

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 Aresep 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 Aresep ejercer las potestades y competencias establecidas en el ordenamiento jurídico. Es el superior jerárquico del Consejo de la Sutel y del Auditor Interno y Subauditor.

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

Tiene las siguientes funciones:

(...)

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

(...)”

En la Ley N° 7593:

“Artículo 45. Órganos de la Autoridad Reguladora.

La Autoridad Reguladora tendrá los siguientes órganos:

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

La Junta Directiva, el regulador general, el regulador general adjunto y los miembros de la SUTEL, ejercerán sus funciones y cumplirán sus deberes en forma tal, que sean concordantes con lo establecido en el Plan nacional de

*desarrollo, en los planes de desarrollo de cada sector, así como con las políticas sectoriales correspondientes.
(...)”*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Ley N° 449:
“Artículo 1.- Créase el Instituto Costarricense de Electricidad, en adelante llamado el Instituto, al cual se encomienda el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, en especial los recursos hidráulicos.

La responsabilidad fundamental del Instituto, ante los costarricenses será encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo de Costa Rica.”

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

“Artículo 2.- Objetivos de la Ley

Son objetivos de esta Ley:

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

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

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

- a) *La concesión para el aprovechamiento de las fuerzas que puedan obtenerse de las aguas de dominio público del territorio nacional, al amparo de lo dispuesto en el inciso 14) del Artículo 121 de la Constitución Política, a las asociaciones cooperativas de electrificación rural, a consorcios formados por estas y a empresas de servicios públicos municipales.*
- b) *La generación, distribución y comercialización de energía eléctrica por parte de los sujetos indicados en el inciso anterior, utilizando recursos energéticos renovables y no renovables en el territorio nacional, al amparo de la Ley N° 7593, de 9 de agosto de 1996.”*

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

“Artículo 1.- Constitución, fines.

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

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

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

“Artículo 2.- *JASEC es una persona jurídica de derecho público, de carácter no estatal, con plena capacidad jurídica, patrimonio propio y autonomía financiera, administrativa y técnica en el cumplimiento de sus deberes y queda facultada para prestar los servicios que define el artículo 5 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, excepto los servicios de transmisión de datos y los señalados en el inciso b) de dicha ley, deberá contar con la concesión respectiva cuando sea necesario.*

(...)”

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

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

V. ALCANCES Y LIMITACIONES

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

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

VI. OBJETIVOS DE LA METODOLOGÍA

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

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

- Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.
4. Obtener una estimación del ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones para el periodo en que estará vigente la nueva fijación tarifaria.

VII. DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA

1. MODELO GENERAL

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

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

Donde:

- | | | |
|-------------|---|---|
| <i>IT</i> | = | Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 9). |
| <i>COMA</i> | = | Costos 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). |
| <i>R</i> | = | Tasa de rédito para el desarrollo (ver apartado 4 sección VII). |
| <i>BT</i> | = | Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (<i>AFNORP</i>) 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

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

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:

<i>COMA</i>	=	Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.
<i>CEP</i>	=	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).
<i>Peaje</i>	=	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.
<i>OyM</i>	=	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.
<i>Admin</i>	=	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.
<i>GP</i>	=	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.
<i>Co</i>	=	Gastos por comercialización. Son los gastos asociados a la gestión comercial de la venta de electricidad a la totalidad de usuarios del servicio de distribución. Se incluye todos los gastos asociados al cobro, facturación, lecturas, servicio al cliente, entre otros. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
<i>Creg</i>	=	Canon regulación. Monto autorizado por la Contraloría General de la República (CGR), como pago por los servicios de regulación. Es la suma por concepto de canon de regulación y de calidad. Para su asignación, se considera la contribución porcentual de los ingresos de cada sistema respecto a los ingresos totales. Cuando sea necesario se considerará su actualización por vía extraordinaria de acuerdo a lo indicado en el apartado 6.
<i>D</i>	=	Gasto por depreciación: monto resultante de aplicar el método de depreciación lineal según las tablas de depreciación establecidas por Aresep.

Para cualquier otro caso en que no se encuentre la información requerida, para aplicar el método de depreciación lineal, se recurrirá a revisar las tablas equivalentes del Ministerio de Hacienda y en último caso las especificaciones técnicas de la casa fabricante del activo en cuanto a vida útil y valor de rescate (ver 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 desagregarán 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:

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

Donde:

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

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor se considerará la expectativa de inflación publicada por el Banco Central de Costa Rica en su Programa Macroeconómico (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:

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

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
t	=	Período anterior al del ajuste tarifario.
FA_E	=	Factor de actualización externo para el periodo $t+1$.
$IPP_{E,t+1}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios promedio externo estimado, para el 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:

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

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:

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

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:

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

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):** 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:

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

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:

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

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:

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

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:

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

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

$$\text{Dep} = \text{TDA} * [\text{AFC}_t + (0,5 * \text{AD}) - (0,5 * \text{RA}_{cto}) \pm \text{TA}_{cto}] \quad (\text{Fórmula 40})$$

Donde:

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

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

Donde:

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

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

$$\text{DR}_{t+1} = \text{DR}_t - \text{RA}_{dr} + \text{Dep}_r + \text{Rev}_{dr} \pm \text{TA}_{dr} \quad (\text{Fórmula 42})$$

Donde:

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

$$\text{Dep}_r = \text{TDA} * [\text{AFR}_t - (0,5 * \text{RA}_r) \pm \text{TA}_r] \quad (\text{Fórmula 43})$$

Donde:

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

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

Calculo de la revaluación de la depreciación revaluada

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

Donde:

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

Para todos los cálculos que se realizan para obtener el activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo en el que estará vigente el ajuste tarifario ($AFNOR_{t+1}$). Se analiza y considera:

- El Plan de Inversiones vigente.
- La capacidad de ejecución del Plan de Inversiones histórica de la Institución.
- El financiamiento aprobado para las inversiones y adiciones programadas en el Plan de Inversión, así como, los requisitos legales, refrendos, permisos municipales, uso de tierra, etcétera.
- Los activos deben responder a dos criterios: **útiles** para la prestación del servicio y que efectivamente se utilicen en la misma (**utilizable**).

5.2. Capital de trabajo

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

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

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 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 “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