando de manera sistemática la trata de personas al examinar el Convenio número 29.

La Comisión de Expertos ha observado que la definición de «trata de personas» contemplada en el “Protocolo para prevenir, reprimir y sancionar la trata de personas, especialmente, mujeres y niños” del año 2000, el cual complementa la Convención de las Naciones Unidas contra la Delincuencia Organizada Transnacionales, permite establecer una relación entre este instrumento y el Convenio sobre el Trabajo Forzoso, 1930 (núm. 29).

⁴ Idem. Pág. 2-3.

⁵ Idem. Pág. 1.

Un elemento importante de la definición de la trata de personas contemplada en el protocolo que nos ocupa, que hace que esta práctica quede comprendida en el ámbito de aplicación del Convenio número 29, son los medios de coacción utilizados contra la persona, en particular, la amenaza o el uso de la fuerza, el rapto, el fraude, el engaño, el abuso de poder o de una situación de vulnerabilidad, que excluye definitivamente el ofrecimiento voluntario o el consentimiento de la víctima.

El Protocolo 2014 puntualiza que el consentimiento otorgado por la víctima de trata a toda forma de explotación no se tendrá en cuenta cuando se haya recurrido a cualquiera de los medios enunciados. Cuando la víctima sea un niño, se podrá declarar la existencia del delito de trata de personas con independencia de que haya mediado coacción o engaño.

En este marco, desde el año 2001, la Comisión de Expertos ha recalcado que la trata de personas con fines de explotación (definida con carácter específico de modo que incluya el trabajo o los servicios forzosos, la esclavitud o prácticas análogas, la servidumbre y diferentes formas de explotación sexual) se ajusta a la definición del trabajo forzoso u obligatorio establecida en el artículo 2, 1) del Convenio núm. 29.

Al respecto, buena parte de los comentarios que la Comisión de Expertos giran en torno a las medidas adoptadas por los gobiernos para combatir la trata de personas. En primer lugar, la Comisión de Expertos ha determinado que en la gran mayoría de los países examinados la legislación nacional impone sanciones y define los elementos constitutivos de trata de personas con fines de explotación laboral y sexual.

Además, en lo que respecta a otras prácticas de trabajo forzoso el mismo órgano de control de la OIT ha recomendado a los gobiernos que garanticen la configuración de un marco institucional para combatir la trata de personas que abarque la prevención, la sensibilización, la formación, la protección de las víctimas y la sanción de los infractores.

En este contexto, la Comisión de Expertos considera que las medidas adoptadas para la prevención de la trata de personas y la protección de las víctimas de la trata resultan esenciales para erradicar eficazmente la trata de personas y contribuir, por tanto, a la supresión de todas las formas de trabajo forzoso u obligatorio, con arreglo a lo dispuesto en el Convenio núm. 29.

Para una mejor referencia, se detallarán algunos aspectos específicos en los que se verifica la correspondencia del instrumento internacional con la legislación y práctica nacional costarricense.

Esas consideraciones se extraen de las respuestas ofrecidas por las distintas instituciones que fueron consultadas por la Cartera de Trabajo y

Seguridad Social, de previo a la preparación de la presente iniciativa legislativa, a saber⁶: Corte Suprema de Justicia, Ministerio de Seguridad Pública, Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto, Ministerio de Justicia y Gracia, Ministerio Público, Ministerio de la Condición de la Mujer, Caja Costarricense de Seguro Social, Patronato Nacional de la Infancia, Consejo Nacional de la Persona Adulta Mayor, Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, Defensoría de los Habitantes, Consejo Nacional de Rehabilitación y Educación Especial, Coalición Nacional contra el Trato Ilícito de Migrantes y la Trata de Personas, las dependencias administrativas del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social como Dirección General de Asuntos Laborales, Dirección Nacional de Inspección de Trabajo, Dirección Nacional de Empleo, Dirección Nacional de Seguridad Social, Dirección de Asuntos Jurídicos y la Unidad de Género. Además se hizo consulta a la Unión Costarricense de Cámaras y Asociaciones de la Empresa Privada, Confederación de Trabajadores Rerum Novarum, Confederación Unitaria de Trabajadores, Central del Movimiento de Trabajadores Costarricenses, Central General de Trabajadores, Central Social Juanito Mora, en lo principal.

En este contexto, las instituciones consultadas han manifestado que es pertinente y oportuna la incorporación a nuestra legislación y ratificación del Protocolo Relativo al Convenio sobre el Trabajo Forzoso, 1930 (Núm. 29), en aras de complementar el marco jurídico nacional y realizar acciones y medidas concretas contra el trabajo forzoso.

También, han señalado que la adopción del protocolo en cuestión sugiere actualizar nuestra legislación nacional y un fortalecimiento de los servicios públicos, especialmente, aquellos relacionados al cuerpo de inspector de trabajo.

Al respecto, la Corte Suprema de Justicia y la Procuraduría General de la República han señalado la necesidad de analizar el alcance de no enjuiciar ni imponer sanciones a las víctimas del trabajo forzoso en razón del artículo 4º del Protocolo y los numerales 5º y 12º de la recomendación.

Por otra parte, la Dirección Nacional de Inspección de Trabajo ha valorado que es necesario complementar el Protocolo 2014 y la Recomendación 203 con una revisión del “Manual de Procedimiento Legales de la Inspección de Trabajo (Directriz No. 17-2013) y, además, fortalecer las capacidades del cuerpo de inspectores de trabajo mediante acciones como personal, equipo, capacitación y otros recursos para atender lo dispuesto en ambos instrumentos.

Así, las cosas, de análisis de las disposiciones contenidas en el Protocolo 2014 y del proceso de consulta realizada se logra desprender que la legislación

⁶ Consultas formales a las instituciones competentes y las organizaciones más representativas de empleadores y trabajadores. Las consultas fueron realizadas en consonancia con el Convenio N.º 144 sobre la consulta tripartita de la OIT, ratificado por Costa Rica mediante Ley N.º 6571, de 23 de abril de 1981. Lo anterior, sin perjuicio de las consultas que los señores diputados de la Asamblea Legislativa tengan a bien llevar a cabo dentro del proceso de análisis y estudio de los instrumentos internacionales que se someten para su valoración.

nacional prevé un marco mínimo de disposiciones en materia de trabajo forzoso, el cual puede ser aumentado con la adopción del protocolo en cuestión.

En términos reales y de conformidad con la información recibida, las instituciones públicas no registran situaciones de trabajo forzoso de conformidad con el artículo 2.1 del Convenio Relativo al Trabajo Forzoso, 1930 (núm. 29), es decir, el trabajo o servicio exigido a una persona bajo la amenaza de pena cualquiera y para el cual la persona no se ofrece voluntariamente.

La legislación nacional garantiza que la persona goce del disfrute de libertad que incluye la libre elección del trabajo, la igualdad ante la ley y la protección de las leyes contra la esclavitud.

Esas garantías están contempladas en la Constitución Política, concretamente, en los siguientes artículos:

Artículo 20.- Toda persona es libre en la República, quien se halle bajo la protección de sus leyes no podrá ser esclavo ni esclava.

Artículo 33.- Toda persona es igual ante la ley y no podrá practicarse discriminación alguna contraria a la dignidad humana.

Artículo 56.- El trabajo es un derecho del individuo y una obligación con la sociedad. El Estado debe procurar que todos tengan ocupación honesta y útil, debidamente remunerada, e impedir que por causa de ella se establezcan condiciones que en alguna forma menoscaben la libertad o la dignidad del hombre o degraden su trabajo a la condición de simple mercancía. El Estado garantiza el derecho de libre elección de trabajo.

En materia laboral estas normas están desarrolladas en disposiciones jurídicas que reúnen tanto normativa de carácter internacional como nacional. En primer orden, el Convenio Relativo al Trabajo Forzoso u obligatorio, 1930 (núm. 29) de la OIT, aprobado mediante la Ley N.º 2561, de 11 de mayo de 1960 y ratificado el 2 de junio de 1960, establece en el artículo 4º que “*las autoridades competentes no deberán imponer o dejar que se imponga el trabajo forzoso u obligatorio en provecho de particulares, de compañías o de personas jurídicas de carácter privado*”.

Asimismo, el Convenio relativo a la abolición del trabajo forzoso, 1957 (núm. 105) de la OIT, aprobado en la Ley N.º 2330 de 9 de abril de 1959 y ratificado el 4 de mayo de 1959, establece en el artículo 1º la obligación al Estado costarricense, la cual es extensiva a las autoridades públicas y al empleador, de suprimir y la restricción total de hacer uso del trabajo forzoso en las siguientes situaciones:

- a) *Como medio de coerción o de educación políticas o como castigo por tener o expresar determinadas opiniones o por manifestar oposición ideológica al orden político, social o económico establecido;*
- b) *Como método de movilización y utilización de la mano de obra con fines de fomento económico;*
- c) *Como medida de disciplina en el trabajo;*
- d) *Como castigo por haber participado en huelgas;*
- e) *Como medida de discriminación racial, social, nacional o religiosa.* (artículo 1 del Convenio relativo a la abolición del trabajo forzoso, 1959 (núm. 105).

Por otra parte, el Código de Trabajo, Ley N.º 2, de 27 de agosto de 1943, contempla la libertad de trabajo, el derecho irrenunciable de los derechos y beneficios laborales, de salud ocupacional y de riesgos de trabajo y el derecho a demandar el auxilio a las autoridades nacionales encargadas del cumplimiento y la aplicación del Código de Trabajo, sus reglamentos y sus leyes conexas; por ejemplo:

Estas disposiciones, sin perjuicio de otras, son las siguientes:

Artículo 7.- A ningún individuo se le coartará la libertad de ejercer el comercio en las zonas de trabajo, a menos que esa libertad resulte contraria a los intereses de los mismos trabajadores o de la colectividad; ni se cobrarán por dicho ejercicio otras cuotas e impuestos que los autorizados por las leyes respectivas.

Artículo 8.- A ningún individuo se le coartará la libertad de trabajo, ni se le podrá impedir que se dedique a la profesión, industria o comercio que le plazca, siempre que cumpla las prescripciones de las leyes y reglamentos respectivos. Solamente cuando se ataquen los derechos de terceros o se ofendan los de la sociedad, podrá impedirse el trabajo y ello mediante resolución de las autoridades competentes, dictada conforme a la ley.

Artículo 11.- Serán absolutamente nulas, y se tendrán por no puestas, las renunciaciones que hagan los trabajadores de las disposiciones de este Código y de sus leyes conexas que los favorezcan.

Artículo 12.- Queda prohibido a los patronos despedir a sus trabajadores o tomar cualquier otra clase de represalias contra ellos, con el propósito de impedirles demandar el auxilio de las autoridades encargadas de velar por el cumplimiento y aplicación del presente Código, de sus reglamentos y de sus leyes conexas.

Artículo 15.- Los casos no previstos en este Código, en sus reglamentos o en sus leyes supletorias o conexas, se resolverán de acuerdo con los principios generales de derecho de trabajo, la equidad,

la costumbre o el uso locales; y en defecto de estos se aplicarán, por su orden, las disposiciones contenidas en los convenios y recomendaciones adoptados por la Organización Internacional de Trabajo en cuanto no se opongan a las leyes del país, y los principios y leyes de derecho común.

Artículo 17.- Para los efectos de interpretar el presente Código, sus reglamentos y sus leyes conexas, se tomarán en cuenta, fundamentalmente, el interés de los trabajadores y la conveniencia social.

Además, el Código de Trabajo establece una serie de sanciones en caso de incurrir en la falta relacionada al caso que nos ocupa, las cuales no solo deben ser fijadas por un juez de la República sino, además, toman como referencia el salario base del Oficinista 1 que aparece en la relación de puestos de la Ley de Presupuesto Ordinario de la República, según el artículo 2º de la Ley N.º 7337, de 14 de mayo de 1993.

Estas sanciones quedan establecidas en el siguiente orden:

- a. De uno a tres salarios base.
- b. De cuatro a siete salarios base.
- c. De ocho a once salarios base.
- d. De doce a quince salarios base.
- e. De dieciséis a diecinueve salarios base.
- f) De veinte a veintitrés salarios base.

En cuanto a la trata de personas con fines de explotación laboral y sexual (una de las formas de trabajo forzoso contemplado en el Protocolo 2014), la dependencia administrativa denominada Gestión Trata y Tráfico de Migración y Extranjería, la cual está adscrita a la Dirección General de Migración y Extranjería, lleva registros que apunta la existencia de ese flagelo en Costa Rica.

Por ejemplo, para el período 2013 se registró un total de 30 nuevas víctimas de trata, siendo 13 de ellas explotadas para fines sexuales. Y, para el año 2014 se registraron cinco casos de trata personas por motivo de explotación laboral.

Por otra parte, el Organismos de Investigación Judicial mediante su Reporte de Situación 2013 ha señalado que "...desde un enfoque transnacional, Costa Rica es un país principalmente de destino de Trata de Personas y, en menor medida, país de origen y tránsito. Las modalidades de explotación más comunes son la explotación sexual de mujeres adultas y la explotación laboral de hombres. En el caso de Costa Rica, las víctimas provienen en su mayoría de Centroamérica, Colombia y de República Dominicana: la Trata de Personas intrarregional⁷".

⁷ Organismos de Investigación Judicial. Reporte de Situación 2013: "Tráfico de Drogas y Amenazas del Crimen Organizado". 2013. Pág. 17.

En cuanto a la explotación laboral, el informe en cuestión indica que durante el período 2013 el 14% de las víctimas de trata de personas han sufrido de explotación laboral. Así, también, que hasta ese momento se habían identificado 3 casos de trata laboral que de manera general tiene lugar en zonas agropecuarias. De las víctimas de explotación laboral en 2012 todas menos una eran mujeres. Sin embargo, en el 2013 no existía un hombre acreditado como víctima de explotación laboral⁸.

Para los casos de trata de personas con fines de explotación laboral el país complementó las normas generales del Código de Trabajo con la aprobación de la Ley contra la Trata de Personas y la Creación de la Coalición Nacional contra el Tráfico Ilícito de Migrantes y la Trata de Personas (Conatt), Ley N.º 9095, de 8 de octubre de 2012.

Esta ley permitió el establecimiento de un marco institucional que comprende políticas, normativa, asistencia y protección y cooperación en aras de combatir la trata de personas. De acuerdo con el artículo 5º de esta ley, la trata de personas incluye imponer a cualquier sexo, el trabajo forzoso en su manifestación de explotación laboral y sexual, esclavitud, trabajos o servicios forzados y mendicidad forzada.

Al respecto, el artículo 5º reza así:

Por trata de personas se entenderá el promover, facilitar o favorecer la entrada o salida del país o el desplazamiento, dentro del territorio nacional, de personas de cualquier sexo para realizar uno o varios actos de prostitución o someterlas a explotación o servidumbre, ya sea sexual o laboral, esclavitud o prácticas análogas a la esclavitud, trabajos o servicios forzados, matrimonio servil, mendicidad forzada, extracción ilícita de órganos o adopción irregular.

En el marco de esta ley, el combate de la trata de personas ocurre a través de diferentes mecanismos institucionales. El primero de estas es la adopción de una política nacional contra la trata de personas y sus actividades conexas, la cual involucraría a las instituciones del Estado costarricense y los entes no estables, organización civil y organismos internacionales.

Otro rasgo de la Ley núm. 9095 es la creación de un Equipo de Respuesta Inmediata (ERI), el cual está integrado por la Caja Costarricense de Seguro Social, el Instituto Nacional de las Mujeres, El Ministerio de Seguridad Pública, el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, el Ministerio Público, el Organismos de Investigación Judicial, el Patronato Nacional de la Infancia, la Policía Profesional de Migración y la Secretaría Técnica de la Coalición Nacional contra el Tráfico Ilícito de Migrantes y la Trata de Personas.

⁸ Idem. Pág. 18.

En términos generales, el ERI actúa para brindar protección integral en el caso de las personas sobrevivientes víctimas de la trata; lo anterior, a través de las instituciones que lo conforman. De acuerdo con las estadísticas del ERI, al mes de octubre de 2014 se había registrado 28 víctimas de trata de personas, de los cuales el 14% correspondió a la trata de personas con fines laborales.

Por otra parte, referida la Ley N.º 9095 contempla un régimen de protección a la víctima de trata de personas. Por ejemplo, las instituciones y organizaciones integrantes de la Coalición Nacional contra el Tráfico Ilícito de Migrantes y la Trata de Personas tienen la obligación de brindar la absoluta confidencialidad en el manejo de la información durante todo el proceso.

Otro mecanismo establecido en dicha normativa gira entorno a la prevención orientada a desalentar la demanda de la trata de personas, el facilitar su detección y alertar a la población en general, especialmente, a las personas funcionarias de entidades públicas y privadas sobre la existencia de los efectos del tráfico ilícito y la trata de personas.

Finalmente, el marco jurídico en mención prevé la atención y protección a las víctimas, ya sea por causa del tráfico ilícito de migrantes y de trata de personas. Al respecto, la Ley N.º 9095 de reiterada cita dispone un conjunto de condiciones como, por ejemplo, el alojamiento apropiado, accesible y seguro, acceso gratuito a servicio de salud, terapias y tratamientos especializados, la protección de su identidad y privacidad y una repatriación o retorno voluntaria, segura y cómoda.

Alrededor de toda esta materia, resulta importante tener presente también la recomendación núm. 203 sobre las medidas complementarias para la supresión efectiva del trabajo forzoso de la OIT, que acompaña el proceso de adopción del Protocolo 2014. Aquella contiene disposiciones no vinculantes que ofrecen una orientación práctica y útil para poner en ejecución las obligaciones comprendidas en el protocolo en mención.

En todo caso, para la OIT, la finalidad fundamental de este proceso de sumisión de normas internacionales del trabajo como el que nos ocupa consiste en entablar un debate dentro de los órganos legislativos competentes y fomentar la ratificación de los convenios internacionales.

Para todos los efectos, el acto de ratificación del Protocolo 2014 conlleva la apertura de los Estados Miembros de la OIT a una supervisión por parte de los órganos de control de la misma organización y, además el compromiso de garantizar la efectiva aplicación de la normativa internacional aprobada mediante la legislación y políticas nacionales pertinentes.

En consecuencia, al ser que el Protocolo 2014 es conteste con la legislación nacional sobre trabajo forzoso, por cuanto reconoce la libertad de la

persona y la libre elección de un empleo y una ocupación, el Poder Ejecutivo no puede sino emitir una recomendación favorable para su aprobación por parte de los señores diputados y las señoras diputadas de la Asamblea Legislativa y guarda la esperanza de que en un futuro próximo se cuente con una normativa orientada a la prevención y abordaje integral del trabajo forzoso, especialmente, protegiendo los derechos fundamentales de las personas que son víctimas de este flagelo.

En virtud de lo anterior, se somete al conocimiento y aprobación de la Asamblea legislativa el presente proyecto de ley relativo a la **Aprobación del Protocolo relativo al Convenio sobre el Trabajo Forzoso, 1930.**

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**APROBACIÓN DEL PROTOCOLO RELATIVO AL CONVENIO
SOBRE TRABAJO FORZOSO, 1930**

ARTÍCULO 1.- Apruébase el Protocolo Relativo al Convenio sobre Trabajo Forzoso, 1930 (Núm. 29), adoptado por la Conferencia Internacional del Trabajo en su 103.^a reunión, celebrada en Ginebra, Suiza, el 28 de mayo de 2014.

CONFERENCIA INTERNACIONAL DEL TRABAJO

“Protocolo al Convenio 29

**PROTOCOLO RELATIVO AL CONVENIO
SOBRE TRABAJO FORZOSO, 1930**

La Conferencia General de la Organización Internacional del Trabajo:

Convocada en Ginebra por el Consejo de Administración de la Oficina Internacional del Trabajo, y congregada en dicha ciudad el 28 de mayo de 2014, en su 103.^a reunión;

Reconociendo que la prohibición de la utilización del trabajo forzoso u obligatorio forma parte de los derechos fundamentales, y que el trabajo forzoso u obligatorio constituye una violación de los derechos humanos, atenta contra la dignidad de millones de mujeres, hombres, niñas y niños, contribuye a perpetuar la pobreza y es un obstáculo para la consecución del trabajo decente para todos;

Reconociendo el papel fundamental que desempeñan el Convenio sobre el trabajo forzoso, 1930 (núm. 29), en adelante, el «Convenio», y el Convenio sobre la abolición del trabajo forzoso, 1957 (núm. 105), para luchar contra todas las formas de trabajo forzoso u obligatorio, pero que las lagunas en su aplicación requieren la adopción de medidas adicionales;

Recordando que la definición de trabajo forzoso u obligatorio prevista en el artículo 2 del Convenio abarca el trabajo forzoso u obligatorio en todas sus formas y manifestaciones, y se aplica a todos los seres humanos sin distinción;

Recalcando la urgencia de eliminar el trabajo forzoso u obligatorio en todas sus formas y manifestaciones;

Recordando que los Miembros que han ratificado el Convenio tienen la obligación de cerciorarse de que el trabajo forzoso u obligatorio sea objeto de sanciones penales, con inclusión de sanciones impuestas por la ley que sean realmente eficaces y se apliquen estrictamente;

Tomando nota de que ha expirado el período transitorio previsto en el Convenio, y de que las disposiciones del artículo 1, párrafos 2 y 3, y de los artículos 3 a 24 ya no son aplicables;

Reconociendo que el contexto y las formas del trabajo forzoso u obligatorio han cambiado y que la trata de personas con fines de trabajo forzoso u obligatorio, que puede implicar explotación sexual, suscita una creciente preocupación internacional y que su eliminación efectiva requiere acciones urgentes;

Tomando nota de que un número creciente de trabajadores se encuentran en situación de trabajo forzoso u obligatorio en la economía privada, de que ciertos sectores de la economía son particularmente vulnerables, y de que ciertos grupos de trabajadores corren un riesgo mayor de ser víctimas de trabajo forzoso u obligatorio, en particular los migrantes;

Tomando nota de que la supresión efectiva y sostenida del trabajo forzoso u obligatorio contribuye a garantizar una competencia leal entre los empleadores, así como protección a los trabajadores;

Recordando las normas internacionales del trabajo pertinentes, en particular el Convenio sobre la libertad sindical y la protección del derecho de sindicación, 1948 (núm. 87), el Convenio sobre el derecho de sindicación y de negociación colectiva, 1949 (núm. 98), el Convenio sobre igualdad de remuneración, 1951 (núm. 100), el Convenio sobre la discriminación (empleo y ocupación), 1958 (núm. 111), el Convenio sobre la edad mínima, 1973 (núm. 138), el Convenio sobre las peores formas de trabajo infantil, 1999 (núm. 182), el Convenio sobre los trabajadores migrantes (revisado), 1949 (núm. 97), el Convenio sobre los trabajadores migrantes (disposiciones complementarias), 1975 (núm. 143), el Convenio sobre las trabajadoras y los trabajadores domésticos, 2011 (núm. 189), el Convenio sobre las agencias de empleo privadas, 1997 (núm. 181), el Convenio sobre la inspección del trabajo, 1947 (núm. 81), y el Convenio sobre la inspección del trabajo (agricultura), 1969 (núm. 129), así como la Declaración de la OIT relativa a los principios y derechos fundamentales en el trabajo (1998), y la Declaración de la OIT sobre la justicia social para una globalización equitativa (2008);

Tomando nota de otros instrumentos internacionales pertinentes, en particular la Declaración Universal de Derechos Humanos (1948), el Pacto Internacional de Derechos Civiles y Políticos (1966), el Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales (1966), la Convención sobre la esclavitud (1926), la Convención suplementaria sobre la abolición de la esclavitud, la

trata de esclavos y las instituciones y prácticas análogas a la esclavitud (1956), la Convención de las Naciones Unidas contra la delincuencia organizada transnacional (2000), el Protocolo para prevenir, reprimir y sancionar la trata de personas, especialmente mujeres y niños (2000), el Protocolo contra el tráfico ilícito de migrantes por tierra, mar y aire (2000), la Convención internacional sobre la protección de los derechos de todos los trabajadores migratorios y de sus familiares (1990), la Convención contra la tortura y otros tratos o penas crueles, inhumanos o degradantes (1984), la Convención sobre la eliminación de todas las formas de discriminación contra la mujer (1979), y la Convención sobre los derechos de las personas con discapacidad (2006);

Habiendo decidido adoptar diversas proposiciones para subsanar las lagunas en la aplicación del Convenio, y reafirmado que las medidas de prevención y de protección y las acciones jurídicas y de reparación, tales como indemnización y readaptación, son necesarias para lograr la supresión efectiva y sostenida del trabajo forzoso u obligatorio, de conformidad con el cuarto punto del orden del día de la reunión, y

Habiendo decidido que dichas proposiciones revistan la forma de un protocolo relativo al Convenio,

adopta, con fecha once de junio de dos mil catorce, el siguiente Protocolo, que podrá ser citado como el Protocolo de 2014 relativo al Convenio sobre el trabajo forzoso, 1930.

Artículo 1

1. Al dar cumplimiento a sus obligaciones en virtud del Convenio de suprimir el trabajo forzoso u obligatorio, todo Miembro deberá adoptar medidas eficaces para prevenir y eliminar su utilización, proporcionar a las víctimas protección y acceso a acciones jurídicas y de reparación apropiadas y eficaces, tales como una indemnización, y sancionar a los autores del trabajo forzoso u obligatorio.

2. Todo Miembro deberá formular, en consulta con las organizaciones de empleadores y de trabajadores, una política y un plan de acción nacionales a fin de lograr la supresión efectiva y sostenida del trabajo forzoso u obligatorio que prevea la adopción de medidas sistemáticas por parte de las autoridades competentes y, si procede, en coordinación con las organizaciones de empleadores y de trabajadores, así como con otros grupos interesados.

3. Se reafirma la definición de trabajo forzoso u obligatorio contenida en el Convenio y, por consiguiente, las medidas mencionadas en el presente Protocolo deberán incluir actividades específicas para luchar contra la trata de personas con fines de trabajo forzoso u obligatorio.

Artículo 2

Las medidas que se han de adoptar para prevenir el trabajo forzoso u obligatorio deberán incluir:

- a) educación e información destinadas en especial a las personas consideradas particularmente vulnerables, a fin de evitar que sean víctimas de trabajo forzoso u obligatorio;
- b) educación e información destinadas a los empleadores, a fin de evitar que resulten involucrados en prácticas de trabajo forzoso u obligatorio;
- c) esfuerzos para garantizar que:
 - i) el ámbito de la legislación relativa a la prevención del trabajo forzoso u obligatorio y el control de su cumplimiento, incluida la legislación laboral si procede, abarquen a todos los trabajadores y a todos los sectores de la economía, y
 - ii) se fortalezcan los servicios de inspección del trabajo y otros servicios responsables de la aplicación de esta legislación;
- d) la protección de las personas, en particular los trabajadores migrantes, contra posibles prácticas abusivas y fraudulentas en el proceso de contratación y colocación;
- e) apoyo a los sectores público y privado para que actúen con la debida diligencia a fin de prevenir el trabajo forzoso u obligatorio y de responder a los riesgos que conlleva; y
- f) acciones para abordar las causas generadoras y los factores que aumentan el riesgo de trabajo forzoso u obligatorio.

Artículo 3

Todo Miembro deberá adoptar medidas eficaces para identificar, liberar y proteger a todas las víctimas de trabajo forzoso u obligatorio y para permitir su recuperación y readaptación, así como para proporcionarles otras formas de asistencia y apoyo.

Artículo 4

1. Todo Miembro deberá velar por que todas las víctimas de trabajo forzoso u obligatorio, independientemente de su situación jurídica o de que se encuentren o no en el territorio nacional, tengan acceso efectivo a acciones jurídicas y de reparación apropiadas y eficaces, tales como una indemnización.

2. Todo Miembro deberá adoptar, de conformidad con los principios fundamentales de su sistema jurídico, las medidas necesarias para velar por que las autoridades competentes puedan decidir no enjuiciar ni imponer sanciones a las víctimas de trabajo forzoso u obligatorio por su participación en actividades ilícitas que se han visto obligadas a cometer como consecuencia directa de estar sometidas a trabajo forzoso u obligatorio.

Artículo 5

Los Miembros deberán cooperar entre sí para garantizar la prevención y la eliminación de todas las formas de trabajo forzoso u obligatorio.

Artículo 6

Las medidas adoptadas para aplicar las disposiciones del presente Protocolo y del Convenio deberán ser determinadas por la legislación nacional o por la autoridad competente, previa consulta con las organizaciones de empleadores y de trabajadores interesadas.

Artículo 7

Se suprimen las disposiciones transitorias del artículo 1, párrafos 2 y 3, y de los artículos 3 a 24 del Convenio.

Artículo 8

1. Un Miembro podrá ratificar el presente Protocolo al mismo tiempo que ratifica el Convenio, o en cualquier momento después de la ratificación del mismo, comunicando la ratificación formal, para su registro, al Director General de la Oficina Internacional del Trabajo.

2. El Protocolo entrará en vigor doce meses después de la fecha en que las ratificaciones de dos Miembros hayan sido registradas por el Director General. Desde dicho momento, el presente Protocolo entrará en vigor, para cada Miembro, doce meses después de la fecha de registro de su ratificación. A partir de ese momento, el Convenio será obligatorio para el Miembro interesado, con la adición de los artículos 1 a 7 del presente Protocolo.

Artículo 9

1. Todo Miembro que haya ratificado el presente Protocolo podrá denunciarlo en todo momento en que el Convenio esté abierto a la denuncia de conformidad con su artículo 30, mediante un acta comunicada, para su registro, al Director General de la Oficina Internacional del Trabajo.

2. La denuncia del Convenio de conformidad con sus artículos 30 ó 32 implicará, *ipso jure*, la denuncia del presente Protocolo.”

3. Toda denuncia del presente Protocolo efectuada de conformidad con los párrafos 1 ó 2 de este artículo no surtirá efecto hasta un año después de la fecha en que se haya registrado.

Artículo 10

1. El Director General de la Oficina Internacional del Trabajo notificará a todos los Miembros de la Organización Internacional del Trabajo el registro de cuantas ratificaciones, declaraciones y denuncias le comuniquen los Miembros de la Organización.

2. Al notificar a los Miembros de la Organización el registro de la segunda ratificación, el Director General señalará a la atención de los Miembros de la Organización sobre la fecha en que entrará en vigor el presente Protocolo.

Artículo 11

El Director General de la Oficina Internacional del Trabajo comunicará al Secretario General de las Naciones Unidas, para su registro de conformidad con el artículo 102 de la Carta de las Naciones Unidas, una información completa sobre todas las ratificaciones, declaraciones y denuncias registradas por el Director General.

Artículo 12

Las versiones inglesa y francesa del texto del presente Protocolo son igualmente auténticas.”

Gerardo Bogantes Rivera
Director de Asuntos Jurídicos
Ministerio de Trabajo y Seguridad Social

Que las fotocopias que anteceden, debidamente selladas y foliadas del 01 al 05 por el suscrito, son copia fiel y exacta al original del texto del Protocolo Relativo al Convenio sobre Trabajo Forzoso, 1930 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT). ES TODO.----

Se extiende la presente certificación, a las nueve horas del 07 de mayo de dos mil quince. No se cancelan las especies de Ley por estar exenta, de conformidad con los Pronunciamientos de la Procuraduría General de la República No. C-264-95 y O.J.061-98, en los que establece el principio de inmunidad fiscal del Estado.

Rige a partir de su publicación.

Dado en la Presidencia de la República, a los veintiocho días del mes de abril de dos mil quince.

Luis Guillermo Solís Rivera
PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Víctor Morales Mora
MINISTRO DE TRABAJO Y SEGURIDAD SOCIAL

23 de junio de 2015

NOTA: Este proyecto pasó a estudio e informe de la Comisión Permanente Especial de Internacionales y Comercio Exterior.

1 vez.—Solicitud N° 37067.—O. C. N° 25003.—(IN2015049175).

PROYECTO DE LEY
LEY DE ACCIONES AFIRMATIVAS A FAVOR DE
LAS PERSONAS AFRODESCENDIENTES

Expediente N.º 19.628

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

Pese a que según el X Censo Nacional de Población y VI de Vivienda 2011, el 7.8% de la población costarricense se considera afrodescendiente, lo cierto es que como bien lo afirma Tatiana Lobo¹: *“El mito de una Costa Rica blanca, ha producido un pueblo ignorante de sus orígenes mestizos, que practica el racismo heredado del régimen colonial de múltiples formas (...)”*.

La discriminación racial en nuestro país está más que vigente. Existe racismo en las actitudes de la población: la forma de observar a la persona negra, el vocabulario utilizado para nombrarnos, los constantes chistes, chota y burla que circulan especialmente en las redes sociales. También existe racismo desde las autoridades de gobierno ya que aunque, formalmente, dicen apoyar las minorías, resultan cómplices de quienes discriminan y ofenden, por el hecho de omitir acciones concretas -más allá de las palabras- para reaccionar frente a esas prácticas. Siendo así, para la mayoría el racismo es “normal” o simplemente no existe.

La discriminación impacta también las condiciones de vida de la población afrodescendiente. A manera de ejemplo, el Informe de la Situación Socioeconómica de la Población Afrodescendiente (PNUD, 2011) señala que la pobreza afecta a más de 30.000 hogares afrodescendientes en el país, y 9.000 de estos hogares viven en condiciones de pobreza extrema y, a pesar de esa realidad, no se han logrado implementar políticas específicas para combatir la problemática como sí se ha hecho para otros grupos de población como indígenas y migrantes nicaragüenses.

Las minorías étnicas en general, y por ende la población afrocostarricense, enfrentamos, al menos, tres grandes problemas: discriminación, racismo y etnofobia. No lograremos el combate de estas prácticas hasta tanto no se facilite a los afrocostarricenses voz, representación y espacios reales para comunicar

¹ Lobo, Tatiana (1997). Negros y blancos, todo mezclado. (1ª Edición) San José: Editorial de la Universidad de Costa Rica, p. 86.

nuestras carencias, necesidades y objetivos en los diversos ámbitos cotidianos en los que nos desenvolvemos.

Corregir un problema cultural de vieja data empieza por aceptar su existencia y de forma inmediata tomar acciones para que, paulatinamente, pueda verse un cambio. El racismo no es ajeno a este razonamiento: hasta que aceptemos que en Costa Rica **existió y existe** tendremos terreno fértil para poner en marcha un cambio que exige un intensivo trabajo multidisciplinario para generar un verdadero cambio cultural.

Ese cambio cultural que hoy los afrodescendientes exigimos requiere necesariamente de varios elementos. El primero de ellos: la divulgación educativa de la historia desde una posición más comprensiva de lo que hoy se enseña en la educación oficial, aunque dicha historia resulte cruel e implique conocer y aceptar al menos que:

- Las personas negras fueron comercializadas y traficadas en Costa Rica en la colonia.
- Que aquellos que fueron liberados o pagaron su libertad se vieron confinados en comunidades como la Puebla de los Pardos, pueblos que tenían por objetivo reducir a negros y mulatos a un solo sitio.
- Y que, aunque la relación de los inmigrantes jamaquinos para la construcción del ferrocarril y el desarrollo de la actividad bananera no se visualizaba como permanente, la realidad fue que ocurrió una gran mezcla étnica que no podemos invisibilizar.
- Que esa mezcla étnica se “combatió”, entre otras cosas, con la emisión de normativa restrictiva racista que limitaba a los afrodescendientes en sus derechos, entendiéndose desde su libertad de tránsito hasta sus posibilidades de trabajo.

Como bien indica Quince Duncan *“La memoria oficial de nuestro pasado se ha ido alimentando de silencios, hechos dispersos y de valores racistas que se han presentado como verdaderos (...)”*².

Y es que pareciera que en Costa Rica no somos conscientes de la historia. Pocos conocen que en nuestro país, en la época colonial se aplicaban medidas discriminatorias tomadas en perjuicio de las personas afrodescendientes y que privilegiaban la estratificación social pero, más grave aún, que al paso de los años se promulgaron normas discriminatorias que permanecieron vigentes por considerable tiempo, la mayoría hasta los años 1948-1949. Menciono algunas de ellas:

- La Ley N.º 6 de 20 de mayo de 1897 regulaba la inmigración de individuos de razas que se consideraban nocivas al progreso y bienestar

² Del Olvido a la Memoria/ed. Por Rina Cáceres Gómez, (1ª edición). San José, CR: Unesco para Centroamérica y Panamá, p. 4.

de la República, reglamentada en 1903, mediante decreto de fecha 7 de marzo, que imponía a los gobernantes la obligación de formar un registro de los individuos de “*tales*” razas que ya vivían en el país.

- Se tienen datos de la existencia de una ley promulgada en 1890 que prohibía a negros y asiáticos trabajar en el ferrocarril a la costa pacífica y de 1910 a 1920 los maquinistas negros del ferrocarril de Limón, tenían que detenerse en Peralta, un poblado a la mitad de camino entre San José y Limón para que un conductor blanco continuara la ruta.

- La discriminación laboral también quedó asentada en una ley de 1934 que establecía: “(...) *Queda prohibido en la zona del Pacífico, ocupar gente de color en dichos trabajos (de producción y explotación bananera)*”. La ley permaneció 15 años vigente y se tradujo en limitaciones no solo de acceso a trabajo sino de libertad de tránsito.

- Al mismo estilo de la normativa ya indicada, el decreto número 4 del 26 de abril de 1942 establecía en el artículo 41: “*No serán admitidos en el país, y por consiguiente deben ser rechazados por las autoridades de los puertos, aeropuertos y fronteras de la República, los extranjeros que vengan en calidad de inmigrantes o transeúntes, que se hallen en las condiciones siguientes: a) Los de raza negra, chinos, árabes, turcos, sirios, armenios, gitanos, coolíes etc.(...)*”.

Así las cosas, las personas afrodescendientes de aquella época no solo se vieron aislados territorialmente sino que carecieron de documentación para el ejercicio de su ciudadanía limitándose de esta forma sus derechos políticos. La nacionalidad costarricense fue otorgada a las personas afrodescendientes hasta 1949 pero fue hasta 1973 que, expresamente, se prohibió las restricciones de migración por razones de raza (Ley N.º 5360 de 11 de octubre de 1973).

El segundo elemento necesario de cara a ese anhelado cambio es el reconocimiento del papel de la persona negra en la construcción de la nación costarricense, más allá de su aporte como “mano de obra”. Hacerlo correctamente impactaría la identidad del costarricense, pues hasta la fecha ha prevalecido la tendencia a no divulgar los valores y aportes de la cultura afrodescendiente, pese a la riqueza innegable de la misma.

Costa Rica, frente a la comunidad internacional y frente al colectivo étnico afrodescendiente tiene obligaciones ineludibles que derivan de la Convención Internacional sobre la Eliminación de todas las Formas de Discriminación Racial, suscrita por Costa Rica desde 1966. El examen sobre los informes presentados por los países a la CERD dice sobre Costa Rica:

“se echan de menos acciones institucionales enfocadas hacia la población afro descendiente, por lo que, aún y cuando las recomendaciones del Comité escasamente hacen referencia a esta población, el país reconoce que debe generar un mayor trabajo estatal hacia a esta población.”

*Costa Rica se ha comprometido no solamente a partir de la Convención que aquí convoca, sino de otras convenciones internacionales y de instrumentos como la Declaración y Programa de Acción de Durban, a **generar acciones afirmativas en favor de las personas afro descendientes***". (El destacado no es del original).

Por acciones afirmativas entendemos que *"están orientadas a la promoción de determinados grupos socialmente fragilizados, por lo cual "la igualdad pasa de ser simplemente un principio jurídico respetado de manera formal por todos, a considerarse como un objetivo constitucional a ser alcanzado por el Estado y la sociedad"*³.

Por otra parte, el Comité para la Eliminación de la Discriminación contra la Mujer, mediante informe emitido en 2011 señaló como recomendación específica para Costa Rica que:

*"b) Aplique, cuando sea necesario, medidas especiales de carácter temporal, de conformidad con el párrafo 1 del artículo 4 de la Convención y la recomendación general 25 (2004) del Comité, con el fin de acelerar la participación plena e igualitaria de las mujeres en la vida pública y política, en particular con respecto a los grupos desfavorecidos de mujeres, como las mujeres con discapacidad, las mujeres indígenas **y las mujeres de ascendencia africana***". (El destacado no es del original)

Me atrevo a afirmar que existen, al menos, tres grandes áreas en las que dichas acciones afirmativas resultan urgentes; la educación, el empleo y la cultura.

En el ámbito educativo se encuentra vigente la Ley N.º 7711 *"Eliminación de la Discriminación Racial en los programas educativos y los medios de comunicación colectiva"* que data del año 1997.

Si bien esta ley tiene la virtud de definir de manera amplia lo que se entiende por discriminación y los principios que privan a la luz de esta ley, es lo cierto que sus contenidos dejan ciertos vacíos. Por ejemplo: el artículo 5 sobre procesos educativos señala que el Consejo Superior de Educación *"deberá dedicar un espacio a la enseñanza de generalidades sobre las diferentes etnias y culturas (...)"*. Al ser una norma de contenido tan general da pie para que se justifique no enseñar a los estudiantes más allá de la historia formal, aquella que invisibiliza en gran medida al afrodescendiente y su historia de esclavitud.

Si a eso agregamos lo que en su ocasión afirmó Carlos Minott *"en los libros de texto no se reflejan las ideas o la lengua y mucho menos la visión de mundo de*

³ BARBOSA, J citada por MOSQUERA, Claudia y RODRÍGUEZ, Margarita. Las acciones afirmativas como medio de inclusión social. Énfasis conceptuales, polémicas frecuentes y experiencias de implementación en algunos países. En: Acciones Afirmativas y ciudadanía diferenciada étnico racial negra, afrocolombiana, palenquera y raizal. Universidad Nacional de Colombia CES. 2009. p. 73.

*los afrodescendientes. Al contrario aparecen con estereotipos y en ocasiones se denigra su condición humana*⁴ es evidente que una ley prohibitiva no está solucionando esta manifestación de racismo sino que se requieren acciones de carácter afirmativo en la educación.

Por otra parte se encuentra vigente la Ley N.º 2694 que prohíbe aplicar medidas discriminatorias con ocasión del empleo u ocupación, ley que data de 1960. Si bien es un buen intento para frenar la discriminación por razones étnicas en los lugares de trabajo, la ley parte del hecho de que las manifestaciones racistas son frontales. Sin embargo es común que la discriminación y racismo sea más solapado e incluso en etapas como la selección de personal, donde la ley no podría resultar aplicable. Posteriormente el Código de Trabajo, mediante Ley N.º 8107, incorporó un artículo según el cual los trabajadores no podrán ser discriminados en cuanto a condiciones laborales y salario, entre otros.

En este contexto y siendo claro que existe una deuda permanente con las personas afrodescendientes que seguimos siendo discriminadas presento esta propuesta de ley que pretende ser un instrumento para habilitar espacios certeros de participación a los afrocostarricenses en áreas como la educación, la cultura y el trabajo, derroteros de una mejora efectiva en la condición de esta población y urgentes en una lucha eficaz contra el racismo, la etnofobia y la discriminación y que pretende apoyar también la existencia de programas específicos que apoyen a la mujer afrodescendiente.

Las acciones afirmativas propuestas se establecen, en su mayoría, por un período concreto, con la finalidad de que se puedan medir los resultados y plantear evolutivamente nuevas acciones de acuerdo con esos resultados.

Los porcentajes contenidos en los artículos para asegurar acceso a los puestos de trabajo y a beneficios en educación tomaron como referente el porcentaje actual de personas afrodescendientes en la población costarricense, de acuerdo con el último censo de población realizado.

⁴ Minot (Carlos). La incorporación de la perspectiva étnica de la población afrodescendiente en la educación y en la educación en derechos humanos. p. 6.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**LEY DE ACCIONES AFIRMATIVAS A FAVOR DE
LAS PERSONAS AFRODESCENDIENTES**

ARTÍCULO 1.- Acciones afirmativas de interés nacional

Se declara de interés nacional la elaboración, implementación y divulgación de acciones afirmativas en beneficio de las personas que integran el colectivo étnico afrodescendiente en Costa Rica, en el entendido de que la población afrodescendiente que habita en nuestro país ha sido históricamente víctima de racismo, discriminación y etnofobia y así se reconoce en esta ley.

ARTÍCULO 2.- Definición

Se entiende por acción afirmativa o positiva las medidas que implementará el Gobierno de Costa Rica, con fundamento en esta ley, para dar un trato diferenciado y privilegiado a la población afrodescendiente y asegurar su acceso al empleo y a la educación y promover la discusión cultural de los asuntos de interés del colectivo étnico afrodescendiente, para el pleno goce de sus derechos y la efectiva implementación de la igualdad entre los habitantes de la República y los derechos y garantías relacionados con la dignidad humana.

ARTÍCULO 3.- Acción afirmativa para empleo

Toda institución pública está obligada a destinar al menos un siete por ciento (7%) de los puestos de trabajo vacantes al año, para ser ocupados por personas afrodescendientes, siempre que estas cumplan los requisitos legales y constitucionales para acceder a ellos.

Para nombrar en esas plazas a personas no afrodescendientes deberá documentarse de forma fehaciente que en el respectivo proceso de reclutamiento y selección se divulgó el porcentaje y que no hubo participación de personas afrodescendientes o que las participantes no cumplen los requisitos exigidos para el puesto.

Esta medida se aplicará por un plazo de diez años, contados a partir de la entrada en vigencia de la ley.

ARTÍCULO 4.- Medidas afirmativas en educación

El Instituto Nacional de Aprendizaje destinará un siete por ciento (7%) de los cupos en cada una de sus ofertas educativas a la población afrodescendiente y así lo divulgará en sus programas, sedes regionales y en toda publicidad sobre su oferta curricular.

Esta medida se aplicará por un plazo de diez años, contados a partir de la entrada en vigencia de la ley.

ARTÍCULO 5.- Los programas educativos de la educación primaria y secundaria deben incorporar expresamente, en sus temarios, el estudio sobre el legado de las personas afrodescendientes en Costa Rica en la conformación de la nación y en las diversas expresiones culturales; así como promover un enfoque histórico comprensivo y realista que promueva la investigación sobre el pasado de esclavitud y estigmatización de la que ha sido objeto la población afrodescendiente. Corresponde al Consejo Superior de Educación hacer cumplir esta acción afirmativa en cada curso lectivo.

ARTÍCULO 6.- Medidas afirmativas en la cultura

El Estado estimulará la apertura de espacios públicos dedicados a la información, análisis y discusión de la temática de la población afrodescendiente, desde el punto de vista educativo y cultural, para lo cual el Ministerio de Cultura y Juventud, a través del Centro de Investigación y Conservación del Patrimonio Cultural será el responsable de llevar coordinaciones interinstitucionales necesarias para ejecutar estas acciones y medir sus resultados anualmente en sus planes de trabajo.

ARTÍCULO 7.- Programas para mujeres afrodescendientes

El Instituto Nacional de las Mujeres deberá incorporar en sus programas existentes, o a través de nuevos programas, acciones afirmativas específicas relativas a participación política, autonomía económica y acceso a la salud para las mujeres afrodescendientes y medir sus resultados.

Esta medida se aplicará por un plazo de diez años, contados a partir de la entrada en vigencia de la ley.

Rige a partir de su publicación.

Maureen Clarke Clarke
DIPUTADA

22 de junio de 2015

NOTA: Este proyecto pasó a estudio e informe de la Comisión Permanente Especial de Derechos Humanos.

PROYECTO DE LEY
CREACIÓN DEL CANTÓN LA AMISTAD, CANTÓN XVI
DE LA PROVINCIA DE ALAJUELA

Expediente N.º 19.632

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

El presente proyecto de ley tiene como objetivo fundamental elevar a rango de cantón el distrito de Río Cuarto de Grecia, que llevará por nombre “La Amistad”, convirtiéndose en el cantón XVI de la provincia de Alajuela.

A principios de los años setenta se da un proceso de reorganización político-administrativa de la región norte-norte del país, mediante la creación de los cantones de Upala, Guatuso y Los Chiles; los tres territorios pertenecientes, hasta ese momento, al cantón de Grecia. El distrito de Río Cuarto, que tiene una extensión aproximada de 255,49 km², forma parte de un resabio de este proceso inconcluso.

El distrito de Río Cuarto se encuentra lejos de la cabecera del cantón de Grecia y no tiene colindancia alguna con los demás distritos. Esta lejanía y aislamiento genera que la municipalidad no se encuentre en capacidad de atender las diversas necesidades de las comunidades de la localidad.

Resultado de lo anterior, existen en este distrito problemas importantes en el acceso y la calidad de los servicios públicos, traducido en bajos índices de desarrollo humano, así como problemas de desempleo, inseguridad, deserción educativa y una baja calidad de vida.

Diferentes instituciones estatales asentadas en cabeceras de cantones vecinos tienen jurisdicción en el distrito de Río Cuarto; en este sentido los habitantes del distrito realizan trámites municipales en el distrito Central de Grecia, lo mismo que con el Ministerio de Salud, mientras que, para atender necesidades de índole judicial, o relacionados con la atención médica, deben desplazarse a Ciudad Quesada, por mencionar algunos casos.

A esto se le suman las diferencias propias de las realidades geográficas y socioambientales, debido a que Río Cuarto se ubica en la Región Huetar Norte, mientras que los otros distritos del cantón de Grecia poseen características propias de la región central del país, por lo que las asimetrías en cuanto atención y desarrollo se encuentran muy marcadas. El índice de desarrollo social del año 2013, publicado por el Mideplán, que mide condiciones esenciales para el

desarrollo social, asignando porcentajes de uno a cien, según las dimensiones de economía, educación, participación electoral y salud, vinculados con los derechos humanos, se puede observar que los distritos del cantón de Grecia pertenecientes a la región central, a saber: Grecia, San Roque, San José, Puente de Piedra, San Isidro, Bolívar y Tacares, contaban con puntuaciones que oscilaban entre el 74,4 y 59,8, mientras que Río Cuarto cuenta con 39,9 puntos en el mismo índice, clasificado como muy bajo.

Esto se observa en una investigación realizada por Sánchez Campos (2015)¹, donde al menos el 94,9% de la población de Río Cuarto cuenta con algún tipo de educación, contrastado con el 99,6% de los demás distritos que conforman el cantón de Grecia. Es decir, al menos el 5,1% de la población de Río Cuarto no cuenta con estudios, lo cual concuerda con los índices de desarrollo publicados por el Mideplán.

Por otra parte, la investigación mencionada demuestra que el 76,3% de la población griega cree que la mejor opción para Río Cuarto es que este se constituya en un cantón independiente, siendo importante recalcar que el 68,7% estaría dispuesto a participar de alguna manera para concretar este proceso dentro del cantón.

Asimismo, es importante señalar que la mayoría de las personas que residen en Río Cuarto creen que la falta de apoyo municipal es la causante de la mayoría de problemas que hay en la comunidad. La investigación realizada por Sánchez Campos (2015) mide en una escala del 1 al 5 la percepción de la gente sobre las causas del problema en la comunidad, siendo la puntuación dada por las personas residentes del distrito de 4,21 puntos, en comparación con aquellas que habitan los demás distritos del cantón griego, quienes puntúan dicha percepción en 3,23 puntos.

Es por todo lo anterior que, a pesar de que dicho distrito tiene una población aproximada de 11.000 habitantes, es decir, no cuenta con el 1% de la población total del país, que es el porcentaje mínimo requerido para optar por el cantonato, según la Ley N.º 4366, sobre División Territorial Administrativa, publicada el 23 de agosto de 1969, en su artículo 9º. Este caso debe ser considerado por la Comisión Nacional de División Territorial para su constitución como cantón dentro de las excepciones que concibe el artículo 9º, de la ley mencionada:

“Por excepción podrán crearse cantones nuevos que no lleguen a la población, dicha, en lugares muy apartados y de difícil comunicación con sus centros administrativos, siempre que la Comisión Nacional de División Territorial lo recomiende, previos los estudios del caso”.

¹ Sánchez Campos, P.A. (2015). *¿Qué piensa la gente sobre la situación geopolítica del distrito de Río Cuarto? Una investigación de percepción en el cantón de Grecia.* Investigación desarrollada desde el Trabajo Comunal Apoyo a Entidades Comunales de la Universidad de Costa Rica. No publicado.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**CREACIÓN DEL CANTÓN LA AMISTAD, CANTÓN XVI
DE LA PROVINCIA DE ALAJUELA**

ARTÍCULO 1.- Creación

Créase el cantón decimosexto de la provincia de Alajuela, que llevará por nombre, La Amistad.

Este cantón será el resultante de la segregación del distrito sexto del cantón de Grecia, denominado Río Cuarto.

ARTÍCULO 2.- Definición de límites

El cantón colinda con:

Al este: el cantón de Sarapiquí.
Al oeste: el cantón de San Carlos.
Al norte: el cantón de San Carlos.
Al sur: los cantones de Valverde Vega y Alajuela.

Con fundamento en las hojas topográficas editadas por Instituto Geográfico Nacional en su segunda edición a escala 1:50 000.

3346-I Poás
3346-IV Quesada
3347-I Chaparrón
3347-II Río Cuarto
3347-III Aguas Zarcas

Este cantón tendrá la siguiente descripción de límites, de acuerdo a las coordenadas en el sistema de Proyección Lambert Norte para Costa Rica, Datum Horizontal Fundamental de Ocotepaque, Elipsoide Clarke 1866.

Oeste: en el punto con coordenadas 249 253.1051, 507 171.9428 parte suroeste del distrito de Río Cuarto que pasa por la quebrada Pilas, este punto colinda con el distrito de 21203 Toro Amarillo del cantón de Valverde Vega de Alajuela. Hasta subir al punto con coordenadas 266667.936, 507682.848 sobre Río Toro extremo máximo del lado oeste

del distrito de Río Cuarto que colinda con los distritos de 21005 Venecia y 21006 Pital del cantón de San Carlos de Alajuela.

Norte: siguiendo el mismo elemento geográfico Río Toro, hasta subir en el punto con coordenadas 284242.111, 517456.439 su punto máximo en la zona Norte que pasa sobre este mismo Río y que colinda con el distrito 21006 Pital del cantón de San Carlos de Alajuela.

Este: en la zona este corresponde a una línea de azimut imaginaria que tiene por inicio en las coordenadas 284013.891, 518629.477 sobre el Río Toro que colinda con los distritos 21006 Pital de San Carlos de Alajuela, 41005 Cureña del cantón de Sarapiquí de Heredia y 41002 La Virgen del cantón de Sarapiquí de Heredia; hasta bajar al punto con coordenadas 266106.837, 518662.245 sobre el Río Sardinal colindante con el distrito 41002 La Virgen del cantón de Sarapiquí de Heredia.

Sur: siguiendo desde el último punto con coordenadas 266106.837, 518662.245, de la línea de Azimut en la zona este del distrito, sobre el Río Sardinal hasta el punto con coordenadas 252056.576, 513805.636 sobre el puente a 250 metros al oeste de la escuela o colegio, de este último punto la línea va sobre carretera hasta llegar al puente que pasa sobre el río María Aguilar en las coordenadas 251679.418, 514436.593 aproximadamente a 950 metros de la escuela o colegio. De este punto baja sobre el río María Aguilar al punto 247121.332, 509788.911 su punto máximo al sur sobre la quebrada Gata colindante con los distritos de 21203 Toro Amarillo del cantón de Valverde Vega de Alajuela y 20114 Sarapiquí del cantón de Alajuela de Alajuela.

ARTÍCULO 3.- Distritos y poblados

El cantón estará formado por un distrito único que será Río Cuarto y contará con los siguientes poblados: Río Cuarto centro, Ángeles Norte, Bolaños, Caño Negro, Carmen, Carrizal, Colonia del Toro, Crucero, Flor, Laguna; Merced, Palmar, Palmera, Pata de Gallo, Peoresnada, Pinar, Pueblo Nuevo, San Fernando, San Gerardo (parte) San Jorge, San Rafael, San Vicente, Santa Isabel, Santa Rita, Tabla, Bosque Alegre, El Hule, La Trinidad, Los Lagos y San José.

ARTÍCULO 4.- Cabecera de cantón

La cabecera de cantón será el distrito único y el gobierno Municipal se ubicará en el poblado de Río Cuarto centro.

ARTÍCULO 5.- Gobierno Municipal

El gobierno Municipal se regirá en todo conforme al título XII de la Constitución Política y título III del Código Municipal y demás legislación aplicable a la materia.

ARTÍCULO 6.- Amojonamiento

Corresponderá al Instituto Geográfico Nacional el amojonamiento del límite cantonal en aquellas secciones que correspondan a las líneas rectas geodésicas; asimismo en otras secciones limítrofes que se considere pertinente, facúltese a este instituto para que interprete los límites señalados en el artículo 2 y los adecue en los casos en que ofrezcan dudas.

ARTÍCULO 7.- Facilidades

Se autoriza al Instituto de Fomento y Asesoría Municipal, de conformidad con el artículo 5 de la Ley N.º 4716, *Ley de Organización del Instituto de Fomento y Asesoría Municipal*, de 11 de febrero de 1971, para que otorgue un empréstito por el monto necesario, en las mejores condiciones y con el mayor período de gracia a la nueva municipalidad para que inicie sus funciones; y para el diseño, construcción y supervisión de un edificio municipal; para lo cual deberá brindar su asesoría técnica. Asimismo se autoriza al IFAM, para que provea en forma gratuita las necesidades de capacitación y asistencia técnica para el diseño de la estructura organizacional necesaria del municipio y la determinación del personal requerido para su debida organización, instalación y consolidación.

El Estado, las instituciones públicas y las empresas públicas constituidas como sociedades anónimas, conforme a sus posibilidades podrán hacer uso de la autorización contemplada en el artículo 67 del Código Municipal a favor de la nueva municipalidad a efecto de ayudarle a sufragar sus necesidades inmediatas.

ARTÍCULO 8.- Traslado de bienes

El Gobierno Municipal de Grecia, traspasará a la nueva municipalidad, los bienes inmuebles de su propiedad ubicados en el distrito de Río Cuarto y adquiridos mediante donación de vecinos de ese distrito para el disfrute comunal.

TRANSITORIO I.- El Tribunal Supremo de Elecciones preparará la documentación electoral necesaria y realizará las primeras elecciones de las autoridades municipales respectivas en el nuevo cantón de La Amistad a más tardar seis meses después de la publicación de esta ley en el diario oficial La Gaceta. Las autoridades municipales que resultaran electas tomarán posesión de sus cargos a más tardar dos meses después de la declaratoria de elección que para los efectos realice el Tribunal Supremo de Elecciones.

TRANSITORIO II.- La Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, mediante presupuesto extraordinario dispondrá los recursos mediante los cuales se sufragarán los gastos que demanda la realización del proceso electoral respectivo por parte del Tribunal Supremo de Elecciones.

TRANSITORIO III.- El lapso que transcurra entre la publicación de esta ley y la toma de posesión de las nuevas autoridades será aprovechado por el Instituto de Fomento y Asesoría Municipal para realizar los estudios pertinentes para el otorgamiento de las facilidades dispuestas en el artículo 7 de esta ley a la nueva municipalidad, para lo cual se le autoriza a solicitar la información de todo orden pertinente a la Municipalidad de Grecia correspondiente al distrito de Río Cuarto.

Rige a partir de su publicación.

Edgardo Vinicio Araya Sibaja	José Francisco Camacho Leiva
José Alberto Alfaro Jiménez	Otto Guevara Guth
William Alvarado Bogantes	Mario Redondo Poveda
Carlos Enrique Hernández Álvarez	Ana Patricia Mora Castellanos
Gerardo Fabricio Alvarado Muñoz	Carmen Quesada Santamaría
Franklin Corella Vargas	Suray Carrillo Guevara
Javier Francisco Cambronero Arguedas	Marco Vinicio Redondo Quirós
Epsy Alejandra Campbell Barr	Rafael Ángel Ortiz Fábrega
Juan Rafael Marín Quirós	Marlene Madrigal Flores
José Antonio Ramírez Aguilar	Gerardo Vargas Varela

Jorge Arturo Arguedas Mora

DIPUTADAS Y DIPUTADOS

29 de junio de 2015

NOTA: Este proyecto pasó a estudio e informe de la Comisión Permanente Especial de Asuntos Municipales y Desarrollo Local Participativo.

1 vez.—Solicitud N° 37069.—O. C. N° 25003.—(IN2015049209).

PROYECTO DE LEY

**REFORMA PARCIAL DE LA LEY N.º 9078, LEY DE TRÁNSITO POR
VÍAS PÚBLICAS TERRESTRES Y SEGURIDAD VIAL**

Expediente N.º 19.636

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

Esta iniciativa de ley tiene por objeto modificar parcialmente la Ley N.º 9078, Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, de modo que se puedan corregir algunos conceptos imprecisos, se adicionen normas y se aclaren disposiciones contenidas en el texto de la ley.

Para los efectos anteriores, se coordinó con el despacho del viceministro del Ministerio de Obras Públicas y Transportes y la Dirección General de Tránsito, para redactar esta iniciativa con las siguientes modificaciones.

Se adiciona el apartado 139 al artículo 2 de la ley vigente, con el fin de incluir la definición “zona de carga y descarga”, ya que no está definida en la ley actual y es fundamental para reformar el tema del estacionamiento que se plantea en este proyecto.

Se reforma el inciso h) del artículo 110. En el inciso h) de este artículo se establece que los espacios para personas con discapacidad no solo deben estar rotulados e indicar la ley, sino también las sanciones aplicables, las cuales varían el monto año con año. En este sentido, no basta con que una zona esté marcada como exclusiva para personas con discapacidad y que se indique la ley, sino que tendría que tener el monto actualizado para ser efectivo.

Por lo anterior, cada año se tendría que corregir el monto en múltiples espacios, ya que no podría hacerse de una sola vez a nivel nacional. Esta transición llevaría a apelaciones de infractores en las que la administración perdería por haber “mal informado”, a pesar de contemplar la ley y ser espacios marcados como exclusivos para personas con discapacidad.

En la reforma se parte de que la sola señalización del espacio y la indicación legal constituyen un proceso formativo, dan lugar a una conciencia que va más allá de visualizar una sanción pecuniaria, que igual se aplicaría en caso de una infracción.

Se adicionan, además, dos incisos, uno que se refiere a la prohibición de estacionamiento de autobuses y vehículos pesados en zona urbana y suburbana, y el otro que regula el tiempo máximo de permanencia en las zonas de carga y descarga.

Se modifica el inciso d) del artículo 122, ya que la redacción actual da un criterio subjetivo, en cambio la propuesta se sustenta en la lista de definiciones del artículo 2:

93. Polarizado tipo espejo: material o sustancia que, visto desde el exterior, provoca el efecto de reflejar la imagen y no permitir la visibilidad hacia el interior del vehículo.

94. Polarizado tipo limusina: material o sustancia que, visto desde el exterior, presenta una opacidad absoluta y no permite la visibilidad hacia el interior del vehículo.

Se adiciona el inciso g) al artículo 143, para imponer una multa de categoría A a la persona que se niegue a acatar el requerimiento del artículo 208, en lo que respecta a la prueba de alcoholemia, lo cual llena un vacío legal existente en la ley actual.

Se reforma el inciso o) del artículo 145, ya que es bastante ambiguo; asimismo, se adicionan los incisos aa), bb) y cc) que regulan al conductor de un vehículo de carga liviana o de carga pesada que desacate las disposiciones a), b), c), d), e), f) y j) del artículo 114 de esta ley. Estos a saber son:

“ARTÍCULO 114.- Conductores de vehículos de carga

“[...]”

- a)** La carga debe estar bien sujeta y acondicionada.
- b)** La carga no debe obstruir la visibilidad del conductor ni dificultar la conducción del vehículo.
- c)** La carga debe transportarse de forma que no provoque inconvenientes por desprendimiento o que dificulte el tránsito de otros vehículos.
- d)** La carga no debe ocultar las luces del vehículo ni el número de la placa.
- e)** Todos los accesorios que sirvan para acondicionar o proteger la carga deben reunir las condiciones de seguridad reglamentarias.
- f)** Cualquier carga que sobresalga de la parte trasera, delantera o lateral del vehículo, debe estar señalada con banderas rojas y con dispositivos proyectores de luz durante la noche. La carga no debe hacer contacto con la vía.

[...]

- j) Los vehículos de más de cuatro mil kilogramos deben someterse al pesaje en las casetas destinadas para tal efecto.
- k) Los vehículos de carga pesada deberán portar la tarjeta de pesos y dimensiones, extendida por el órgano competente del Ministerio de Obras Públicas y Transportes, conforme se establezca reglamentariamente.

Cabe indicar que artículo 114 habla de sanciones, pero la ley no las contempla.

Asimismo, se sanciona al conductor con exceso de pasajeros según la capacidad máxima del vehículo, y al conductor que traslade pasajeros fuera de la cabina en la cajuela del vehículo.

Se reforman los incisos b) y k) del artículo 146 y se adiciona el inciso y), todo ello en procura de corregir las omisiones de la ley actual, tales como las sanciones al desacato de las indicaciones de la autoridad de tránsito contempladas en la Ley N.º 7331. Con el inciso adicionado se cuenta con una sanción por producir ruido y gases excesivos y que superen los límites establecidos en la ley vigente.

Se reforma el artículo 147, Multa categoría E, para que se sancione la no portación de los documentos exigidos para circular o sin la respectiva licencia de conducir.

Los contaminantes que excedan los límites establecidos por la ley vigente no tienen sanción y las unidades que no cuentan con acceso para discapacitados tampoco son sancionadas.

Al artículo 151 se le adicionan los incisos h), i) y j), que permitirán corregir la aplicación de la ley vigente, ya que actualmente no es posible sancionar, sin presencia del conductor, a los vehículos que aparquen y obstruyan vías públicas, tránsito de vehículos y personas, aceras, ciclovías, o que permanezcan estacionados frente a paradas de servicio público, rampas o estacionamientos para personas con discapacidad, hidrantes, salidas o entradas de emergencia, entradas a garajes y a estacionamientos públicos y privados, sin tener la respectiva identificación, o a la persona que contravenga las prohibiciones del artículo 110 de esta ley.

En la actualidad, solo en situaciones muy especiales se les retira el vehículo, pero la administración debe costear los gastos si sufre daño alguno el freno de emergencia del vehículo, en el caso de que estuviera activado.

Se reforma el artículo 208. Esta es la principal reforma de esta iniciativa, ya que ordena el procedimiento sobre la aplicación de detectores de alcohol u otras drogas en los conductores; posteriormente, se separa mediante dos incisos la sanción administrativa de la penal. Ordena, además, el procedimiento

sancionatorio para el conductor que se rehúse a las pruebas detectoras. De este modo, se garantiza la aplicación de las normas que sancionan a quienes manejen alcoholizados.

Cabe recordar que el alcohol, según los datos que registran los organismos internacionales, es la droga legal más difundida y la más consumida en todo el mundo.

El alcohol afecta el juicio del conductor dificultando: la toma de decisiones complejas para conducir; el control emocional, pues sobreestima sus habilidades para conducir, al no poder evaluar su propio desempeño; la visión, al no permitir un enfoque claro ni rápido, teniendo una visión difusa; y la coordinación, ya que disminuye la habilidad para dividir la atención, afectando la alerta respecto a otros vehículos, señales de tránsito y peatones.

La conducción bajo los efectos del alcohol es un problema a nivel internacional, para cuyo tratamiento los diversos países analizan las opciones a implementar a nivel legislativo, que se consideren más eficaces para sancionar a las personas que conduzcan bajo los efectos del licor.

Bajo este panorama se ha tendido a tomar dos vertientes, la primera tratando los límites del alcohol en sangre que van a ser permitidos por cada ordenamiento jurídico; y la segunda, atinente al procedimiento para dar tratamiento y recabar las pruebas, con el fin de imponer las sanciones sean de índole administrativa o penal a los infractores.

Desde 1930 se creó la tecnología mediante la cual se aprovecha el alcohol que se encuentra en el aliento alveolar, evolucionando hasta la actualidad, ofreciendo la tecnología un resultado económico, rápido y preciso. Sin ser una prueba invasiva o que pueda ser impugnada por violentar los derechos de los sujetos que son sometidos a ella.

La alcoholemia es aquel análisis químico para determinar la presencia de alcohol en la sangre y su cantidad.

El alcoholímetro utiliza para su análisis la Ley de Henry que estipula que la concentración de una sustancia volátil en el aire sobre un fluido, es proporcional a la concentración de la sustancia en el fluido. En este caso concreto, la sustancia volátil es el alcohol y el aire sobre este sería de los pulmones y el fluido es la sangre.

En nuestro país, el conductor tiene la obligación legal de someterse a la prueba de la alcoholemia, que en la actualidad es efectuada por los oficiales de la Dirección General de la Policía de Tránsito utilizando el equipo de alcoholímetro. Sin embargo, el texto actual del artículo 208 de la Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial establece un procedimiento cuyas disposiciones son materialmente imposibles de cumplir, debido a que existen pronunciamientos concretos por parte del Colegio de Microbiólogos y Químicos

Clínicos de Costa Rica, que señalan lo inviable de la implementación de los laboratorios móviles.

Adicionalmente, se obliga a la administración a otorgar al conductor en presunto estado de ebriedad una segunda alternativa para probarle la presencia de alcohol en su organismo, cuando es claro que la seguridad de los usuarios de la vía debe ser el objetivo principal de los gobiernos. No es admisible que teniendo los equipos de alcoholímetro de alta tecnología avalados por los organismos técnicos no solo con competencia nacional sino internacional, se pretenda obligar al Poder Ejecutivo a invertir fondos públicos para adquirir otro tipo de equipo que mida la concentración de alcohol en la sangre, equipo que puede presentar serios problemas con la calibración y que puede dar lugar una violación a la cadena de custodia de la prueba, por lo que generaría impunidad.

Con la reforma se obliga a la aplicación del alcoholímetro. Desde hace más de dos años se ha venido realizando un trabajo conjunto entre el Laboratorio Costarricense de Metrología y la Dirección General de Tránsito, para la Evaluación de la Conformidad de los etilómetros, en concordancia con la recomendación R126 del Organismo Internacional de Metrología Legal, en su apartado 5.2 sobre los errores máximos permitidos, en el que se establece que el instrumento de medida CUMPLE o NO CUMPLE con los mismos y por lo tanto es APTO o NO APTO para su uso; cumpliendo cuando los valores de la incertidumbre más la corrección son menores que el Error Máximo Permitido.

Con la entrada en vigor del RTCR 468:2014. Metrología. Instrumentos Destinados a Medir la Concentración de Alcohol en Aire Exhalado, DECRETO EJECUTIVO N.º 38862-MEIC, el 21 de agosto de 2015, el cual se basa en la Recomendación Internacional 126 de la Organización Internacional de Metrología Legal (OIML), OIML-126. Esta norma establece que se deben realizar a los alcoholímetros verificaciones iniciales y verificación periódica.

La prueba del alcoholímetro presenta su resultado con un alto grado de fiabilidad, para garantizar el respeto a los derechos fundamentales de los conductores que son sometidos a la prueba. Ahora, como no se trata de eliminar la posibilidad de que se impugne la prueba ni de coartar los derechos individuales de los conductores, en el presente proyecto de ley se indica la posibilidad de que el infractor impugne la boleta de citación confeccionada, para lo cual deberá sufragar la prueba de descargo correspondiente e indicar el procedimiento que brinde la seguridad jurídica suficiente a estos supuestos.

Finalmente, para aquellos casos en los que el resultado de la prueba de alcoholemia señale que la falta debe ser conocida por las autoridades jurisdiccionales en el ámbito penal, se les entregará la prueba del alcohosensor. En caso de considerarla insuficiente, se tendrá la posibilidad de ejecutar cualquiera de los medios probatorios que le faculta la legislación procesal penal.

Se adiciona un nuevo capítulo denominado Unidad Policial de Apoyo Legal del Tránsito. La policía de tránsito carece, a diferencia de la Fuerza Pública, de una Unidad Policial de Apoyo Legal, que brinda apoyo en ese campo a los integrantes de las unidades policiales que integran la Dirección General de Tránsito. Esta adición busca que esta Unidad pueda emitir criterios técnicos jurídicos relativos a las actuaciones policiales, cuando así sea requerido.

Asimismo, esta iniciativa brinda apoyo legal en las actuaciones de esta Dirección y el personal en su quehacer diario, como son los operativos, las escoltas, las inspecciones y otras. Esta Unidad emitirá dictámenes vinculantes, opiniones consultivas, resoluciones o cualquier otro criterio legal aplicable a su entorno; deberá brindar apoyo legal en las causas legales incoadas contra los funcionarios policiales, así como la tramitación de defensa en cuanto a la presentación de recursos de hábeas corpus o de amparo que presenten contra la Dirección y su personal. Por último, deberá impartir capacitación legal de forma periódica a los funcionarios de la Dirección de Tránsito.

Se propone derogar el inciso p) del artículo 146 y el inciso e) del artículo 151, ambos de la ley vigente, por innecesarios.

Se redacta un transitorio para concederle al Ministerio de Obras Públicas y Transporte dieciocho meses para que reglamente los procedimientos establecidos en el artículo 208 propuesto.

Por las razones expuestas y ante el necesario fortalecimiento de la Ley N.º 9078, Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, sometemos a conocimiento de los señores diputados y las señoras diputadas el presente proyecto de ley.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**REFORMA PARCIAL DE LA LEY N.º 9078, LEY DE TRÁNSITO POR
VÍAS PÚBLICAS TERRESTRES Y SEGURIDAD VIAL**

ARTÍCULO 1.- Se adiciona el inciso 139 al artículo 2 de la Ley N.º 9078, Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, de 4 de octubre de 2012. El texto dirá:

“Artículo 2.- Definiciones

Para la interpretación de esta ley y su reglamento, tienen el carácter de definiciones:

[...]

139. Zona de carga y descarga: espacio de una vía pública destinado exclusivamente para la carga y la descarga de mercancías de vehículos de motor, remolques y semirremolques.”

ARTÍCULO 2.- Se reforma el artículo 110 de la Ley N.º 9078, Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, de 4 de octubre de 2012. El texto dirá:

“Artículo 110.- Estacionamiento

Todo vehículo estacionado deberá mantener activado el freno de emergencia. Además, los vehículos de carga de más de dos toneladas deben calzarse con las cuñas reglamentarias. En zonas urbanas, las llantas del vehículo deben quedar a una distancia no mayor de treinta centímetros (30 cm) del borde de la acera.

Se prohíbe estacionar un vehículo en las siguientes condiciones:

- a)** Frente a cualquier entrada o salida de planteles educativos, hospitales, clínicas, estaciones de bomberos o Cruz Roja, estacionamientos privados o públicos y garajes. Asimismo, en locales o edificios mientras se lleven a cabo espectáculos o actividades deportivas, religiosas, sociales, siempre que se encuentren identificados para la información del público en general.
- b)** En las calzadas o en las aceras, de forma que impida el libre tránsito, afecte la visibilidad o ponga en peligro la seguridad de los demás.

- c)** En los lugares que así se indique expresamente o demarcados con una franja amarilla, salvo que la prohibición se limite a un horario específico.
- d)** A una distancia menor de cinco metros (5 m) de un hidrante o a zonas de paso para peatones, a menos de diez metros (10 m) de una intersección de las vías urbanas o a menos de veinticinco metros (25 m) de una intersección de las vías no urbanas.
- e)** En la parte superior de una pendiente o en curva.
- f)** En las vías públicas, salvo por razones especiales, en cuyo caso el conductor colocará su vehículo fuera de la calzada, señalando su presencia mediante las luces de emergencia y dispositivos luminosos o retrorreflectivos, de conformidad con esta ley y su reglamento. En caso de que no exista espaldón, el conductor deberá estacionarlo en el lugar más seguro.
- g)** Utilizar una ciclovía, carril-bici, carril-bici protegido o acera-bici para el tránsito automotor, para estacionarse, hacer reparaciones, cargar y descargar bienes y personas o para cualquier otro uso que no sea el estipulado en las definiciones para estos dispositivos.
- h)** En incumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 43 de la Ley N.º 7600, Ley de Igualdad de Oportunidades para las Personas con Discapacidad, de 2 de mayo de 1996, y su reglamento, al estacionar en los espacios destinados para los vehículos de las personas con discapacidad. Dichos espacios reservados deben estar debidamente rotulados e indicar la ley, en caso de ser utilizados sin la identificación correspondiente. Se exceptúan los vehículos de emergencia autorizados cuando actúen en razón de sus funciones, siempre que se identifiquen por medio de señales visuales o sonoras.
- i)** A los camiones, autobuses u otros vehículos que tengan un peso bruto mayor de dos toneladas se les prohíbe el estacionamiento en las vías urbanas y suburbanas, salvo que estén en las paradas autorizadas para tal efecto o en las zonas autorizadas de carga y descarga.
- j)** En zonas de carga y descarga, salvo lo indicado en el inciso i) del artículo 114 de esta ley, para los vehículos de carga liviana o de carga pesada, siempre que permanezcan en zona autorizada el tiempo determinado por el órgano competente del Ministerio de Obras Públicas y Transportes, el cual no podrá ser menor de veinte minutos.

El incumplimiento de las disposiciones anteriores faculta a la autoridad de tránsito para que retire el vehículo cuando no esté el conductor, u obligar a este a retirarlo, sin perjuicio de la multa respectiva.”

ARTÍCULO 3.- Se reforma el inciso d) del artículo 122 de la Ley N.º 9078, Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial. El texto dirá:

“Artículo 122.- Prohibiciones para la circulación de vehículos

No podrán circular vehículos:

[...]

d) Que en los parabrisas cuenten con polarizado tipo espejo o limosina, salvo polarización de fábrica que permita la visibilidad de adentro hacia fuera y viceversa del ciento por ciento (100%), o que se trate de viseras cuyas medidas serán establecidas mediante reglamento. Esta disposición no aplica para lo dispuesto por el Consejo de Transporte Público, en relación con la rotulación e información al usuario que deberán portar las unidades de transporte remunerado de personas.

[...].”

ARTÍCULO 4.- Se adiciona un nuevo inciso g) al artículo 143 de la Ley N.º 9078, Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, de 4 de octubre de 2012. El texto dirá:

“Artículo 143.- Multa categoría A

[...]

g) Al conductor que se niegue a acatar el requerimiento del artículo 208 de esta ley de someterse a una prueba de alcoholimetría.”

ARTÍCULO 5.- Se reforma el inciso o) del artículo 145 y se adicionan los incisos aa), bb) y cc) a la Ley N.º 9078, Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, de 4 de octubre de 2012. Los textos dirán:

“Artículo 145.- Multa categoría C

[...]

o) A la persona que conduzca sin haber obtenido licencia de conducir requerida para el tipo y la clase de vehículo conducido o

permiso temporal de aprendizaje, o conduzca con permiso temporal sin el debido acompañante.

[...]

aa) Al conductor de un vehículo de carga liviana o de carga pesada que desacate las disposiciones a), b), c), d), e), f) y j) del artículo 114 de esta ley.

bb) Al conductor con exceso de pasajeros según la capacidad máxima del vehículo.

cc) Al conductor que traslade pasajeros fuera de la cabina en la cajuela o cajón del vehículo.”

ARTÍCULO 6.- Se reforman los incisos b) y k) del artículo 146 y se adiciona el inciso y) a la Ley N.º 9078, Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, de 4 de octubre de 2012. Los textos dirán:

“Artículo 146.- Multa categoría D

[...]

b) Al conductor que irrespete las señales de tránsito fijas, verticales u horizontales, y las indicaciones de la autoridad de tránsito, siempre que no exista una sanción superior distinta.

[...]

k) Al conductor que opere un taxi, servicio especial o servicio especial estable de taxi en demanda de pasajeros en zonas no autorizadas.

[...]

y) Producir ruido o emisiones de gases, humos o partículas contaminantes que excedan los límites establecidos de conformidad con el artículo 38 y el artículo 39 de esta ley.”

ARTÍCULO 7.- Se reforma el inciso g) del artículo 147 de la Ley N.º 9078, Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, de 4 de octubre de 2012. El texto dirá:

“Artículo 147.- Multa categoría E

[...]

g) Al propietario del vehículo que sea puesto en circulación sin los documentos exigidos en el artículo 4 de la presente ley o sin la respectiva licencia de conducir.

[...].”

ARTÍCULO 8.- Se reforma el artículo 151 de la Ley N.º 9078, Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, de 4 de octubre de 2012. El texto dirá:

“Artículo 151.- Inmovilización del vehículo por retiro de placas

El retiro de las placas de matrícula por parte de la autoridad de tránsito significará la inmovilización del vehículo y solamente serán devueltas por el Consejo de Seguridad Vial. Cuando se trate de placas retenidas por accidente de tránsito y se encuentren a la orden del juzgado de tránsito o del Ministerio Público, se requerirá previamente un oficio de autorización de devolución por escrito, dirigido al Consejo de Seguridad Vial y suscrito por el despacho que conoce la causa.

El retiro de placas se efectuará en los siguientes casos:

- a)** Cuando no se hayan pagado los correspondientes derechos de circulación o el seguro obligatorio de vehículos automotores, en contravención de lo dispuesto en los artículos 56 y 60 de esta ley.
- b)** Cuando la unidad de transporte público equipada con rampa o plataforma circule con dicho dispositivo en mal estado o si este no puede ser operado debidamente.
- c)** Cuando el vehículo sea utilizado para prestar servicio de transporte público, en cualquiera de sus modalidades, sin contar con las autorizaciones respectivas.
- d)** Cuando el vehículo sea conducido por quien contando con el permiso temporal de aprendizaje circule sin acompañante. Para tales efectos, deberá considerarse lo establecido en el artículo 152 de esta ley.

Sin embargo, a solicitud del conductor o del propietario del vehículo, los oficiales podrán entregar el vehículo a una persona que posea licencia vigente para el tipo y la clase de que se trate el vehículo, y lo harán constar en la respectiva boleta de citación, levantada al efecto.

e) En el caso de los conductores extranjeros se procederá después de tres meses de haber ingresado al país, sin haber obtenido la licencia en Costa Rica.

f) Cuando el conductor irrespete las disposiciones señaladas en el artículo 115 de la presente ley.

g) Cuando la totalidad de los sistemas proyectores de luz del vehículo no funcionen en los horarios y las circunstancias establecidas en esta ley, salvo que el defecto pueda ser reparado in situ.

h) Producir ruido o emisiones de gases, humos o partículas contaminantes que excedan los límites establecidos en los artículos 38 y 39 de esta ley.

i) Cuando el vehículo obstruya vías públicas, tránsito de vehículos y personas, aceras, ciclovías o permanezca estacionado frente a paradas de servicio público, rampas o estacionamiento para personas con discapacidad, hidrantes, salidas o entradas de emergencia, entradas a garajes y a estacionamientos públicos y privados, sin tener la respectiva identificación, o contravenga, en general, las prohibiciones del artículo 110 de esta ley.

En situaciones de afectación directa a un tercero, la autoridad del tránsito podrá proceder con el retiro temporal del vehículo con el fin de evitar que siga obstruyendo el paso, sin responsabilidad por daño alguno al freno de emergencia del vehículo en caso de estar activado. Sin perjuicio de lo que se establece en el artículo 152 de la presente ley, el retiro de placas o el retiro de la circulación de los vehículos, ante las anteriores circunstancias, procederá solo si el conductor no está presente o cuando este se niegue a movilizarlo, excepto que se trate de vehículos de emergencia en el ejercicio de sus funciones.

j) Cuando el conductor de transporte público contravenga lo dispuesto en el inciso b) del artículo 51 de la presente ley.”

ARTÍCULO 9.- Se reforma el artículo 208 de la Ley N.º 9078, Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, de 4 de octubre de 2012. El texto dirá:

“Artículo 208.- Control sobre la presencia de alcohol u otras drogas

Las autoridades de tránsito, en ejercicio de sus competencias y conforme al protocolo establecido, pueden someter a pruebas de alcoholímetros u otros dispositivos bajo control metrológico al conductor sospechoso de conducir bajo los efectos del licor o drogas ilícitas.

Si el resultado de la prueba indiciaria diera positivo, a solicitud del conductor la autoridad de tránsito someterá a este a una segunda prueba conforme al protocolo establecido. El oficial entregará al sujeto sometido a este procedimiento un comprobante de la prueba del alcoholímetro o de otro dispositivo utilizado.

Si la prueba resulta positiva, se procederá de la siguiente manera:

a) Si no se configura el delito de conducción temeraria contemplado en el artículo 261 bis del Código Penal, Ley N.º 4573, de 4 mayo de 1970, y sus reformas, se aplicará solo la sanción administrativa conforme el artículo 143 de la presente ley. El conductor podrá presentar a su favor, como prueba técnica de descargo, el resultado de una prueba de sangre, saliva u orina realizada en laboratorios públicos o privados autorizados por el Ministerio de Salud Pública y el Ministerio de Obras Públicas y Transportes, dentro de los treinta minutos posteriores a la hora indicada en la boleta de citación respectiva. El conductor asumirá el costo de la toma de la muestra, del análisis y de la obtención del resultado.

b) Si se configura el delito de conducción temeraria, contemplado en el artículo 261 bis del Código Penal, Ley N.º 4573, de 4 mayo de 1970, se remitirá al Ministerio Público para el procedimiento que corresponda.

Si el conductor se rehusara a la realización de las pruebas de alcoholímetros u otros dispositivos bajo control metrológico, se aplicará la sanción contemplada en el inciso g) del artículo 143 y se remitirá al Ministerio Público para el procedimiento que corresponda.”

ARTÍCULO 10.- Se adicionan dos nuevos artículos 217 y 218 al capítulo III, Unidad Policial de Apoyo Legal del Tránsito, del título VI Disposiciones generales, de la Ley N.º 9078, Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, de 4 de octubre de 2012; en consecuencia, se corre la numeración en el orden que corresponda:

“CAPÍTULO III

Unidad Policial de Apoyo Legal del Tránsito en Carretera

Artículo 217.- Unidad Policial de Apoyo Legal del Tránsito en Carretera

Se crea la Unidad Policial de Apoyo Legal de la Dirección General de la Policía de Tránsito; estará conformada administrativamente por una dirección, una subdirección y una delegación para cada región programática policial.

Dicha unidad técnica operacional estará integrada por profesionales en Derecho, incorporados al colegio respectivo, los cuales estarán bajo el régimen del estatuto policial. Estos profesionales deberán tener aprobado el curso básico policial y tener al menos un año de experiencia en el ejercicio policial.

La Unidad Policial de Apoyo Legal del Tránsito podrá celebrar convenios con las universidades públicas y privadas del país para incluir, en dicha dependencia, el servicio ad honórem de estudiantes de Derecho, cuyo tiempo les será acreditado para su trabajo comunal universitario. Estas personas no estarán bajo el régimen del estatuto policial.

Artículo 218.- Funciones

Las funciones de la Dirección Policial de Apoyo Legal del Tránsito serán:

- a) Brindar apoyo y asesoramiento legal y policial a la Dirección General del Tránsito.
- b) Brindar apoyo legal policial a todos los integrantes de las unidades policiales que componen el tránsito.
- c) Emitir criterios técnicos jurídicos relativos a las actuaciones policiales, cuando sean requeridos o las circunstancias lo ameriten.
- d) Brindar, prioritariamente, apoyo legal policial en los operativos de rutina en carretera.
- e) Emitir las recomendaciones necesarias que aseguren el ejercicio de las garantías constitucionales y el mantenimiento del orden público y la paz social, cuando así lo soliciten las unidades policiales por medio de la Dirección General del Tránsito.
- f) Emitir dictámenes vinculantes, opiniones consultivas, resoluciones y cualquier otro criterio legal aplicable a la materia y al área policial del tránsito.
- g) Otorgar el apoyo legal oportuno y razonable en las causas judiciales incoadas contra los funcionarios policiales, y darles el seguimiento necesario a las resultas del proceso penal.
- h) Asesorar en la tramitación de los recursos de hábeas corpus y de amparo incoados contra los oficiales de tránsito.
- i) Otorgar la capacitación legal y técnica necesaria o requerida por los oficiales del tránsito.”

ARTÍCULO 11.- Derogaciones de la Ley N.º 9078

Se derogan el inciso p) del artículo 146 y el inciso e) del artículo 151 de la Ley N.º 9078, Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, de 4 de octubre de 2012; en consecuencia se corre la numeración como corresponde.

ARTÍCULO 12.- Orden público y derogaciones

Esta ley es de orden público y deroga todas las demás disposiciones legales en materia de tránsito y administración vial que se le opongan o resulten incompatibles con su aplicación.

TRANSITORIO ÚNICO.- Se otorga al Ministerio de Obras Públicas y Transportes un plazo máximo de dieciocho meses, contados a partir de la entrada en vigencia de esta ley, con el fin de que reglamente los requisitos para autorizar los centros de salud públicos y privados que tomen las pruebas de descargo, establecidas en el artículo 208, y los supuestos bajo los cuales se procederá al retiro de dicha autorización.

Hasta el plazo máximo aquí indicado, cuando el interesado requiera la realización de otra prueba, ya sea de sangre, orina u otra análoga, según la naturaleza de la prueba originalmente practicada, este procederá a trasladarse de inmediato a la clínica u hospital de salud, público o privado, que así se le indique y que conste en la lista oficial de centros autorizados por el Ministerio de Salud, que deberá enviarse a la Dirección General de la Policía de Tránsito y al Consejo de Seguridad Vial para su divulgación.

Rige a partir de su publicación.

Javier Cambroner Arguedas

Franklin Corella Vargas

Víctor Morales Zapata

Marco Vinicio Redondo Quirós

DIPUTADOS

1 de julio de 2015

NOTA: Este proyecto pasó a estudio e informe de la Comisión Permanente de Asuntos Jurídicos.

1 vez.—Solicitud N° 37071.—O. C. N° 25003.—(IN2015049902).

PROYECTO DE LEY
LEY ORGÁNICA DEL COLEGIO PROFESIONAL
DE CIENCIAS POLÍTICAS Y RELACIONES
INTERNACIONALES

Expediente N.º 19.638

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

El Colegio de Profesionales de Ciencias Políticas y Relaciones Internacionales inició su historia desde hace casi 35 años, las primeras ideas de creación surgieron como una iniciativa de varios graduados de la Escuela de Ciencias Políticas de la Universidad de Costa Rica y de Escuela de Relaciones Internacionales de la Universidad Nacional, ante la necesidad de colegiarse y tener el respaldo que este tipo de organizaciones brindan a sus colegiados, los primeros intentos se desarrollaron organizándose en asociaciones lo que posteriormente se convertirían en un colegio.

Las primeras asociaciones fueron la Asociación Costarricense de Profesionales en Ciencias Políticas y la Asociación Internacional de Ciencia Política, patrocinada por la Unesco, las cuales en conjunto con asociaciones de estudiantes redactaron el proyecto de Ley de Creación del Colegio de Profesionales en Ciencias Políticas y Relaciones Internacionales, el cual fue presentado a la Asamblea Legislativa bajo el expediente N.º 9584 y publicado en La Gaceta N.º 111 de 13 de junio de 1983.

El expediente tuvo un largo proceso legislativo, la mayor concentración de la discusión de los señores y señoras legisladoras de la época fue si era oportuno unir las dos disciplinas en un solo colegio. Finalmente, decidieron hacerlo de esta manera y el proyecto fue aprobado el 4 de noviembre de 1988 y entró en vigencia el 14 de noviembre del mismo año, convirtiéndose en la Ley N.º 7106, como Ley Orgánica del Colegio de Profesionales en Ciencias Políticas.

Durante 27 años esta ley no ha sufrido ninguna reforma sustancial, salvó la Ley N.º 8356, de 12 de junio de 2003 que integró a este cuerpo normativo la frase "Relaciones Internacionales" al nombre del Colegio, actualizó los requisitos para la integración, los deberes y derechos para los extranjeros y las labores de la Fiscalía.

Sin embargo, no se ha planteado una reforma profunda que la actualice y coloque a la ley a la vanguardia de los cambios que han surgido en la sociedad en

materia de ética, en el ejercicio de la profesión, en proteger los bienes del Colegio, en las diferentes necesidades que las y los colegiados reclaman, pero que no se les puede satisfacer dado el vacío legal y rezago de la norma en el tiempo.

Aunado a lo anterior, en el año 2006, una acción de inconstitucionalidad contra los artículos 3° incisos a) y c), 5°, 6°, 18° y 20° de la Ley N.° 7106, de 4 de noviembre de 1988, denominada Ley Orgánica del Colegio Profesional en Ciencias Políticas y Relaciones Internacionales, así como lo indicado en los artículos 1° incisos b) y ch), 12°, 22° inciso b) y 30° del Decreto Ejecutivo N.° 19026-P de 30 de mayo de 1989, denominado Reglamento a la Ley Orgánica del Colegio Profesional en Ciencias Políticas y Relaciones Internacionales anuló varios de estos artículos y la palabra "activo".

El alegato del promoviente fue la discriminación entre miembros activos y miembros asociados, limitando a estos últimos el derecho a voz, voto y la posibilidad de ser elegidos. La sala indicó que las normas impugnadas, en tanto nieguen el ejercicio del principio democrático, de igualdad y de libertad de expresión fundamentándose para ello en la distinción entre "miembros activos" y "miembros asociados", son inconstitucionales, ambos miembros tienen derecho a la libertad de expresión y al uso de la voz.

Lo obsoleto de la ley junto con la eliminación de varios artículos en este voto de la Sala Constitucional, solamente puede llevar al camino de la actualización, de modificar la norma nutriendola de instrumentos idóneos para garantizar el ejercicio de las disciplinas que este Colegio acoge y poder brindar una organización sería con miras al crecimiento, a la capacitación y a la protección de las y los colegiados.

Por lo antes expuesto, es ineludible obviar la necesidad de una nueva ley que promueva la correcta operatividad, fortalezca la organización y proteja los intereses de los profesionales en ciencias políticas y relaciones internacionales.

En virtud de lo anterior los suscritos presentamos el siguiente proyecto de ley.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**LEY ORGÁNICA DEL COLEGIO PROFESIONAL
DE CIENCIAS POLÍTICAS Y RELACIONES
INTERNACIONALES**

**CAPÍTULO I
CREACIÓN**

ARTÍCULO 1.- Créase el Colegio de Profesionales de Ciencias Políticas y Relaciones Internacionales de Costa Rica, el cual tendrá personalidad jurídica, patrimonio propio y competencia en todo el territorio nacional.

**CAPÍTULO II
FINALIDADES DEL COLEGIO**

ARTÍCULO 2.- Serán fines del Colegio los siguientes:

- a) Promover el desarrollo de las ciencias políticas y las relaciones internacionales, así como de las disciplinas vinculadas a ella establecidas vía reglamento.
- b) Promover la superación integral de sus miembros.
- c) Fomentar actividades de interés nacional e internacional.
- d) Estimular las investigaciones de carácter profesional.
- e) Velar por el cumplimiento de los principios éticos y legales en el ejercicio de la profesión.
- f) Defender y proteger los derechos de sus miembros, así como fortalecer la solidaridad entre sus asociados.
- g) Crear comisiones de estudio sobre asuntos y problemas nacionales e internacionales y divulgar sus resultados.
- h) Pronunciarse sobre aquellos problemas de interés nacional e internacional que se consideren atinentes con los objetivos y actividades profesionales del Colegio.

- i) Promover el intercambio de experiencias profesionales y conocimiento intelectual entre sus miembros y de estos con otros profesionales del país y del extranjero.
- j) Cooperar con las instituciones de Educación Superior en el desarrollo de las ciencias políticas y las relaciones internacionales, así como las disciplinas afines.
- k) Brindar asesoramiento a organizaciones, instituciones públicas y entidades privadas que así lo soliciten.
- l) Fomentar la participación de los colegiados en organizaciones que promuevan la integración de los diferentes colegios profesionales, y así como la colaboración recíproca.

CAPÍTULO III MIEMBROS DEL COLEGIO

ARTÍCULO 3.- Integran el Colegio:

- a) Los miembros activos.
 - i.- Los miembros ausentes.
 - ii.- Los miembros fundadores.
 - iii.- Los miembros honorarios.
- b) Los miembros suspendidos.

ARTÍCULO 4.- Serán miembros activos, con las obligaciones y derechos que se señalan en esta ley:

- a) Los profesionales graduados en ciencias políticas o relaciones internacionales de las instituciones de Educación Superior de Costa Rica, reconocidos por el Estado, con título de bachiller o licenciatura que cumplan con los trámites y requerimientos que fije el Colegio y que se establezcan en esta ley y su reglamento.
- b) Los profesionales graduados en ciencias políticas o relaciones internacionales en instituciones de Educación Superior extranjeras, cuyos títulos de bachillerato o licenciatura equiparados por una institución de Educación Superior de Costa Rica adscrito al Consejo Nacional de Rectores (Conare); asimismo, cumplan con los requisitos de incorporación que fije el Colegio y que se establezcan en esta ley y su reglamento.

ARTÍCULO 5.- Serán miembros ausentes: los miembros activos que soliciten a la Junta Directiva dispensar temporalmente de la obligación económica por razones justificadas.

ARTÍCULO 6.- Serán miembros fundadores: serán miembros fundadores del Colegio los miembros activos que asistieron a la primera Asamblea General Constitutiva del Colegio celebrada el 21 de diciembre de 1988.

ARTÍCULO 7.- Serán miembros honorarios los miembros activos a quienes la Asamblea General del Colegio, previa recomendación de la Junta Directiva, les otorgue tal distinción, en reconocimiento de sus méritos personales, académicos y profesionales en el campo de las ciencias políticas o en las relaciones internacionales. Los miembros honorarios estarán al margen de las obligaciones pecuniarias impuestas por esta ley y su reglamento a los miembros activos.

ARTÍCULO 8.- Serán suspendidos de su condición de miembros del Colegio:

- a) quienes sufran prisión, por sentencia firme. Una vez cumplida la pena impuesta, los profesionales podrán reincorporarse al Colegio.
- b) quienes por sentencia firme estuvieren inhabilitados para el ejercicio de cargos públicos.
- c) los colegiados que durante un trimestre no paguen las cuotas mensuales que el Colegio imponga de conformidad con el reglamento.
- d) los colegiados que por violación a los principios de la ética profesional, la Junta Directiva les imponga como sanción la suspensión del Colegio.

ARTÍCULO 9.- Son obligaciones de los miembros activos:

- a) Honrar y velar por el ejercicio correcto de la profesión.
- b) Acatar las regulaciones de esta ley y contribuir al logro de los objetivos del Colegio.
- c) Concurrir a las asambleas generales y a las sesiones de Junta Directiva a que fueren convocados.
- d) Desempeñar los cargos para los que fueren elegidos y atender las comisiones que les señalen la Asamblea General y la Junta Directiva.
- e) Cubrir las cuotas ordinarias y extraordinarias que el Colegio fije. En casos excepcionales, la Junta Directiva podrá dispensar temporalmente de esta obligación a quienes lo soliciten por razones justificadas.
- f) Observar una conducta intachable conforme en el Código de Ética, el reglamento y la ley.
- g) Denunciar toda infracción a esta ley y los reglamentos.

ARTÍCULO 10.- Son derechos de los miembros activos:

- a) Podrá ejercer libremente la profesión, conforme a las regulaciones establecidas por esta ley.
- b) Elegir y ser electos para conformar los órganos del Colegio.
- c) Solicitar la protección del Colegio cuando la necesiten.
- d) Disfrutar de todos los beneficios que establece el Colegio para sus miembros activos.
- e) Hacer uso de las instalaciones físicas del Colegio, conforme a la reglamentación establecida al respecto.
- f) Separarse de manera voluntaria, temporal o definitivamente de los derechos y obligaciones del Colegio.
- g) Solicitar la certificación o documentación correspondiente al Colegio para demostrar su condición de colegiado.

ARTÍCULO 11.- Las entidades públicas o privadas que requieran los servicios de politólogo o relacionista internacional extranjeros no incorporados al Colegio deberán solicitarle a este la autorización para el ejercicio temporal de esos profesionales, salvo que se presenten en el país para participar en charlas, foros, simposios o seminarios de carácter académico protegidos por la libertad de cátedra, principio fundamental de la enseñanza universitaria.

ARTÍCULO 12.- El Colegio llevará un registro de especialidades de sus miembros en cada campo profesional, de conformidad con el reglamento respectivo.

ARTÍCULO 13.- El nombramiento de personas no colegiadas, en puestos públicos reservados por esta ley a los miembros del Colegio, será sancionado conforme al artículo 337 del Código Penal.

CAPÍTULO VI PAGO DE LAS CUOTAS

ARTÍCULO 14.- El agremiado que durante un trimestre no pague las cuotas mensuales que el Colegio imponga de conformidad con el reglamento será suspendido y, por lo tanto, perderá los derechos establecidos en esta ley. El miembro suspendido recuperará sus derechos cuando pague las cuotas atrasadas más un quince por ciento (15%) del monto adeudado, por concepto de multa.

CAPÍTULO VII ÓRGANOS DEL COLEGIO

ARTÍCULO 15.- Serán órganos del Colegio: la Asamblea General, la Junta Directiva, la Fiscalía y el Tribunal de Ética Profesional, así como las comisiones que cualquiera de los órganos anteriores acuerden integrar. Las funciones se ejercerán y regularán conforme a lo dispuesto por la presente ley y su reglamento.

CAPÍTULO VIII ASAMBLEA GENERAL

ARTÍCULO 16.- La Asamblea General es el órgano máximo del Colegio y estará integrada por los miembros activos de este, quienes tendrán voz y voto. Cada año se celebrará una asamblea general ordinaria para renovar la mitad de los miembros de la Junta Directiva, según se señale en el reglamento, para conocer los informes que presenten la Junta Directiva y la Fiscalía; para conocer y aprobar el presupuesto anual ordinario, para discutir mociones que presenten sus miembros; así como otros asuntos relacionados con el Colegio.

Además, se celebrarán las asambleas generales extraordinarias que acuerde la Junta Directiva o a petición del veinte por ciento de los miembros activos o a petición de la Fiscalía del Colegio.

ARTÍCULO 17.- La Asamblea General ordinaria tendrá lugar una vez durante el mes de marzo de cada año, de conformidad con el calendario que la Junta Directiva establezca; se sesionará en primera convocatoria con un cuórum de la mitad más uno de los miembros activos. De no reunirse el cuórum señalado se procederá a celebrar la asamblea en segunda convocatoria, válidamente, media hora después de la primera, en cuyo caso constituirán cuórum los miembros activos presentes.

ARTÍCULO 18.- Las resoluciones o los acuerdos de las asambleas generales ordinarias y extraordinarias se tomarán por la mitad más uno de los votos presentes.

ARTÍCULO 19.- Las asambleas generales ordinarias y extraordinarias serán convocadas por medio de una publicación en el diario oficial La Gaceta, en un periódico de circulación nacional y en medios digitales. La publicación deberá hacerse al menos quince días naturales antes de celebrarse la Asamblea e incluir el día, la hora, el lugar y el orden del día.

ARTÍCULO 20.- En la Asamblea Ordinaria se conocerán al menos los siguientes asuntos:

- a) El informe de la Presidencia, Tesorería y Fiscalía.
- b) El nombramiento de la Junta Directiva, cuando corresponda.

- c) El nombramiento de la Fiscalía, cuando corresponda.
- d) Aprobación de la propuesta del presupuesto anual.
- e) Las iniciativas de los miembros activos.
- f) Cualquier otro asunto de su competencia.

ARTÍCULO 21.- Serán atribuciones de la Asamblea General:

- a) Elegir a los miembros de la Junta Directiva del Colegio y a la Fiscalía, de conformidad con lo establecido en la presente ley.
- b) Conocer y aprobar las disposiciones administrativas, así como las reformas necesarias para que el Colegio cumpla debidamente con su cometido.
- c) Conocer y aprobar el informe anual de actividades rendido por la Junta Directiva.
- d) Conocer y resolver los asuntos que la Junta Directiva u otros miembros del Colegio le sometan a su consideración, de acuerdo con esta ley y su reglamento.
- e) Conocer y resolver las apelaciones presentadas por los miembros del Colegio, relacionadas con sanciones impuestas por la Junta Directiva y resolverlas.
- f) Fijar las cuotas ordinarias y extraordinarias que deben cubrir los miembros del Colegio.
- g) Dictar los reglamentos necesarios para que el Colegio cumpla sus fines.
- h) Aprobar los presupuestos ordinarios y extraordinarios presentados por la Junta Directiva.
- i) Todas las funciones que esta ley, su reglamento y otras leyes le señalen.

CAPÍTULO IX JUNTA DIRECTIVA

ARTÍCULO 22.- La Junta Directiva estará integrada por siete miembros activos: una Presidencia, una Vicepresidencia, una Secretaría, una Tesorería y tres Vocalías.

ARTÍCULO 23.- El cuórum lo constituyen cuatro de sus miembros y los acuerdos deberán tomarse por mayoría de los votos presentes; en caso de empate, la Presidencia ejercerá el derecho al doble voto.

ARTÍCULO 24.- La Junta Directiva funcionará durante un período de dos años que iniciara el 1º de abril de cada año; y se renovará de la siguiente manera: en el primer año la Vicepresidencia, la segunda y tercer Vocalía y el siguiente año la Presidencia, Secretaría, Tesorería y primer Vocalía.

ARTÍCULO 25.- La Junta Directiva sesionará, ordinariamente, por lo menos una vez al mes y, extraordinariamente, cuando sea convocada por su Presidencia. El cuórum se integrará con la mitad más uno de sus miembros. Las actas de las sesiones de la Junta Directiva serán firmadas por la Presidencia y la Secretaría. Los acuerdos y las resoluciones de la Junta Directiva se tomarán por mayoría simple.

ARTÍCULO 26.- Serán atribuciones de la Junta Directiva las siguientes:

- a) Ejecutar los acuerdos que emanen de la Asamblea General de colegiados.
- b) Formular la política global del Colegio y señalar las directrices y metas de este, así como crear los organismos para su ejecución.
- c) Aprobar o denegar las solicitudes de incorporación al Colegio y autorizar el ejercicio profesional.
- d) Convocar a Asamblea General ordinaria y a asambleas generales extraordinarias, de acuerdo con lo dispuesto en esta ley y su reglamento.
- e) Formular y ejecutar los presupuestos ordinarios del Colegio para el ejercicio anual siguiente y los extraordinarios cuando corresponda, y presentarlos a la Asamblea General para su estudio y aprobación.
- f) Denunciar, ante los tribunales de justicia y otras entidades, el ejercicio ilegal de la profesión.
- g) Rendir el informe anual de su labor ante la Asamblea General.
- h) Declarar la inopia de profesionales cuando así lo compruebe.

- i)** Nombrar al Tribunal de Ética Profesional, así como todas aquellas todas las comisiones que considere necesarias.
- j)** Conocer de la renuncia o cesación de cualquiera de sus miembros y ponerla a conocimiento de la Asamblea General, la cual se convocará para sustituirlo.
- k)** Nombrar a los funcionarios que el Colegio requiera para su funcionamiento.
- l)** Formular y entregar las ternas o nóminas solicitadas por las instituciones públicas.
- m)** Fijar los sueldos y honorarios del personal del Colegio que desempeñe cargos remunerados de acuerdo a la normativa laboral vigente.
- n)** Solicitar, a la Asamblea General, la designación de los miembros honorarios, adjuntando los atestados respectivos.
- o)** Resolver todos los asuntos de orden interno del Colegio que no estén reservados expresamente a la Asamblea General.

CAPÍTULO XI PRESIDENCIA Y DIRECTIVOS

ARTÍCULO 27.- La Presidencia deberá:

- a)** Presidir las sesiones de las asambleas generales ordinarias y extraordinarias, así como las de la Junta Directiva.
- b)** Coordinar la preparación del informe anual.
- c)** Proponer el orden del día y dirigir los debates de las sesiones.
- d)** Conceder licencia por justa causa a los demás directivos para que no concurran a las sesiones.
- e)** Integrar las comisiones que deberán desempeñar funciones especiales en el Colegio.
- f)** Firmar, con la secretaría, las actas de las sesiones y, con la tesorería, los libramientos contra los fondos del Colegio.
- g)** Convocar a sesiones extraordinarias de la Junta Directiva y presidir los actos oficiales del Colegio.

En ausencia de la Presidencia, la Vicepresidencia de la Junta Directiva tendrá las mismas atribuciones y responsabilidades.

ARTÍCULO 28.- La Tesorería deberá:

- a) Custodiar, bajo su responsabilidad, los fondos que se le asignen al Colegio.
- b) Recaudar las contribuciones y cuotas del Colegio.
- c) Firmar, conjuntamente con la Presidencia, los libramientos contra los fondos del Colegio.
- d) Autorizar, conjuntamente con la Presidencia, los pagos que se hagan con fondos del Colegio.
- e) Tramitar los pagos por las cuentas del Colegio que se le presenten en debida forma y efectuarlos.
- f) Presentar, los balances trimestrales ante la Junta Directiva y el informe de egresos e ingresos, el balance de situación, la liquidación del presupuesto y propuesta de presupuesto para el ejercicio anual siguiente, con el refrendo de la Presidencia y del fiscal, ante la Asamblea General.

ARTÍCULO 29.- La Secretaría deberá:

- a) Firmar, con la Presidencia, las actas de las sesiones.
- b) Convocar a Asamblea General, cuando la Junta Directiva del Colegio lo disponga.

ARTÍCULO 30.- Las Vocalías deberán asistir a todas las sesiones de la Junta Directiva y desempeñar en ellas las funciones que les correspondan a la Tesorería y la Secretaría, por impedimento o ausencia temporal de estos directivos, en cuyo caso actuarán en el orden de nombramiento y otras funciones que la Junta Directiva les asigne.

ARTÍCULO 31.- Perderá la condición de miembro de la Junta Directiva quién se ausente a dos sesiones ordinarias consecutivas sin justificación o se ausente a seis sesiones ordinarias en el curso de un año con justificación.

CAPÍTULO XII LA FISCALÍA

ARTÍCULO 32.- El fiscal propietario será elegido para períodos de dos años y podrá ser reelegido por una única vez. Se escogerá de entre los miembros presentes en la Asamblea General, por el mismo mecanismo utilizado para

escoger a los integrantes de la Junta Directiva. Será elegido en la misma Asamblea en que deba cambiarse la Vicepresidencia, al Segundo y Tercer Vocalía.

El fiscal suplente, quien sustituirá al titular durante sus ausencias temporales o definitivas, será electo en Asamblea General cuando se elijan los puestos para Presidencia, Secretaria, Tesorería y Primer Vocalía.

ARTÍCULO 33.- Corresponderá a la Fiscalía lo siguiente:

- a) Velar por que los miembros del Colegio cumplan las disposiciones de esta ley, sus reglamentos, el Código de Ética Profesional y la debida ejecución de los acuerdos y resoluciones de la Asamblea General y la Junta Directiva.
- b) Revisar, por lo menos trimestralmente, los registros de Tesorería y los estados bancarios.
- c) Poner a conocimiento de la Junta Directiva cualquier falta en que incurran los miembros de esta, para que la Junta cumpla con su obligación.
- d) Rendir un informe anual a la Asamblea General ordinaria.
- e) Solicitar a la Junta Directiva la convocatoria a Asamblea General extraordinaria, cuando lo considere conveniente.
- f) Atender las quejas de los miembros del Colegio sobre violaciones a esta ley o su reglamento y realizar la investigación pertinente.

CAPÍTULO XIII TRIBUNAL DE ÉTICA PROFESIONAL

ARTÍCULO 34.- La Asamblea General ordinaria nombrará un Tribunal de Ética Profesional integrado por cinco miembros que permanecerán dos años en sus funciones y podrán ser reelectos.

El Tribunal actuará como cuerpo colegiado para conocer cualquier denuncia sobre faltas a la ética profesional cometidas por un miembro del Colegio. El cargo de miembro del Tribunal de Ética Profesional es incompatible con el desempeño de cualquier otro cargo dentro del Colegio.

ARTÍCULO 35.- Para ser miembro del Tribunal de Ética Profesional se deben cumplir los siguientes requisitos:

- a) Residir en el país.

- b)** Tener más de cinco años de ejercicio profesional.
- c)** Ser persona de reconocida solvencia moral, que no haya sido nunca denunciado y sentenciado por el ejercicio ilegal de la profesión o similares.
- d)** Estar debidamente incorporado al Colegio y con sus obligaciones al día.

ARTÍCULO 36.- Cuando llegue a conocimiento de la Junta Directiva cualquier denuncia por violación de los principios de la ética profesional, esta la pondrá a conocimiento del Tribunal de Ética Profesional para que instruya la causa respectiva.

Presentada la denuncia, se remitirá al Tribunal, el cual iniciará un proceso de investigación, observando las reglas del debido proceso de las partes.

Terminada la investigación, dicho órgano deberá en un plazo máximo de sesenta días naturales, remitir el informe a la Junta Directiva, con las recomendaciones respectivas.

Dentro de los treinta días naturales siguientes en que se ha recibido el informe por parte de la Junta Directiva, lo analizará y dará a conocer a las partes de este y de lo que procede según el artículo 36 de esta ley.

Si existiera alguna duda, la Junta Directiva solicitará al Tribunal de Ética del Colegio, una aclaración. Dicho órgano tendrá un máximo de treinta días naturales para responder.

ARTÍCULO 37.- Si se determina que existió violación a los principios de la ética profesional, la Junta Directiva impondrá al infractor alguna de las siguientes sanciones, de acuerdo con la gravedad de la falta:

- a)** Por faltas leves: amonestación privada, apercibimiento por escrito o suspensión en el ejercicio profesional hasta por tres meses.
- b)** Por faltas graves: suspensión en el ejercicio profesional por un plazo de tres meses hasta tres años.
- c)** Por faltas muy graves: suspensión en el ejercicio profesional por un plazo de tres años hasta diez años.

ARTÍCULO 38.- Contra los acuerdos de la Junta Directiva, relativos al incumplimiento de los principios de ética profesional y de las suspensiones, procederá el recurso de revocatoria. El interesado deberá interponer el recurso dentro de los tres días hábiles siguientes a la notificación.

CAPÍTULO XIV COMITÉS CONSULTIVOS

ARTÍCULO 39.- La Junta Directiva podrá designar comités consultivos que le brinden asesoramiento, cuando alguno de los Poderes de la República, particulares o corporaciones, someta a consideración del Colegio temas de índole político y de relaciones internacionales que acontecen en la actualidad y conllevan a un análisis complejo y de especial atención.

Estos comités estarán formados por tres miembros activos del Colegio que serán designados entre los miembros que sobresalgan por sus condiciones profesionales y capacidad técnica. La designación como miembro de un comité consultivo es incompatible con el desempeño de cargos en la Fiscalía y el Tribunal de Ética Profesional.

ARTÍCULO 40.- Cuando se trate de servicios ofrecidos a sujetos de derecho privado, el Colegio podrá cobrar los honorarios que establezca la Junta Directiva, de acuerdo a la normativa nacional vigente, por los dictámenes técnicos que emita y los estudios que elabore. Los recursos ingresarán a los fondos generales del Colegio.

CAPÍTULO XV EJERCICIO PROFESIONAL

ARTÍCULO 41.- Podrán ejercer la profesión en el territorio nacional, únicamente las personas profesionales en ciencias políticas o relaciones internacionales que cumplan los requisitos establecidos en la presente ley y se encuentren debidamente incorporadas al Colegio siempre que no estén suspendidas.

ARTÍCULO 42.- Podrán ejercer las funciones públicas para las cuales la ley o los decretos ejecutivos exijan en sus descriptores de puestos el ejercicio de la profesión de ciencias políticas o relaciones internacionales los miembros activos del Colegio, de acuerdo con esta ley y su reglamento.

Las personas que ejerzan la profesión contra lo dispuesto en la presente ley quedarán sujetas a las sanciones legales establecidas al efecto.

ARTÍCULO 43.- Para obtener la inscripción en el Colegio deberán llenarse los siguientes requisitos:

- a) Presentar el título universitario del grado de bachillerato o licenciatura en las profesiones de Ciencias Políticas o Relaciones Internacionales o los atestados en los que conste que al solicitante se le han convalidado los estudios universitarios como profesional, en las áreas establecidas en el artículo 4 de esta ley.

- b) Satisfacer los derechos de inscripción que señale la presente ley y su reglamento.
- c) Comprobar la residencia en el país, por el período que estipula la legislación vigente.
- d) Pagar la cuota señala se cobrará un rubro por gasto administrativo se apruebe o no la inscripción.

ARTÍCULO 44.- El Colegio tendrá amplias facultades para regular todo lo relativo al ejercicio de la profesión, de conformidad con esta ley.

ARTÍCULO 45.- Las empresas consultoras privadas nacionales y extranjeras que desarrollen actividades en el país dentro del campo de las ciencias políticas y las relaciones internacionales deben inscribirse en el Colegio y cumplir con los requisitos legales correspondientes.

CAPÍTULO XVI PATRIMONIO DEL COLEGIO

ARTÍCULO 46.- El patrimonio del Colegio estará constituido por:

- a) Los bienes muebles e inmuebles de su propiedad.
- b) Las sumas de dinero que se reciban por concepto de inscripción al Colegio, así como por las cuotas mensuales que deban aportar sus miembros y los derechos establecidos por la Asamblea General.
- c) Los fondos que se recauden por concepto de multas.
- d) Las donaciones aceptadas por la Junta Directiva.
- e) Los fondos provenientes de servicios o actividades que organice el Colegio.
- f) Los otros ingresos que se establezcan por reglamento.

CAPÍTULO XVII DISPOSICIONES GENERALES

ARTÍCULO 47.- Para el cumplimiento de sus funciones el Colegio tiene personalidad y capacidad jurídica plenas. Podrá adquirir, enajenar, gravar y administrar toda clase de bienes muebles e inmuebles, con las limitaciones del artículo 28 del Código Civil. La representación judicial y extrajudicial del Colegio corresponde a la persona que ejerza la Presidencia de la Junta Directiva, quien lo hará con las facultades del artículo 1255 del Código Civil.

ARTÍCULO 48.- Los documentos que emitan las personas profesionales en ciencias políticas o relaciones internacionales miembros del Colegio, referentes a su campo de competencia, deberán contener la firma y el código.

ARTÍCULO 49.- Derógase la Ley N.º 7106, de 4 de noviembre de 1988, denominada Ley Orgánica del Colegio Profesional en Ciencias Políticas y Relaciones Internacionales, y sus reformas.

Rige a partir de su publicación.

Sandra Piszcz Feinzilber

Marcela Guerrero Campos

DIPUTADAS

07 de julio de 2015

NOTA: Este proyecto pasó a estudio e informe de la Comisión Permanente Especial de Internacionales y Comercio Exterior.

1 vez.—Solicitud N° 37073.—O. C. N° 25003.—(IN2015049899).

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESOLUCION RJD-139-2015

San José, a las dieciséis horas con veinte minutos del veintisiete de julio del dos mil quince

METODOLOGÍA TARIFARIA ORDINARIA PARA EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA BRINDADO POR OPERADORES PÚBLICOS Y COOPERATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

EXPEDIENTE OT-088-2015

RESULTANDO:

- I. Que mediante el oficio 36-CDR-2015 del 23 de marzo del 2015, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, presenta la propuesta de "*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*" (folios 04 al 64).
- II. Que mediante oficio 192-SJD-2015/84287, la Secretaría de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, comunica el acuerdo 09-13-2015 del acta de la sesión ordinaria celebrada el 26 de marzo del 2015, en donde dispone solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública de la propuesta "*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*", en periódicos de circulación nacional y el diario oficial La Gaceta.
- III. Que el 17 de abril del 2015 se publica la convocatoria a audiencia pública en los diarios de circulación nacional (La Nación y La Extra) (folios 69 y 70).
- IV. Que el 20 de abril del 2015 se publica la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta No 75 (Folio 71).
- V. Que el 18 de mayo del 2015, mediante el oficio 1649-DGAU-2015, la Dirección General de Atención al Usuario de Aresop remitió a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación el informe de oposiciones y coadyuvancias (Folios 363 al 365).
- VI. Que mediante el oficio 91-CDR-2015, del 08 de julio del 2015, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación remitió el informe final sobre la propuesta de "*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*".
- VII. Que el 22 de Julio de 2015, mediante el oficio 103-CDR-2015 la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación rindió informe donde se dio respuesta a las oposiciones y coadyuvancias presentadas en la audiencia pública.
- VIII. Que mediante oficio 521-SJD-2015 de 9 de julio de 2015, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis la propuesta remitida en el oficio 91-CDR-2015 indicada en el resultando anterior. (Folio 460).
- IX. Que mediante el oficio 701-DGAJR-2015 del 23 de julio de 2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitió el criterio sobre la propuesta de "*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*".
- X. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la audiencia pública, se tiene como respuesta el oficio 103-CDR-2015, emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, que consta a folios 467 al 548 del expediente administrativo.
- II. Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1- Aprobar la "*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*". 2- Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 13 de mayo del 2015, lo señalado en el oficio 103-CDR-2015 emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso. 3- Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación notificar el oficio 103-CDR-2015 donde constan las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública. 4- Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de esta metodología en el Diario Oficial La Gaceta. 5- Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la notificación de la presente resolución a las partes.
- III. Que en sesión 35-2015 del 27 de julio de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base de la propuesta remitida mediante oficio 91-CDR-2015, así como del oficio 701-DGAJR-2015 del 23 de julio de 2015, acordó entre otras cosas, y con carácter de firme dictar la presente resolución.

POR TANTO:

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

LA JUNTA DIRECTIVA DE LA

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE

- I. Aprobar la "*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*", conforme al oficio 91-CDR-2015 del Centro de Desarrollo de la Regulación y al criterio 701-DGAJR-2015 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, tal y como se detalla a continuación:

“METODOLOGÍA TARIFARIA ORDINARIA PARA EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA BRINDADO POR OPERADORES PÚBLICOS Y COOPERATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL”

(...)

ABREVIATURAS

AFNORP	Activo Fijo Neto en Operación Revaluada Promedio
Aresep	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BCCR	Banco Central de Costa Rica
CAPM	Modelo de Valuación de Activos Capital
CCSS	Caja Costarricense de Seguro Social
CDR	Centro de Desarrollo de la Regulación
CGR	Contraloría General de la República
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
DSE	Dirección Sectorial de Energía
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IE	Intendencia de Energía
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IPC	Índice de Precios al Consumidor
JASEC	Junta Administradora del Servicio Eléctrico
kW	Kilowatt
kWh	Kilovatio hora
Mideplan	Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PNE	Plan Nacional de Energía
SNE	Servicio Nacional de Electricidad
WACC	Modelo de costo promedio ponderado del capital

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: 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.
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 no es del original). 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 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 los planes sectoriales correspondientes y a las políticas sectoriales que dicte el Poder Ejecutivo” .

“Artículo 3. Definiciones.

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

- a) *Servicio Público. El que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley.*
- b) *Servicio al costo: principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.*

(...)”

“Artículo 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 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 Aresop 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 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:

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

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 y gastos 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 y gastos de operación, mantenimiento y administrativos, la base tarifaria y el rendimiento sobre la base tarifaria, se calculan primeramente a partir de valores observados o reales para el periodo base t . 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 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 y gastos 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 y gastos 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 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 y gastos 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 periodo $t+1$ 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:

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

Y en consecuencia:

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

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 y gastos 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 periodo $t+1$ 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 periodo $t+1$ (ver fórmula 14).
Io	=	Otros ingresos. Son los otros ingresos proyectados para el periodo $t+1$ 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.
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.
$\bar{P}_{t,s}$	=	Precio promedio de la energía eléctrica. Precio para la tarifa s , se obtiene de la apartado 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 tarifas 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 fórmula 11.1).
I_{ph}	=	Ingresos por tarifa horario (ver fórmula 11.8 y 11.9).
$VRE_{kWh,s,ph,i}$	=	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.

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

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:

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

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.

o

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

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.

o

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

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.

o

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

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:

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

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.
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.
$\$$	=	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 (lv).

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 fórmula 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 estimada 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.
Io	=	Otros ingresos proyectados relacionados con la actividad de distribución eléctrica. Se refiere a los otros ingresos proyectados para el período $t+1$.
Io_t	=	Otros ingresos calculados para el periodo t (ver fórmula 16).
Iv_t	=	Ingresos por ventas. Son los ingresos reales por ventas obtenidos para el periodo t .
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).

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

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

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

$$COMA = CEP + Peaje + OyM + Admin + GP + Co + Creg + D + Pa + GPer + INC + SG + AR$$

(Fórmula 18)

Donde:

- COMA* = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.
- CEP* = Costo 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 apartado 3.1.2).
- Peaje* = Costo 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* = Gastos 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 apartado 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 apartado 3.1.2.
- GP* = Gastos 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.
- Co* = 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.
- Creg* = 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 de acuerdo a lo indicado en el apartado 6.
- 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 (ver apartado 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 apartado 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 (apartado 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 apartado 3.1.2).
<i>SG</i>	=	Gasto por seguros. En esta cuenta se registran los contratos de seguros (ver apartado 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 apartado 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 los apartados 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 de Energía mediante un sistema de Contabilidad Regulatoria.

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

Los costos y gastos de operación, mantenimiento, administración y comercialización son proyectados según el método de actualización por índices indicado en la presente metodología (ver apartado 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. Para el caso de las Cooperativas de electrificación rural podrán presentar sus cuentas al nivel máximo de desagregación que el sistema contable de cada cooperativa lo permita. 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 apartado 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 y costos 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:

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

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 $t+1$.
$IP_{L,t+1}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios local, estimado promedio del periodo $t+1$.
$IP_{L,t}$	=	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 (más actualizado). 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:

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

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 $t+1$.
$IP_{E,t+1}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios promedio externo estimado, para el periodo $t+1$.

$IPP_{E,t}$	=	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 apartado 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 apartado 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:

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

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:

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

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).
$\%Per$	=	Porcentaje de pérdidas, se toma el valor promedio de la industria (ver fórmula 26)
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:

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

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:

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

- **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.

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

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, legal 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 periodo $t+1$.

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).
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 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, 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)*”.

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.
- 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, 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 reevaluado 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 acumulada 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 acumulada 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:

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

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 apartado 5.3.1).
- RA_{cto} = Retiro de activos al costo (ver apartado 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:

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

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 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 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

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

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 apartado 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:

$$TDA = \frac{100-VAR}{VU} \quad (F\acute{o}rmula 41)$$

Donde:

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

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

$$DR_{t+1} = DR_t - RA_{DR} + Dep_r + Rev_{dr} \pm TA_{dr} \quad (F\acute{o}rmula 42)$$

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 acumulada 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

$$Dep_r = TDA * [AFR_t - (0,5 * RA_r) \pm TA_r] \quad (F\acute{o}rmula 43)$$

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:

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

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>I_V</i>	=	Ingreso por ventas de energía y potencia a usuarios (ver fórmula 10).
<i>COMA</i>	=	Costos de operación, mantenimiento y administración (según apartado 3 de la sección 3, 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.
<i>CEP</i>	=	Gastos por compra de energía y potencia.
<i>Peaje</i>	=	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:

$Adiciones = Inversiones Reconocidas capitalizadas en el periodo t + 1$

$Inversiones Reconocidas = Inversiones * Porcentaje de ejecución$ (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 apartado 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. Solo se capitalizara los costos que formen parte de la adición como tal y que estén previamente justificados y aprobados por la Intendencia de Energía.

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 (identificación del activo anterior al retiro y justificaciones y comprobantes del retiro o desecho correspondiente, para dar trazabilidad de los activos). 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. ACTUALIZACIÓN DEL CANON DE REGULACIÓN POR VÍA EXTRAORDINARIA (Creg)

La variable Creg se refiere al canon de regulación y calidad vigente para la actividad de distribución de energía eléctrica en operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, el cual es aprobado por la Contraloría General de la República.

El canon de regulación deberá ajustarse extraordinariamente cuando esta variable cambie. Con ello, se busca dar cumplimiento a lo establecido por la Contraloría General de la República mediante los oficios 1463 de fecha 12 de febrero del año 2010 y DFOE-ED-0996 de 15 de diciembre de 2010. En este último oficio se indica lo siguiente:

“es el criterio actual de esta Contraloría General, que corresponde a esa Autoridad Reguladora realizar los cálculos pertinentes para ajustar las tarifas de los servicios públicos, ajustándose a lo establecido en el artículo 30 de la Ley Reguladora de los Servicios Públicos N°7593, en cuanto establece que las fijaciones de tarifas de carácter ordinario, al contemplar variaciones de los factores de costo e inversión, deben ser realizadas de oficio por la propia Autoridad Reguladora. Para cumplir con lo antes indicado, esa Autoridad Reguladora deberá documentar, formalizar e implementar las metodologías necesarias, cuya aplicación será objeto de fiscalización por parte de este órgano contralor, a partir del cobro que hará la ARESEP del canon de regulación correspondiente al periodo 2012”.

Lo anterior significa, que a partir del año indicado, una vez aprobado el canon de regulación por parte de la Contraloría, de oficio se deben ajustar los precios y tarifas de los servicios públicos de carácter ordinario. Por tanto, para la presente metodología, el canon se actualizará vía extraordinaria cada vez que la Contraloría General de la República apruebe el monto del mismo y éste sea publicado en el diario oficial La Gaceta, de tal manera que se incluirá en la última fijación ordinaria vigente. Este gasto es el único que se actualiza de los estados de resultado vigentes y con ello se obtiene un nuevo resultado.

7. OTRAS CONSIDERACIONES

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

- II. Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 13 de mayo de 2015, lo señalado en el oficio 103-CDR-2015, emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.
- III. Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación notificar el oficio 103-CDR-2015 donde constan las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública.

...

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

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.

DENNIS MELÉNDEZ HOWELL, EDGAR GUTIÉRREZ LÓPEZ, PABLO SAUMA FIATT, ADRIANA GARRIDO QUESADA, SONIA MUÑOZ TUK, ALFREDO CORDERO CHINCHILLA, SECRETARIO.

1 vez.—Solicitud N° 37505.—O. C. N° 8377-2015.—(IN2015050051).

RESOLUCION RJD-140-2015

San José, a las dieciséis horas con diez minutos del veintisiete de julio del dos mil quince

METODOLOGÍA TARIFARIA ORDINARIA PARA EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN OPERADORES PÚBLICOS

EXPEDIENTE OT-089-2015

RESULTANDO:

- I. Que mediante el oficio 36-CDR-2015 del 23 de marzo del 2015, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, presenta la propuesta de "*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos*" (folios 02 a 54).
- II. Que mediante el oficio 194-SJD-2015, la Secretaría de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, comunica el acuerdo 11-13-2015 del acta de la sesión ordinaria celebrada el 26 de marzo del 2015, en donde dispone solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública de la propuesta "*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos*", en periódicos de circulación nacional y el diario oficial La Gaceta.
- III. Que el 17 de abril del 2015 se publica la convocatoria a audiencia pública en los diarios de circulación nacional (La Nación y la Extra) (Folios 59 y 60).
- IV. Que el 20 de abril del 2015 se publica la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta No 75 (Folio 61).
- V. Que el 18 de mayo del 2015, mediante el oficio 1651-DGAU-2015, la Dirección General de Atención al Usuario de Aresep remitió a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación el informe de oposiciones y coadyuvancias (Folios 144 al 145).
- VI. Que mediante el oficio 89-CDR-2015 del 8 de julio del 2015, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación remitió el informe final sobre la propuesta de "*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos*".
- VII. Que el 22 de julio de 2015, mediante el oficio 101-CDR-2015 la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación rindió informe donde se dio respuesta a las oposiciones y coadyuvancias presentadas en la audiencia pública.
- VIII. Que mediante oficio 520-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis la propuesta remitida en el oficio 089-CDR-2015 indicada en el resultando anterior. (Folio 158)
- IX. Que mediante oficio 700-DGAJR-2015 del 23 de julio de 2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitió el criterio sobre la propuesta de "*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos*".
- X. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la audiencia pública, se tiene como respuesta el oficio 101-CDR-2015, emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, que consta a folios 165 al 173 del expediente administrativo.
- II. Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1- Aprobar la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos”. 2- Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 13 de mayo del 2015, lo señalado en el oficio 101-CDR-2015 emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso. 3- Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, notificar el oficio 101-CDR-2015 donde constan las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública. 4- Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de esta metodología en el Diario Oficial La Gaceta. 5- Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la notificación de la presente resolución a las partes.
- III. Que en sesión 35-2015 del 27 de julio de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base de la propuesta remitida mediante oficio 89-CDR-2015, acordó, entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

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

LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE

- I. Aprobar la “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos*”, conforme al oficio al oficio 089-CDR-2015 del Centro de Desarrollo de la Regulación y al criterio 700-DGAJR-2015 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, tal y como se detalla a continuación:

“METODOLOGÍA TARIFARIA ORDINARIA PARA EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN OPERADORES PÚBLICOS”

(...)

ABREVIATURAS

AFNORP	Activo Fijo Neto en Operación Revaluada Promedio
Aresep	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BCCR	Banco Central de Costa Rica

CAPM	Modelo de Valuación de Activos Capital
CCSS	Caja Costarricense de Seguro Social
CDR	Centro de Desarrollo de la Regulación
CGR	Contraloría General de la República
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
DSE	Dirección Sectorial de Energía
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IE	Intendencia de Energía
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IPC	Índice de Precios al Consumidor
JASEC	Junta Administradora del Servicio Eléctrico
kW	Kilowatt
kWh	Kilovatio hora
Mideplan	Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PNE	Plan Nacional de Energía
SNE	Servicio Nacional de Electricidad
WACC	Modelo de costo promedio ponderado del capital

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: 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.
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 no es del original). 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 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 la empresa propietaria de la Red (EPR).

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 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:

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

Donde:

- | | | |
|-------------|---|---|
| <i>IT</i> | = | 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). |
| <i>COMA</i> | = | Costos y gastos 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). |
| <i>R</i> | = | Tasa de rédito para el desarrollo (ver apartado 4 de la 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 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:

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

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 y gastos 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, fórmula 29).

Los costos y gastos de operación, mantenimiento y administrativos; la base tarifaria y el rendimiento sobre la base tarifaria, se calculan primeramente a partir de valores observados o reales para el periodo base t . 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 y gastos 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, fórmula 29).
 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 y gastos 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 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 período $t+1$, una vez proyectados los costos y gastos totales de operación, administración y mantenimiento, el rendimiento sobre la base tarifaria y las ventas totales, se obtiene la tarifa de la siguiente forma:

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

Donde:

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

TA_{t+1}	=	Tarifa estimada para el período $t+1$.
$COMA_{t+1}$	=	Costos y gastos 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).
R_{t+1}	=	Rédito para el desarrollo para el período $t+1$ estimado en el apartado 4 de la sección VII.
$ETT_{kWh,t+1}$	=	Energía total transmitida, en kWh proyectada para el período $t+1$. (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 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 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 y gastos 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:

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

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).
I_o	=	Otros ingresos. Son los otros ingresos proyectados para el período $t+1$ y relacionados con la actividad de transmisión eléctrica (ver apartado 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 $t + 1$:

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

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 período t .
$ETE_{kWh,t+1}$	=	Energía total transmitida estimada. Se refiere a la energía estimada total a transmitir, excepto usuarios directos para el período $t+1$ (ver fórmula 11).
$TUD_{kWh,t}$	=	Tarifa vigente por el servicio de transmisión de energía eléctrica a usuarios directos para el período t .
$E_{UD,t+1}$	=	Energía total transmitida estimada para el período $t+1$ 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:

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

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 transmitida estimada. Se refiere a la energía estimada total a transmitir, excepto usuarios directos para el periodo $t+1$ (ver fórmula 11).
 $E_{UD,t+1}$ = Energía total transmitida estimada para el periodo $t+1$ para usuarios directos conectados a alta tensión (ver fórmula 14) , 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:

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

Donde:

$t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
 $ETE_{kWh,t+1}$ = Energía total transmitida estimada. Se refiere a la energía estimada total a transmitir, excepto usuarios directos para el periodo $t+1$ (ver fórmula 11).
 $ET_{kWh,t+1,i}$ = 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 estimada que no requiere transmisión para el periodo $t+1$. (Obtenidas mediante el procedimiento establecido en el apartado 2.1.5 para las plantas de generación eléctrica que corresponda).
 $\% Per$ = 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 i , para cada tarifa s , para el período $t + 1$ por empresa em .
$\bar{C}_{s,i,em}$	=	Consumo promedio mensual de energía real. Se refiere al consumo promedio mensual de energía real para cada tarifa s , por mes i , por empresa em (ver fórmula 13).
s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).
m	=	Cantidad de tarifas existentes de acuerdo al pliego tarifario.
i	=	Índice de mes.
em	=	Empresas.
f	=	Cantidad de empresas.

b. Cantidad de abonados estimada

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.

c. 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 tarifa s por empresa em .
$VRE_{kWh,s,i,em}$	=	Ventas de energía reales. Son las ventas de energía reales mensuales, por tarifa s , en kWh , por empresa em .
$QA_{s,i,em}$	=	Cantidad real de abonados por mes i para cada tarifa s por empresa em .
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 de energía estimada para cada cliente. La energía estimada para estos usuarios se define de la siguiente manera:

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

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.

2.1.5 Generación estimada que no requiere transmisión ($GNT_{kWh,t+1}$)

La Generación estimada que no requiere transmisión ($GNT_{kWh,t+1}$). Se estima utilizando la serie de tiempo (histórico) de la energía producida, por planta de generación que no requiere transporte de energía por las líneas de transmisión 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.

Estas estimaciones pueden ser ajustadas por factores técnicos debidamente justificados.

2.2 Ingresos por transporte regional de energía eléctrica.

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

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

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 de Energía.

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 que 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:

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

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 $t+1$.
- \bar{Io}_t = Otros ingresos calculados para el periodo 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 Y GASTOS TOTALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN (COMA)

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

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

Donde:

- $COMA$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, asimismo, otros gastos en que incurran los operadores para brindar el servicio.
- OyM = Gastos de operación y mantenimiento. Corresponde a los gastos 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 el apartado 3.1.2.
- $Admin$ = 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 el apartado 3.1.2.
- GP = Gastos 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 en el Estado de Resultados como parte del costo del servicio, pero en una línea individual. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
- EP = Gastos 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.
- EPI = Gastos 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.
- COP = 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 (ver apartado 6).
<i>D</i>	=	Gasto por depreciación: monto resultante de aplicar el método de depreciación 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, 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 apartado 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 apartado 5.3.2).
<i>SG</i>	=	Gasto por seguros. En esta cuenta se registran los contratos de seguros (apartado 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 apartado 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 los apartados subsiguientes.

La 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 de Energía mediante un sistema de Contabilidad Regulatoria.

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

Los costos y gastos de operación, mantenimiento y administración son proyectados según el método de actualización por índices indicado en la presente metodología (ver apartado 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 apartado 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 costos y 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 (más actualizado). 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:

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

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 $t+1$.
$IPPE,t+1$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios promedio externo estimado, para $t+1$.
$IPPE,t$	=	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 el apartado 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, legal 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.

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

Donde:

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

- **Mercado Eléctrico Regional (MER).** Gastos administrativos del 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:

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

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 Comisión Regional de 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:

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

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 ($DEM_{CR, i}$) 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:

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

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
P_{t+1}	=	Precio o cargo estimado por servicio del EORCRIE _i para el periodo $t+1$.

$CTEORCRIE_{CR,i}$	=	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 autorizado. Este cargo se mantendrá hasta que se pague la línea SIEPAC en su totalidad. Su cálculo se realiza de la siguiente manera:

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

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).
PNI	=	Precio de no interconectores. Uso de las líneas que no son de interconexión, es decir, tramos internos, éstas se encuentran definidas por la CRIE. (ver fórmula 25.2).
$Tcve_{t+1}$	=	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:

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

Donde:

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

El precio de no interconectores se define de la siguiente manera:

$$PNI = \frac{CCNI_i}{DEMR_{CR,i}} \quad (\text{Fórmula 25.2})$$

Donde:

- PNI = Precio de no interconectores. Uso de las líneas que no son de interconexión, es decir, tramos internos, éstas se encuentran definidas por la CRIE.
- $CCNI_i$ = Cargo complementario no interconectores (para Costa Rica) 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.
- $DEMR_{CR,i}$ = 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).

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 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:

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

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.
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.
k_e	=	Costo del capital propio (ver fórmula 27).
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:

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

Donde:

k_e	=	Rentabilidad sobre los aportes de capital propio (Costo de capital propio).
k_f	=	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:

$$\beta_a = \beta_d * \left[1 + (1 - ti) * \frac{VD}{VCP} \right] \quad (\text{Fórmula 27.1})$$

Donde:

- β_a = Beta apalancada.
- β_d = Beta desapalancada.
- VD/VCP = Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero)
- 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, 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)*”.

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.
- 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:

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

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

En donde:

R_{kr}	=	Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.
$R_{k,v}$	=	Tasa de rédito al desarrollo con tarifas vigentes.
$R_{k,e}$	=	Tasa de rédito al desarrollo estimada, obtenida de acuerdo a lo establecido en fórmula 27.
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 periodo 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, 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:

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

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 del servicio de transmisión, obtenido del último (ver fórmula 32.2).
- DC_{t+1} = Depreciación acumulada del activo al costo (ver fórmula 36).
- DR_{t+1} = Depreciación acumulada de los activos revaluados (ver fórmula 49).

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

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

En 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 apartado 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 (más actualizado). 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 acumulada 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

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

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

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

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:

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

Donde:

CT	=	Capital de trabajo.
CxC	=	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:

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

$$\text{Inversiones Reconocidas} = \text{Inversiones} * \text{Porcentaje de ejecución} \quad (\text{Fórmula 43})$$

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. Solo se capitalizará los costos que formen parte de la adición como tal y que estén previamente justificados y aprobados por la Intendencia de Energía.

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 (identificación del activo anterior al retiro y justificaciones y comprobantes del retiro o desecho correspondiente, para dar trazabilidad de los activos). 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. ACTUALIZACIÓN DEL CANON DE REGULACIÓN POR VÍA EXTRAORDINARIA (CREG)

La variable Creg se refiere al canon de regulación y calidad vigente para la actividad de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos, el cual es aprobado por la Contraloría General de la República.

El canon de regulación deberá ajustarse extraordinariamente cuando esta variable cambie. Con ello, se busca dar cumplimiento a lo establecido por la Contraloría General de la República mediante los oficios 1463 de fecha 12 de febrero del año 2010 y DFOE-ED-0996 de 15 de diciembre de 2010. En este último oficio se indica lo siguiente:

“es el criterio actual de esta Contraloría General, que corresponde a esa Autoridad Reguladora realizar los cálculos pertinentes para ajustar las tarifas de los servicios públicos, ajustándose a lo establecido en el artículo 30 de la Ley Reguladora de los Servicios Públicos N°7593, en cuanto establece que las fijaciones de tarifas de carácter ordinario, al contemplar variaciones de los factores de costo e inversión, deben ser realizadas de oficio por la propia Autoridad Reguladora. Para cumplir con lo antes indicado, esa Autoridad Reguladora deberá documentar, formalizar e implementar las metodologías necesarias, cuya aplicación será objeto de fiscalización por parte de este órgano contralor, a partir del cobro que hará la ARESEP del canon de regulación correspondiente al periodo 2012”.

Lo anterior significa, que a partir del año indicado, una vez aprobado el canon de regulación por parte de la Contraloría, de oficio se deben ajustar los precios y tarifas de los servicios públicos de carácter ordinario. Por tanto, para la presente metodología, el canon se actualizará vía extraordinaria cada vez que la Contraloría General de la República apruebe el monto del mismo y éste sea publicado en el diario oficial La Gaceta, de tal manera que se incluirá en la última fijación ordinaria vigente. Este gasto es el único que se actualiza de los estados de resultado vigentes y con ello se obtiene un nuevo resultado.

7. OTRAS CONSIDERACIONES

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

- II- Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 13 de mayo del 2015, lo señalado en el oficio 101-CDR-2015 emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.
- III- Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación notificar el oficio 101-CDR-2015 donde constan las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública.

...

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

interponerse ante la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, a quien corresponde resolverlos.

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.

**DENNIS MELÉNDEZ HOWELL, EDGAR GUTIÉRREZ LÓPEZ, PABLO SAUMA FIATT,
ADRIANA GARRIDO QUESADA, SONIA MUÑOZ TUK, ALFREDO CORDERO
CHINCHILLA, SECRETARIO.**

1 vez.—Solicitud N° 37506.—O. C. N° 8377-2015.—(IN2015050048).

RESOLUCION RJD-141-2015

San José, a las dieciséis horas con treinta minutos del veintisiete de julio del dos mil quince

METODOLOGÍA TARIFARIA ORDINARIA PARA EL SERVICIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA BRINDADO POR OPERADORES PÚBLICOS Y COOPERATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

EXPEDIENTE OT-090-2015

RESULTANDO

- I. Que mediante el oficio 36-CDR-2015 del 23 de marzo del 2015, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, presenta la propuesta de *“Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”* (folios 02 al 64).
- II. Que mediante el oficio 196-SJD-2015, la Secretaría de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, comunica el acuerdo 13-13-2015 del acta de la sesión ordinaria celebrada el 26 de marzo del 2015, en donde dispone solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública de la propuesta *“Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”*, en periódicos circulación nacional y el diario oficial La Gaceta.
- III. Que el 17 de abril del 2015 se publica la convocatoria a audiencia pública en los diarios de circulación nacional: Diario Extra y La Nación (folios 74 al 75).
- IV. Que el 20 de abril del 2015 se publica la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta N° 75 (folio 76).
- V. Que el 14 de mayo del 2015, mediante el oficio 1612-DGAU-2015, la Dirección General de Atención al Usuario de Aresop remitió a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, el informe de oposiciones y coadyuvancias (folios 554 al 555).
- VI. Que mediante el oficio 90-CDR-2015, del 08 de julio del 2015, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación remitió el informe final sobre la propuesta de *“Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”*.
- VII. Que el 22 de Julio de 2015, mediante el oficio 102-CDR-2015, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, rindió informe donde se dio respuesta a las oposiciones y coadyuvancias presentadas en la audiencia pública.
- VIII. Que mediante el oficio 519-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis la propuesta remitida en el oficio 090-CDR-2015, indicada en el resultando anterior. (Folio 556)
- IX. Que mediante el oficio 695-DGAJR-2015 del 23 de julio de 2015 la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitió el criterio sobre la propuesta de *“Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”*.
- X. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la audiencia pública, se tiene como respuesta el oficio 102-CDR-2015, emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, que consta a folios 564 al 627 del expediente administrativo
- II. Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1- Aprobar la "*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*". 2- Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 12 de mayo del 2015, lo señalado en el oficio 102-CDR-2015 emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso. 3- Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, notificar el oficio 102-CDR-2015 donde constan las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública. 4- Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de esta metodología en el Diario Oficial La Gaceta. 5- Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la notificación de la presente resolución a las partes.
- III. Que en sesión 35-2015 del 27 de julio de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base de la propuesta remitida mediante oficio 090-CDR-2015, así como del oficio 695-DGAJR-2015 del 23 de julio de 2015, acordó, entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

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

LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE

LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE

- I. Aprobar la "*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*", conforme al oficio 090-CDR-2015 del Centro de Desarrollo de la Regulación y al criterio 695-DGAJR-2015 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, tal y como se detalla a continuación:

**“METODOLOGÍA TARIFARIA ORDINARIA PARA EL
SERVICIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BRINDADO POR OPERADORES PÚBLICOS Y COOPERATIVAS
DE ELECTRIFICACIÓN RURAL”**

(...)

ABREVIATURAS

AFNORP	Activo Fijo Neto en Operación Revaluada Promedio
Aresep	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BCCR	Banco Central de Costa Rica
CAPM	Modelo de Valuación de Activos Capital
CCSS	Caja Costarricense de Seguro Social
CDR	Centro de Desarrollo de la Regulación
CGR	Contraloría General de la República
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
DSE	Dirección Sectorial de Energía
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IE	Intendencia de Energía
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IPC	Índice de Precios al Consumidor
JASEC	Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago
kW	Kilowatt
kWh	Kilovatio hora
Mideplan	Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
NIIF	Normas Internaciones de Información Financiera
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PNE	Plan Nacional de Energía
SNE	Servicio Nacional de Electricidad
WACC	Modelo de costo promedio ponderado del capital

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: 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.
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 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 no es original). 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 los planes sectoriales correspondientes y a las políticas sectoriales que dicte el Poder Ejecutivo”.

“Artículo 3. Definiciones.

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

- a) Servicio Público. El que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley.
- b) Servicio al costo: principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.

(...)”

“Artículo 4. Objetivos.

(...)

e) Coadyuvar con los entes del Estado, competentes en la protección del ambiente, cuando se trate de la prestación de los servicios regulados o del otorgamiento de concesiones.

(...)”

“Artículo 5. “Funciones.

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

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

(...)”

“Artículo 9. Concesión o permiso.

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

(...)”

“Artículo 24. Suministro de información.

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

“Artículo 31. Fijación de tarifas y precios.

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

(...)”

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

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

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

- a) *Garantizar el equilibrio financiero.*
- b) *El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B: (construya y opere, o*

construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados.

c) *La protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales.*”

“Artículo 32. Costos sin considerar.

No se aceptarán costos de las empresas reguladas:

a) *Las multas que les sean impuestas por incumplimiento de las obligaciones que establece esta ley.*

b) *Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.*

c) *Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.*

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

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

f) *El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora.*”

- Ley General de la Administración Pública establece:

“Artículo 16.-

1. *En ningún caso podrán dictarse actos contrarios a reglas unívocas de la ciencia o de la técnica, o a principios elementales de justicia, lógica o conveniencia.*

2. *El Juez podrá controlar la conformidad con estas reglas no jurídicas de los elementos discrecionales del acto, como si ejerciera contralor de legalidad.*”

2. Competencia de la Junta Directiva para emitir las metodologías

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

“Artículo 6. Junta Directiva.

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

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

Tiene las siguientes funciones:

(...)

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

(...)”

En la Ley N° 7593:

“Artículo 45. Órganos de la Autoridad Reguladora.

La Autoridad Reguladora tendrá los siguientes órganos:

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

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

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

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

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

Tratándose del sector eléctrico en Costa Rica, 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 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 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 Ley N° 7200 y 7508).
- Las empresas de servicios públicos municipales (según la Ley N° 8345). Hasta el momento tienen dicha condición, solamente la Empresa de Servicios Públicos de Heredia –ESPH- (de

conformidad con las Leyes N° 5889 y 7789) y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago- JASEC- (según las leyes N° 7799 y 8345).

- La Compañía Nacional de Fuerza y Luz –CNFL, S.A.- (de conformidad con el Contrato Eléctrico del 8 de abril de 1941 –Contrato- ley 2, modificado por la Ley 4197 y 4977).
- Las cooperativas de electrificación rural, bajo la figura de asociaciones o consorcios formados por dichas cooperativas (según las leyes N° 7200 y 8345), a saber: Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de los Santos, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R. L., Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica, R. L. (CONELÉCTRICAS, R. L.), constituido por las asociaciones cooperativas listadas anteriormente.

De forma específica, 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:

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

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 y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio (ver apartado 3 sección VII).
- R* = Tasa de rédito para el desarrollo (ver apartado 4 sección VII).
- BT* = Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo (ver apartado 5 sección VII).

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 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 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:

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

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 10).
- COMA_t* = Costos y gastos 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, fórmula 26).

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

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

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 y gastos 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:

$$IT_{t+1} = (Iv + ID)_{t+1} + (IE + Io) \quad (\text{fórmula 4.3})$$

Y en consecuencia: $(Iv + ID)_{t+1} = IT_{t+1} - (IE + Io)$ (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).
- 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 = 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).
- $(Iv + ID)_{t+1}$ = 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:

$$\%IT = \frac{\Delta IT}{Iv + ID} * 100 \text{ (Fórmula 6)}$$

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:

$$VETE_{t+1} = \sum_{em,i}^{f,n} VETE_{em,t+1,i} \text{ (fórmula 7)}$$

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" es la empresa distribuidora distinta al ICE (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:

$$P_{t+1} = \frac{COMA_{t+1} + (R_{t+1} * BT_{t+1}) - (IE + Io)}{VETE_{t+1}} \text{ (fórmula 8)}$$

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 y gastos 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 potencia 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 otras empresas distribuidoras y por ventas al servicio de distribución propio

Los ingresos por ventas a otras empresas distribuidoras 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:

$$IVE = \left(\sum_{em,i,ph,tm=1}^{f,n,k} (TG_{em,i,ph,tm} * VHT_{em,t+1,i,ph,tm}) + \sum_{em,i,ph,tm=1}^{f,n,k} (TG_{\$,em,i,ph,tm} * VHT_{\$,em,t+1,i,ph,tm}) \right) * Tcc \text{ (Fórmula 12)}$$

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 fórmula 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" es la empresa distribuidora distinta al ICE (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	=	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.
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" es la empresa distribuidora distinta al ICE (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:

$$IVP = \sum_{em,i,ph,tm=1}^{f,n,k} (KW_{em,i,ph,tm} * TG_{em,ph,tm}) + \sum_{em,i,ph=1}^{f,n,k} (KW_{\$,em,i,t+1,ph} * TG_{\$,em,ph} * Tcc) \quad (\text{Fórmula 13})$$

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" es la empresa distribuidora distinta al ICE (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 en el mes i ; se calcula como se indica más abajo.
i	=	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:

$$\%Per = \frac{\text{Disponibilidad} - \text{Ventas totales Reales}}{\text{Disponibilidad}} \quad (\text{Fórmula 14.1})$$

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 compran 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 compran 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 Coneléctricas, 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:

$$VETE_{em,i,t+1} = GenP_{ps,i}$$

(fórmula 15)

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$VETE_{ps,i,t+1}$	=	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. (Ver apartado 2.1.2).
ps	=	Propio sistema
em	=	Empresa distribuidora.
i	=	Índice de mes.

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:

$$ET_{kWh,t+1,em,i} = \sum_{s=1}^m (QA_{t+1,em,s,i} * \bar{C}_{em,s,i}) \quad (Fórmula 16)$$

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 formula 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 (I_o)

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 (Aresop) 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:

$$I_o = \left(\frac{I_{o_t}}{Iv_t} \right) * Iv \quad (\text{Fórmula 17})$$

Donde:

- t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- I_o = Otros ingresos proyectados relacionados con la actividad de generación eléctrica. Se refiere a los otros ingresos proyectados para el período $t+1$
- I_{o_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 (I_o) se mantienen constantes con respecto a la variación en las tarifas.

3. COSTOS Y GASTOS 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:

$$COMA = CGP + M + OyM + Co + Admin + GP + EP + EPI + COP + Creg + Ca + D + Pa + GPer + SG + AR + Lub + CMER \text{ (Fórmula 18)}$$

Donde:

- COMA* = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, asimismo, otros gastos 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).
- M* = 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).
- OyM* = Gastos de operación y mantenimiento. Corresponde a los gastos 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 apartado 3.1.2.
- Admin* = Gastos Administrativos. 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 apartado 3.1.2.
- Co* = 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 apartado 3.1.2.
- GP* = Gastos por Gestión Productiva. Son los gastos 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.
- EP* = 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.
- EPI* = 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.
- COP* = 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.

C_{reg}	=	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 (ver apartado 6).
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 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, 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 apartado 3.1.2).
$GPer$	=	Gastos por pérdidas de retiros de activos. En esta cuenta se registran las pérdidas incurridas al retirar un activo productivo (apartado 5.3.2).
SG	=	Gasto por seguros. En esta cuenta se registran los contratos de seguros (apartado 3.1.2).
AR	=	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 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 (apartado 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.

La 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 de Energía mediante un sistema de Contabilidad Regulatoria.

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

Los costos y gastos 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. Para el caso de las Cooperativas de electrificación rural podrán presentar sus cuentas al nivel máximo de desagregación que el sistema contable de cada cooperativa lo permita

La actualización por índices de precios planteada en la apartado 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 costos y 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 (última actualización). 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 periodo $t+1$.
$IPP_{E,t}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice externo del periodo 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 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 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 el apartado 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, legal 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:

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 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.
- **Gasto por 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 periodo 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.

$$RendL_{pl} = \frac{\sum_{i,pl=1}^{n,g} kWh_{i,pl}}{\sum_{i=1}^{n_i} Total\ de\ Lts_{i,pl}} \text{ (fórmula 21.2)}$$

Donde:

$RendL_{pl}$	=	Rendimiento en (kWh/litro).
$kWh_{i,pl}$	=	Cantidad de kilowatt-hora reales generados.
$Total\ de\ Lts_{i,pl}$	=	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:

$t+1$	=	Periodo 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:

- $t+1$ = Período 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 generación. Se obtiene del último estado financiero auditado disponible.
VCP	=	Valor del capital propio o patrimonio. Es el valor del patrimonio del sistema de generación 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:

$$\beta_a = \beta_d * \left[1 + (1 - ti) * \frac{VD}{VCP} \right] \quad (\text{Fórmula 24.1})$$

Donde:

β_a	=	Beta apalancada.
β_d	=	Beta desapalancada.
VD/VCP	=	Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero)
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, 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)*".

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.
- 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:

$$R_{kr} = R_{k,v} * \left[\frac{12 - nm}{12} \right] + R_{k,e} * \left(\frac{nm}{12} \right) \quad (\text{Fórmula 25})$$

$$R_{kr} = R_{k,v} + (R_{k,e} - R_{k,v}) * \frac{nm}{12} \quad (\text{Fórmula 25.1})$$

En donde:

- R_{kr} = Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.
- $R_{k,v}$ = Tasa de rédito al desarrollo con tarifas vigentes.
- $R_{k,e}$ = Tasa de rédito al desarrollo estimada, 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 periodo *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:

$$AFNOR_t = (AFC_t + AFR_t) - (DC_t + DR_t) \text{ (Fórmula 28)}$$

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 generación eléctrica para el período t .
- AFR_t = Total de activos fijos revaluados del servicio de generación 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:

$$AFNOR_{t+1} = (AFC_{t+1} + AFR_{t+1}) - (DC_{t+1} + DR_{t+1}) \text{ (Fórmula 29)}$$

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 generación 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:

$$AFC_{t+1} = AFC_t + AD - RA_{cto} \pm TA_{cto} \text{ (Fórmula 29.1)}$$

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 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 (ver apartado 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 periodo 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 (más actualizado). 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 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 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}):

$$DR_{t+1} = DR_t - RA_{DR} + Dep_r + Rev_{dr} \pm TA_{dr} \text{ (Fórmula 36)}$$

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

$$Dep_r = TD_{ac} * [AFR_t - (0,5 * RA_r) \pm TA_r] \text{ (Fórmula 37)}$$

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

$$Rev_{dr} = IR * [DC_t + DR_t - (RD_{cto} + RA_{dr}) \pm (TD_{cto} + TA_{dr})] \text{ (Fórmula 38)}$$

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:

$$CT = \left[\left(\frac{CxC}{I_v} \right) * 360 \right] * \frac{(COMA - D - Pa - GPer)}{360} \quad (\text{Fórmula 39})$$

Donde:

CT	=	Capital de trabajo.
CxC	=	Promedio de las cuentas por cobrar de los últimos 3 períodos anuales auditados de los estados financieros.
I_v	=	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios. (ver fórmula 11)
$COMA$	=	Costos de operación, mantenimiento y administración (ver fórmula 18)
D	=	Gasto por depreciación de activos.
Pa	=	Gastos por partidas amortizables.
$GPer$	=	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:

Adiciones = Inversiones Reconocidas capitalizadas en el periodo t + 1

*Inversiones Reconocidas = Inversiones * Porcentaje de ejecución (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. Solo se capitalizará los costos que formen parte de la adición como tal y que estén previamente justificados y aprobados por la Intendencia de Energía.

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 “perdida 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 (identificación del activo anterior al retiro y justificaciones y comprobantes del retiro o desecho correspondiente, para dar trazabilidad de los activos). 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. ACTUALIZACIÓN DEL CANON DE REGULACIÓN POR VÍA EXTRAORDINARIA (Creg)

La variable Creg se refiere al canon de regulación y calidad vigente para la actividad de generación de energía eléctrica en operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, el cual es aprobado por la Contraloría General de la República.

El canon de regulación deberá ajustarse extraordinariamente cuando esta variable cambie. Con ello, se busca dar cumplimiento a lo establecido por la Contraloría General de la República mediante los oficios 1463 de fecha 12 de febrero del año 2010 y DFOE-ED-0996 de 15 de diciembre de 2010. En este último oficio se indica lo siguiente:

“es el criterio actual de esta Contraloría General, que corresponde a esa Autoridad Reguladora realizar los cálculos pertinentes para ajustar las tarifas de los servicios públicos, ajustándose a lo establecido en el artículo 30 de la Ley Reguladora de los Servicios Públicos N°7593, en cuanto establece que las fijaciones de tarifas de carácter ordinario, al contemplar variaciones

de los factores de costo e inversión, deben ser realizadas de oficio por la propia Autoridad Reguladora. Para cumplir con lo antes indicado, esa Autoridad Reguladora deberá documentar, formalizar e implementar las metodologías necesarias, cuya aplicación será objeto de fiscalización por parte de este órgano contralor, a partir del cobro que hará la ARESEP del canon de regulación correspondiente al periodo 2012”.

Lo anterior significa, que a partir del año indicado, una vez aprobado el canon de regulación por parte de la Contraloría, de oficio se deben ajustar los precios y tarifas de los servicios públicos de carácter ordinario. Por tanto, para la presente metodología, el canon se actualizará vía extraordinaria cada vez que la Contraloría General de la República apruebe el monto del mismo y éste sea publicado en el diario oficial La Gaceta, de tal manera que se incluirá en la última fijación ordinaria vigente. Este gasto es el único que se actualiza de los estados de resultado vigentes y con ello se obtiene un nuevo resultado.

7. OTRAS CONSIDERACIONES

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

- II- Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 12 de mayo del 2015, lo señalado en el oficio 102-CDR-2015, emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.
- III- Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación notificar el oficio 102-CDR-2015, donde constan las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública.

...

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

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.

DENNIS MELÉNDEZ HOWELL, EDGAR GUTIÉRREZ LÓPEZ, PABLO SAUMA FIATT, ADRIANA GARRIDO QUESADA, SONIA MUÑOZ TUK, ALFREDO CORDERO CHINCHILLA, SECRETARIO.

1 vez.—Solicitud N° 37507.—O. C. N° 8377-2015.—(IN2015050045).

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RIE-090-2015 a las 09:29 horas del 6 de agosto de 2015

RECTIFICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN RIE-088-2015 DEL 31 DE JULIO DE 2015, REFERENTE A LA VARIACIÓN DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES QUE EXPENDE RECOPE POR ACTUALIZACIÓN DEL IMPUESTO ÚNICO, SEGÚN DECRETO N.º 39091-H DEL 3 DE JULIO DE 2015

ET-067-2015

RESULTANDOS:

- I. Que el 31 de julio de 2015, mediante la resolución RIE-088-2015, publicada en La Gaceta No.152 del 6 de agosto de 2015, la Intendencia de Energía (IE) resolvió fijar los precios de los combustibles derivados de los hidrocarburos que vende la Refinadora Costarricense de Petróleo, S. A. (*Recope*).
- II. Que el 6 de agosto de 2015, mediante el oficio 1420-IE-2015, la Intendencia de Energía emitió el informe técnico referente a la rectificación de resolución RIE-088-2015 citada.

CONSIDERANDOS:

- I. Que del oficio 1420-IE-2015 citado, se extrae lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. *En la resolución RIE-088-2015 del 31 de julio de 2015, se dispuso en lo que interesa, fijar los precios de los combustibles derivados de los hidrocarburos que vende Recope.*
 2. *En la columna denominada "Precio sin impuesto", del cuadro a. del "Por tanto I" de la resolución RIE-088-2015, que corresponde a los precios en planteles de abastecimiento de Recope, los precios por producto no corresponden al cuadro N° 2 denominado "Precio plantel sin impuesto, rebaja y aplicación del impuesto único" del "Considerando I" de la misma resolución.*
 3. *Siendo que los datos consignados en el Cuadro N° 2 citado, son los correctos, lo procedente es rectificar la columna denominada "Precio sin impuesto" del cuadro a. del "Por Tanto I" de la resolución RIE-088-2015.*
- II. Que de conformidad con lo establecido en los resultandos y considerandos anteriores, lo procedente es rectificar la columna denominada "Precio sin impuesto" del cuadro a. del "Por Tanto I" de la resolución RIE-088-2015, tal y como se dispone:

**POR TANTO
EL INTENDENTE DE ENERGÍA
RESUELVE:**

Rectificar la columna denominada “Precio sin impuesto” del cuadro a. del “Por Tanto I” de la resolución RIE-088-2015, como se muestra a continuación:

a. Precios en planteles de abastecimiento:

**PRECIOS PLANTEL RECOPE
-colones por litro-**

PRODUCTOS	Precio sin impuesto	Precio con impuesto ⁽³⁾
Gasolina súper ⁽¹⁾	378,305	620,065
Gasolina plus 91 ⁽¹⁾	352,370	582,880
Diésel 50 -0,005% S ⁽¹⁾	286,235	420,745
Diésel 15 -15 ppm ⁽¹⁾	286,507	421,017
Diésel térmico -0,50% S ⁽¹⁾	275,445	414,695
Keroseno ⁽¹⁾	286,831	349,341
Búnker ⁽²⁾	181,683	199,943
Búnker de bajo azufre ⁽²⁾	247,928	270,928
IFO 380 ⁽²⁾	223,138	223,138
Asfalto AC-20, AC-30, AC-40, PG-70 ⁽²⁾	195,298	237,808
Diésel pesado o gasóleo ⁽²⁾	242,893	283,903
Emulsión asfáltica AC-RL y AC-RR ⁽²⁾	145,607	176,367
LPG <i>-mezcla 70-30-</i>	64,122	106,632
LPG <i>-rico en propano-</i>	55,609	98,119
Av-gas ⁽¹⁾	513,509	744,019
Jet A-1 general ⁽¹⁾	268,530	404,540
Nafta liviana ⁽¹⁾	265,749	294,759
Nafta pesada ⁽¹⁾	276,139	305,149

⁽¹⁾ Para efecto del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida mediante resolución RIE-029-2014 del 6 de junio de 2014 publicada en La Gaceta N.º 112 del 12 de junio de 2014.

⁽²⁾ Para efecto del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida en resolución RIE-079-2014 del 24 de octubre de 2014 publicada en el Alcance digital N.º 61 de La Gaceta N.º 208 del 29 de octubre de 2014.

⁽³⁾ Se exceptúa del pago de este impuesto, el producto destinado a abastecer las líneas aéreas y los buques mercantes o de pasajeros en líneas comerciales, todas de servicio internacional; asimismo, el combustible que utiliza la Asociación Cruz Roja Costarricense, así como la flota de pescadores nacionales para la actividad de pesca no deportiva, de conformidad con la Ley N.º 7384 y el artículo 1 de la Ley N.º 8114.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (*L. G. A. P.*) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la L. G. A. P., los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.

**JUAN MANUEL QUESADA
INTENDENTE**

1 vez.—Solicitud N° 37803.—O. C. N° 8377-2015.—(IN2015050118).