

ALCANCE DIGITAL N° 117

LA GACETA

Diario Oficial

Año CXXXVII

San José, Costa Rica, lunes 21 de diciembre del 2015

N° 247

PODER EJECUTIVO

DECRETOS

DOCUMENTOS VARIOS

CULTURA Y JUVENTUD

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

**AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

PODER EJECUTIVO

DECRETOS

N° 39394-MOPT

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA Y EL MINISTRO DE OBRAS PÚBLICAS Y TRANSPORTES

En uso de las facultades y atribuciones que les confieren el artículo 140, incisos 3) y 18) de la Constitución Política, la Ley General de la Administración Pública N° 6227 del 2 de mayo de 1978, Ley General de Aviación Civil, Ley N° 5150 del 14 de mayo de 1973 en su artículo 10, inciso IX, y sus reformas, así como el Decreto Ejecutivo N°4439, del 3 de enero de 1975, “Reglamento de Aeródromos”, en su artículo 204.

Considerando:

I.—Que el Convenio sobre Aviación Civil Internacional en el artículo 15, establece que corresponde a los Estados contratantes establecer los derechos aeroportuarios y otros similares para el uso de los aeropuertos e instalaciones y servicios para la navegación aérea.

II.—Que el Consejo Técnico de Aviación Civil y la Dirección General de Aviación Civil de conformidad con el artículo 2 de la Ley General de Aviación Civil Ley N° 5150 del 14 de mayo de 1973 y sus reformas, son dependencias adscritas al Ministerio de Obras Públicas y Transportes, y cuya competencia abarca la regulación, control y fiscalización de la Aviación Civil.

III.—Que, conforme al artículo 10 inciso IX de la Ley General de Aviación Civil, es competencia del Consejo Técnico de Aviación Civil, el estudio, determinación y aplicación de las tarifas que mediante Decreto Ejecutivo, establezca el Poder Ejecutivo, por la prestación de servicios aeroportuarios.

IV.—Que de conformidad con el Decreto Ejecutivo N° 4439, de fecha 3 de enero de 1975, “Reglamento de Aeródromos”, en su artículo 204, se define que por la utilización de un aeródromo o aeropuerto en el país, así como los servicios que en estos se presten se deberán pagar las tasas o derechos que fije el Consejo Técnico de Aviación Civil, con la Aprobación del Poder Ejecutivo.

V.—Que la competencia general del Consejo Técnico de Aviación Civil para estos efectos se encuentra afectada por la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), Ley N° 7593, del 9 de agosto de 1996, publicada en el Diario Oficial La Gaceta N° 169 del 5 de septiembre de 1996, pues esta confiere competencias exclusivas a dicho ente, por lo que, en cuanto a la fijación de tarifas aeroportuarias existen al tenor de lo anterior, dos entes competentes (DGAC y ARESEP), correspondiendo a la ARESEP la fijación correspondiente al Lado Aéreo (Servicios Aéreos-Operación Aeronáutica) y al CETAC la fijación de las tarifas correspondientes al Lado Terrestre (Terminal y Campo Aéreo).

VI.—Que todos los aeródromos y aeropuertos civiles del país están sujetos al control, inspección y vigilancia de la Dirección General de Aviación Civil, de conformidad con el artículo 88 de la Ley General de Aviación Civil.

VII.—Que con ocasión de la fijación de tarifas aeroportuarias por parte del Consejo Técnico de Aviación Civil, cualquier solicitante se encuentra obligado, como consecuencia del cobro de las mismas, a mantener en perfecto estado de funcionamiento, conservación y limpieza, las instalaciones que soportan la prestación de dichos servicios, como lo son, las áreas destinadas a circulación, espera y estancia de los pasajeros, servicios sanitarios, instalaciones de seguridad como casetas, agujas de control de acceso vehicular, u otros, áreas de parqueo de vehículos y sus

estructuras de definición de perímetro de seguridad alrededor de las instalaciones, mantenimiento de zonas verdes, caminos de acceso, y servicios varios entre los que se encuentran teléfonos públicos, agua potable, luz, comunicaciones, así como cualquier otro tipo de facilidades al pasajero.

VIII.—Que de conformidad con acuerdo adoptado por el Consejo Técnico de Aviación Civil que fuese publicado en el Diario Oficial La Gaceta N° 630, del 10 de septiembre de 1981, se declara el Aeropuerto de Tamarindo “Aeropuerto Particular de Uso Público”, el tenor del Reglamento de Aeródromos, Decreto Ejecutivo N° 4439, del 03 de enero de 1975, publicado en el Diario Oficial La Gaceta N° 82, del 03 de mayo de 1975, lo que de conformidad con el numeral 160 del mismo cuerpo normativo reglamentario significa que dicho aeropuerto se encuentra abierto al tráfico aéreo general, por lo que cualquier persona, natural o jurídica puede hacer uso de ellos mediante la respectiva autorización de la Dirección General de Aviación Civil en lo que corresponda, previo pago de los correspondientes derechos o tasas que haya lugar. Tal principio abarca por supuesto, a toda persona física que únicamente en su condición de pasajero haga uso de las áreas que el aeropuerto tiene destinadas para tales efectos.

IX.—Que de conformidad con la información que consta en el Registro Aeronáutico Costarricense, Dirección General de Aviación Civil, al tomo primero, asiento ciento sesenta y cinco, folio dos, en la Sección Novena, el Aeropuerto de Tamarindo se encuentra inscrito a nombre de la empresa Desarrollo Bahía Tamarindo S. A., cédula de persona jurídica número 3-101-053063, de conformidad con acuerdo del Consejo Técnico de Aviación Civil, adoptado en sesión ordinaria 90-2000 del 20 de octubre del 2000.

X.—Que la empresa Desarrollo Bahía Tamarindo S. A., cédula de persona jurídica 3-101-053063, propietaria y operadora del Aeródromo de Tamarindo, ubicado en la provincia de Guanacaste, cantón Santa Cruz, solicitó la autorización de las tarifas correspondientes al lado terrestre para su cobro en el Aeródromo de cita, en concordancia con los estudios técnicos, jurídicos y financieros, presentados por la misma.

XI.—Que realizados los análisis y estudios respectivos por parte de la Dirección General de Aviación Civil, se determina y recomienda que los derechos a aprobar sea: la suma de seis dólares americanos con cuarenta y ocho centavos (\$6.48) por pasajero por salida y seis dólares americanos con cuarenta y ocho centavos (\$6,48) por pasajero por entrada en el Aeródromo, por concepto de cuota de mantenimiento por pasajero que aterrice y/o que aborde dicha terminal, para la operación, el mantenimiento e inversiones que mejoren las instalaciones del Aeródromo, ambos montos en moneda de curso legal de los Estados Unidos de América o su equivalente en moneda nacional al tipo de cambio oficial vigente al momento de la prestación de tales servicios.

XII.—Que de conformidad con la información suministrada por la compañía gestionante mediante certificación notarial y consulta realizada al Registro de la Propiedad Inmueble del Registro de Público, se constata que la finca inscrita en el sistema mecanizado de Folio Real, al número 20654-000, con una medida de 597.825.11 m², es propiedad en un 100% de la compañía denominada Desarrollo Bahía Tamarindo S. A., cédula de persona jurídica número 3-101-053063, inscripción registrada el día 19 de febrero de 1993 y que la infraestructura aeroportuaria que conforma el Aeropuerto de Tamarindo se encuentra dentro de la finca descrita.

XIII.—Mediante publicación en el Diario Oficial La Gaceta N° 183 del lunes 21 de setiembre del 2015 se convocó a audiencia pública con el fin de conocer eventuales oposiciones a la autorización de Tarifas por el uso del Aeródromo de Tamarindo, llevándose a cabo el día 06 de octubre del 2015 en las instalaciones del Consejo Técnico de Aviación Civil, contando con representantes de la Dirección General de Aviación Civil y de la empresa propietaria y operadora del Aeródromo, dándose inicio a la misma a las nueve horas sin que se haya presentado oposición alguna. En este mismo sentido, se solicitó dejar sin efecto la publicación del aviso realizado el pasado 06 de abril del 2015 en La Gaceta N° 65. **Por tanto,**

DECRETAN:

AUTORIZACIÓN DE TARIFA CORRESPONDIENTE AL PASAJERO
POR EL USO DE SERVICIOS EXCLUSIVAMENTE DEL LADO
TERRESTRE EN EL AEROPUERTO DE TAMARINDO

Artículo 1º—Se establece y autoriza como tarifa correspondiente al pasajero por el uso de servicios exclusivamente del lado terrestre en el Aeropuerto de Tamarindo, sito en la Provincia de Guanacaste, distrito, Santa Cruz, la suma de seis dólares americanos con cuarenta y ocho centavos (\$6.48) por pasajero por salida y seis dólares americanos con cuarenta y ocho centavos (\$6.48) por entrada, ambos en moneda del curso legal de los Estados Unidos de América, o su equivalente en colones al tipo de cambio correspondiente a la fecha de su cobro.

Artículo 2º—La tarifa aquí autorizada para su cobro de conformidad con el artículo anterior lo es en concordancia con la verificación y análisis de los estudios técnicos, jurídicos y financieros, presentados por la empresa propietaria y operadora del inmueble a la Autoridad Aeronáutica y previamente revisados o analizados por ella, e implican el deber del prestatario del servicio de observar la obligación de la compañía denominada Desarrollo Bahía Tamarindo de mantener en perfecto estado de funcionamiento, conservación y limpieza la siguiente infraestructura:

- a) Instalaciones que soportan la prestación de los servicios correspondientes al lado terrestre, específicamente las áreas destinadas a circulación, espera y estancia de los pasajeros, oficinas administrativas, servicios sanitarios que deberán ser para damas, caballeros y personas con discapacidad.
- b) Instalaciones de seguridad, que comprenden caseta de seguridad, aguja de control de acceso vehicular, y/o cualquier otro existente a la fecha, así como el personal de seguridad.
- c) Áreas de parqueo de vehículos con capacidad para al menos cuarenta vehículos, así como área para estacionamiento de aeronaves.
- d) Mallas que definen el perímetro de seguridad alrededor de las instalaciones, mantenimiento de zonas verdes y caminos de acceso, y servicios varios entre los que se encuentran teléfonos públicos, agua potable, electrificación de la terminal, comunicaciones (radio), así como cualquier otro tipo de facilidades al pasajero como televisores en terminal, servicio de venta de refrescos, bancas y cualquier otra infraestructura, servicio, personal y/o facilidad que haya sido incluida por la empresa en el estudio de centro de costos que consta en el expediente administrativo.
- e) Facilidades de acceso en las instalaciones para personas con discapacidad, de acuerdo a lo establecido por la Ley 7600.
- f) En todo momento, mientras hayan operaciones, deben, las instalaciones y los servicios en ella prestados, estar abiertas al público y deberá dársele el mantenimiento que requiera su óptimo funcionamiento de manera que se garantice el acceso a todas las instalaciones y la continuidad de los servicios en ella prestados.
- g) En caso de que se requieran hacer mejoras o labores de mantenimiento que impliquen el cierre de alguna parte de la terminal o la suspensión de algún servicio deberá darse la debida publicación en resguardo de los derechos de los usuarios de la misma.

Artículo 3º—Los servicios relacionados deberán ser prestados de conformidad con los principios que informan la prestación de servicios públicos entre los que destacan el de continuidad, eficiencia, igualdad y adaptación al cambio, por lo que el prestatario de los mismos se encuentra obligado a observar y tomar todas las medidas que devengan necesarias en cumplimiento de los mismos, a fin de que el servicio resulte en todo momento el óptimo.

Artículo 4º—La Autoridad Aeronáutica, a través de sus inspectores o funcionarios designados al efecto, controlará y fiscalizará la correcta aplicación de la tarifa aprobada, así como el adecuado funcionamiento, en los términos del presente instrumento, de todos los servicios que quedan comprendidos en ella, en favor de los usuarios del aeropuerto.

Artículo 5º—La tarifa por este medio se encontrará vigente, mientras se encuentre en operación el aeropuerto, sin perjuicio de los poderes de revisión, modificación, suspensión o cancelación que se reserva el Consejo Técnico de Aviación Civil, de oficio o a solicitud de parte.

Artículo 6º—Se deroga el Decreto Ejecutivo N° 32462-MOPT del 29 de abril del 2005.

Artículo 7º—Rige a partir de su publicación.”

Dado en la Presidencia de la República.—San José, a los 17 días del mes 11 del dos mil quince.

LUIS GUILLERMO SOLÍS RIVERA.—El Ministro de Obras Públicas y Transportes, Carlos Segnini Villalobos.—1 vez.—(D39394-IN2015087455).

DOCUMENTOS VARIOS

CULTURA Y JUVENTUD

JUNTA ADMINISTRATIVA DEL ARCHIVO NACIONAL

Directriz para la elaboración del tipo documental “Carta” en las instituciones que conforman el Sistema Nacional de Archivos

La Junta Administrativa del Archivo Nacional, Órgano Rector del Sistema Nacional de Archivos, en virtud de las atribuciones que le confiere el artículo 11, incisos e) y f) de la Ley del Sistema Nacional de Archivos, N° 7202 de 24 de octubre de 1990,

Considerando:

1°— Que la Ley del Sistema Nacional de Archivos en su artículo 11 inciso f) dispone que es función de la Junta Administrativa del Archivo Nacional, formular recomendaciones técnicas sobre la producción y la gestión de documentos.

2°— Que la Ley General de Control Interno en su artículo 16 establece que se deberá contar con sistemas de información que permitan a la administración activa tener una gestión documental institucional, entendiendo esta como el conjunto de actividades realizadas con el fin de controlar, almacenar y, posteriormente, recuperar de modo adecuado la información producida o recibida en la organización, en el desarrollo de sus actividades, con el fin de prevenir cualquier desvío en los objetivos trazados.

3°—Que la norma 5.1 de las Normas de Control Interno para el Sector Público, emitidas por la Contraloría General de la República mediante Resolución R-CO-9-2009 de las nueve horas del veintiséis de enero del dos mil nueve, dispone que el jerarca y titulares subordinados, según sus competencias, deben disponer los elementos y condiciones necesarias para que de manera organizada, uniforme, consistente y oportuna se ejecuten las actividades de obtener, procesar, generar y comunicar, en forma eficaz, eficiente y económica, y con apego al bloque de legalidad, la información de la gestión institucional y otra de interés para la consecución de los objetivos institucionales.

4°—Que el tipo documental Carta constituye la comunicación escrita que se utiliza en las relaciones comerciales y administrativas entre organizaciones públicas, privadas y personas naturales; así como en las relaciones entre éstas y sus colaboradores. **Por tanto:**

Por Acuerdo N° 21 tomado en la sesión N° 17-2015, celebrada el 20 de mayo de 2015, emite la siguiente Directriz, con las regulaciones técnicas generales y de acatamiento obligatorio en todos los archivos que formen parte del Sistema Nacional de Archivos para la producción del tipo documental Carta:

1. Objetivo y ámbito de aplicación

Establecer y unificar, en las instituciones que conforman el Sistema Nacional de Archivos, los criterios y requisitos para la elaboración del tipo documental “carta”.

2. Referencias

Esta propuesta se basa en la Norma Técnica Colombiana 3393, en la cual se establecen y unifican los requisitos para la elaboración de cartas comerciales.

3. Definiciones

Para los efectos indicados se establece lo siguiente:

Acrónimo: Abreviatura conformada por la letra inicial y segunda letra de cada parte de un nombre. Ejemplo: RECOPE, (Refinadora Costarricense de Petróleo).

Anexo: Documento o elemento que acompaña a la carta.

Apartado postal: Número del casillero asignado para el depósito de correspondencia a una persona u organización.

Asunto: Síntesis del contenido de la carta.

Carta: Comunicación escrita que se utiliza en las relaciones comerciales y administrativas entre organizaciones públicas, privadas y personas naturales; así como en las relaciones entre éstas y sus colaboradores.

Código de referencia: Identificación alfanumérica consecutiva del documento.

Copia: Reproducción idéntica de un documento original.

Despedida: Palabra o frase de cortesía.

Destinatario: Persona a quien va dirigida la comunicación.

Encabezado: Información que indica la continuidad del documento.

Espacio: Distancia horizontal de escritura.

Estilo: Disposición de las partes de la carta.

Fecha: Lugar de origen del documento, día, mes y año de creación.

Firma del remitente: Persona con la competencia para firmar el documento.

Iniciales de identificación: Persona responsable de digitar y/o redactar el documento.

Interlínea: Distancia vertical entre dos renglones. Por extensión se le denomina renglón.

Lema (eslogan): Frase que identifica a la organización.

Líneas de asunto o referencia: Expresa el asunto que trata la carta.

Logotipo: Símbolo que identifica a una organización.

Membrete: Información que identifica a la persona u organización que produce el documento.

Organización: Conjunto de oficinas, dependencias o empleos que forman un cuerpo, institución o entidad que persiguen el cumplimiento de objetivos.

Puesto: Posición jerárquica de una persona.

Razón social: Nombre que identifica a una organización.

Renglón: Serie de palabras o caracteres escritos y espacios entre palabras en sentido horizontal en una misma línea.

Ruta de acceso: Anotación que identifica el lugar en el cual se localiza el archivo del documento electrónico.

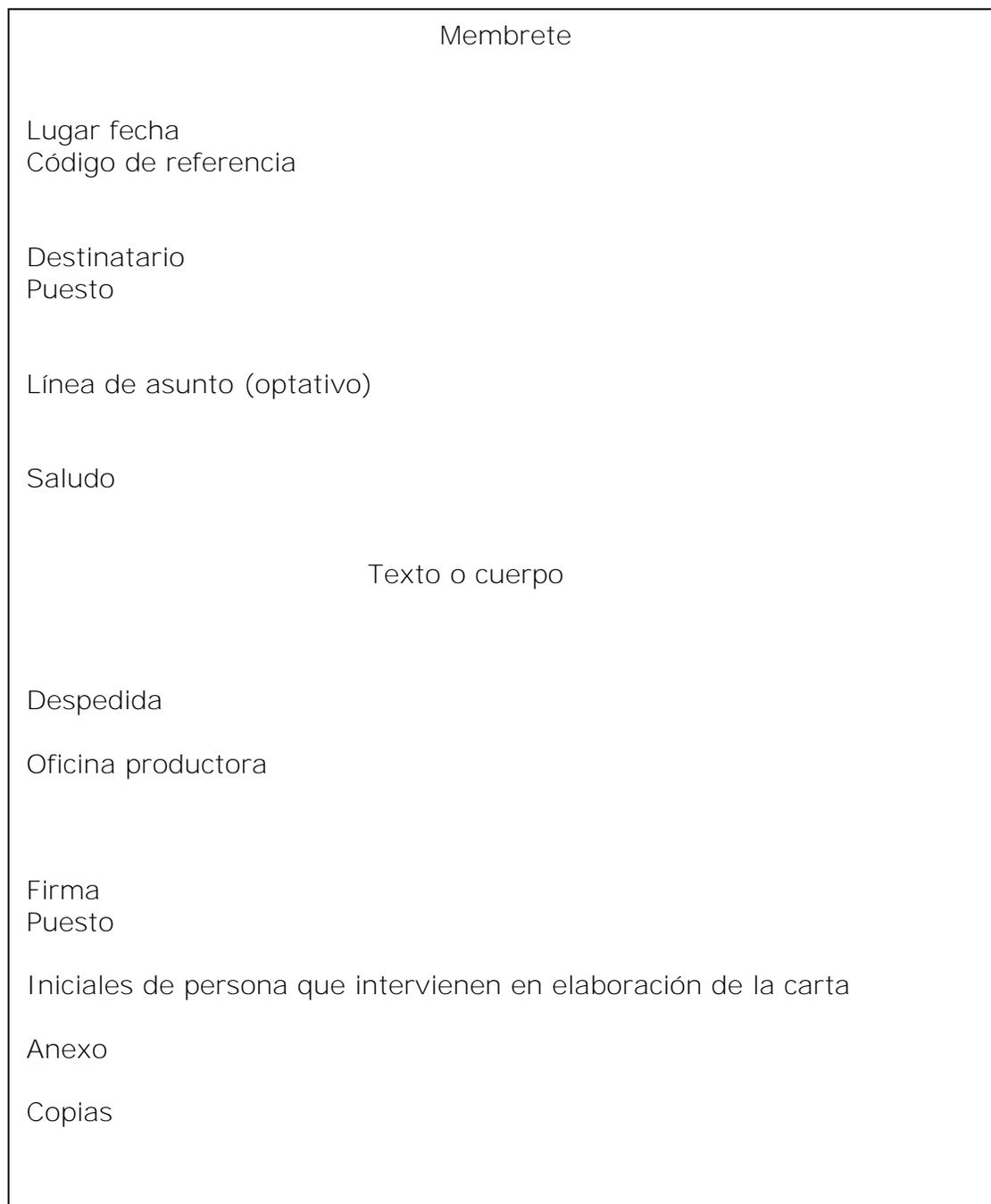
Saludo: Palabra de cortesía.

Sigla: Abreviatura conformada por las letras iniciales de cada palabra de una razón social.

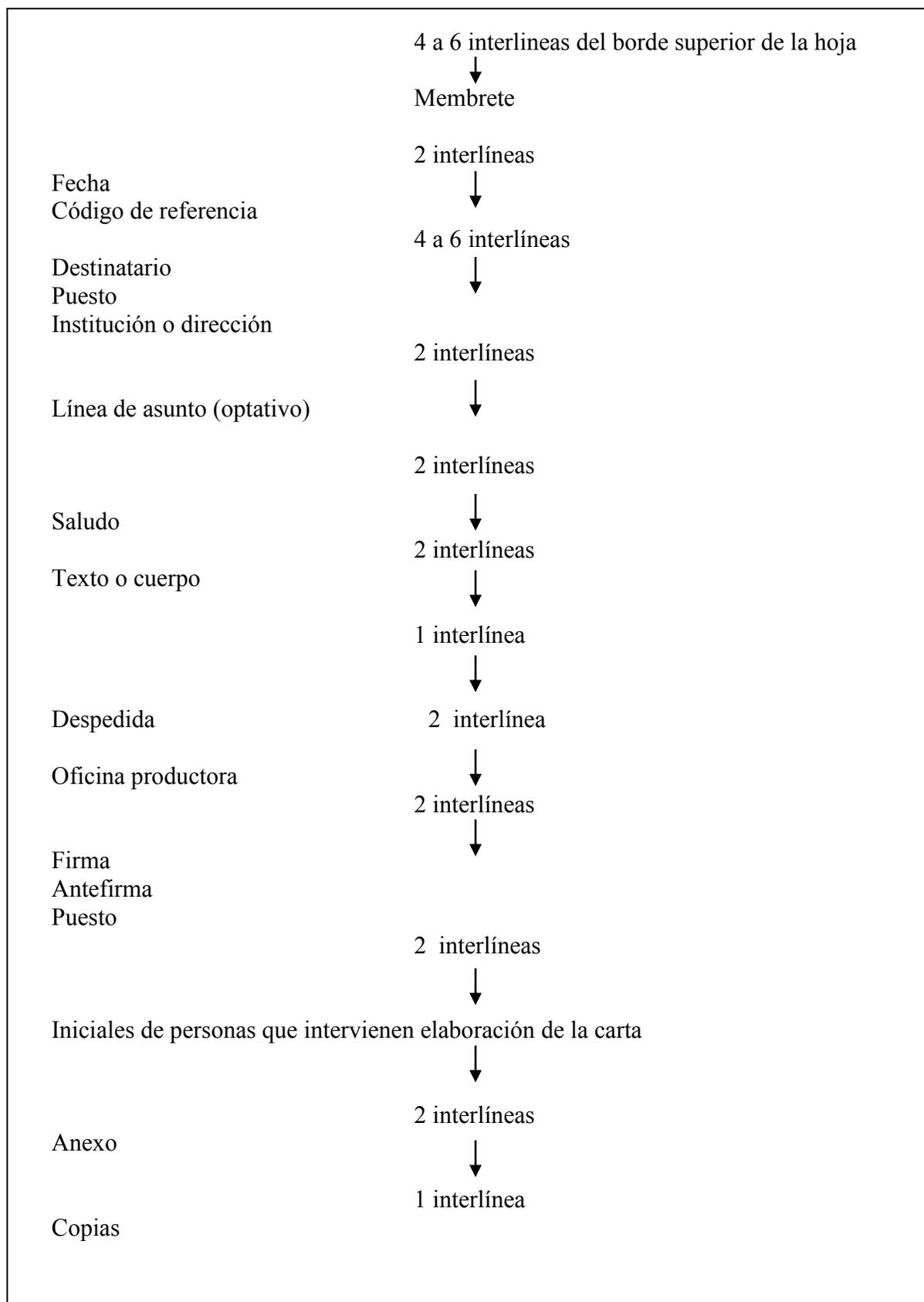
Texto: contenido del mensaje.

4. Estructuración de la carta

El siguiente diagrama indica las partes principales de la carta, las cuales son aplicables a cualquier estilo de carta, ya sea bloque extremo, bloque o semibloque.



4.1 Distribución de las partes



4.2 Descripción de las partes de la carta

Partes de la carta, tomando en cuenta la función lógica que cumple cada una dentro del proceso administrativo.

4.2.1 Membrete

Identifica a la unidad productora de la carta. Incluye la siguiente información:

a. Logotipo: Es el dibujo o representación gráfica que identifica a la organización o entidad. El logotipo institucional se ubica en la parte superior izquierda. Si existe un logotipo de la unidad, departamento o dirección este se debe ubicar en la parte superior derecha del documento.

b. Lema (Opcional): Frase que identifica a la organización o entidad.

Cuando por normativa interna¹, libros de marca² o disposiciones nacionales³: se dispongan aspectos contrarios a este apartado, estas se respetarán según corresponda.

4.2.2 Fecha

Este es un dato de importancia tanto para el remitente como para el destinatario. La fecha se debe indicar de acuerdo con el siguiente formato: DD-Mes-AAAA, donde DD corresponde al número del día entre 01 y 31, MM es el mes en letras entre enero y diciembre y AAAA es el año completo en el calendario gregoriano. Ejemplo:

08 de octubre de 2012

4.2.3 Código de referencia

Es la identificación alfanumérica secuencial unívoca con que se producen las cartas. Incluye las siglas de la entidad que la originó y el número consecutivo correspondiente. Usualmente se conoce como número de oficio. Se coloca en la parte superior izquierda de la carta debajo de la fecha del documento.

a. Siglas de las unidades administrativas: Es la secuencia que se forma al seguir la estructura orgánica de la institución, se inicia con el nivel jerárquico superior, y se continúa con los niveles inferiores, hasta llegar a la oficina productora. Ejemplo:

08-octubre-2012

¹ Directriz N°-001-2009: "Procedimiento para la gestión y organización de cartas, memorándums, certificaciones, circulares e informes producidos en el Ministerio de Economía Industria y Comercio"

² Libro de marca de la Universidad de Costa Rica [2007], denominado Manual de Identidad Visual, página 44

³ Directriz N° 018-MP-CE emitida en junio de 2011 por el Ministerio de la Presidencia y el Ministerio de Comunicación y Enlace Institucional, en el sentido de que las instituciones de la Administración Central incorporen el lema oficial del Gobierno de la República: "*Construimos un país seguro*"

DGAN-DAF-RH

DGAN: Dirección General del Archivo Nacional
DAF: Departamento Administrativo Financiero
RH: Recursos Humanos

b. Número consecutivo anual de tres o más dígitos

c. Año con los cuatro dígitos (AAAA)

08 de octubre de 2012
DGAN-DAF-RH-001-2012

Este código tiene como propósito servir de referencia en el control de los documentos, procesos de archivo y efectos legales.

4.2.4 Información sobre el destinatario

Se refiere al nombre de la persona o entidad a quien se dirige la carta. Comprende de tres a cinco líneas, equilibradas en cuanto a su extensión. Consta de los siguientes datos:

a. Tratamiento de cortesía: Señor, señora, señorita

b. Nombre completo de la persona, (nombre de pila y los apellidos). Ejemplo:

Carmen Brenes López

c. Puesto: consta del nombre del puesto que desempeña el destinatario:

Directora, Jefe, Gerente, etc.

Se ubica debajo o seguido del nombre separado por una coma, según sea necesario para equilibrar la cantidad de líneas del destinatario.

Ejemplo N° 1 ubicado debajo
del nombre:

Señor
Marco Calderón Delgado
Jefe

Ejemplo N° 2 seguido del
nombre

Señor
Marco Calderón Delgado, Jefe

d. Nombre del Departamento o Unidad: Incluye el nombre completo del Departamento o Unidad sin abreviar, al que pertenece el destinatario. Por ejemplo:

Señor:
Marco Calderón Delgado
Jefe
Departamento de Conservación

En los casos en que se trate de correspondencia externa, se debe incluir el nombre de la institución para la cual labora el funcionario. Ejemplo:

Señor
Marco Calderón Delgado
Jefe
Departamento de Conservación
Dirección General del Archivo Nacional

Se recomienda incluir el apartado postal y la dirección exacta en la parte externa del sobre en el cual se envíe la carta.

4.2.5 Línea de asunto o referencia

a) La línea de asunto se emplea solamente en cartas extensas para indicar en pocas palabras de que trata. La línea se coloca al margen izquierdo y la palabra asunto se debe escribir en mayúscula, Ejemplo:

Señora
Lucía Pérez Mora
Servicios Médicos Luna

ASUNTO: Jornada Archivística

Estimada señora:

b) La línea de referencia solo se utiliza para indicar que la carta trata sobre un número de factura, número de expediente, número de caso, registro médico o fecha.

Ejemplo:

Señora
Lucía Pérez Mora
Servicios Médicos Luna

Referencia: Expediente 1524

Estimada doctora:

4.2.6 Saludo

El saludo es una expresión de cortesía y de respeto a la persona a quien se le dirige la información. Se ubica antes del cuerpo o desarrollo de la carta. Se escribe con mayúscula solo la primera letra del saludo. Ejemplo:

Estimado señor:
Estimada señorita:
Estimado profesor:

4.2.7 Texto o cuerpo

Es la parte más importante de la carta porque contiene el mensaje que se desea comunicar. Se escribe a espacio interlineado o simple. Cada párrafo se separa por una línea en blanco.

Ejemplo:

En atención a su oficio N° DAF-105-2012 de 10 de marzo de 2012, le informo que las remesas fueron recibidas incompletas. Por esta razón, le solicito remitir la mercadería faltante para continuar con el trámite.
--

4.2.8 La despedida

Es una frase de cortesía que indica el final de la comunicación. Se agregará una coma al final de la frase de despedida, si el estilo de puntuación usado es el estándar.

Ejemplos: Atentamente, Cordialmente, Respetuosamente, etc.

4.2.9 La firma

Se refiere al nombre de la persona con la competencia legal para firmar la comunicación. Consta del nombre completo, el cargo y el nombre que identifica al departamento, sección o unidad administrativa que genera el documento, el cual debe escribirse en mayúscula. Se ubica en el margen izquierdo de la carta. Por ejemplo:

Atentamente,

Maritza Ulate García Jefa ARCHIVO CENTRAL

Tengo una duda Ivannia, en el ejemplo anterior se indica la unidad administrativa después del nombre y cargo, y así se instruye que debe ser, igual es el ejemplo del 4.2.12 y en el modelo de carta que aparece al final, pero en los ejemplos de los puntos siguientes, 4.2.10 y 4.2.11, se indica esa unidad administrativa como antefirma? Si se permite de las dos maneras es necesario aclararlo

4.2.10 Iniciales de identificación

Se refiere a las iniciales de la (s) personas que intervienen en la elaboración de la carta. Si el documento es digitado y redactado por personas diferentes se deben incluir las iniciales de cada nombre, con el fin de darle integridad al documento.

Las iniciales se ubican siempre en el margen izquierdo del documento, después del cargo, se anotan en mayúscula, en tamaño de letra 8.

Ejemplo N° 1. Caso con iniciales de quien digitó y redactó:	Ejemplo N° 2. Caso con las iniciales de quien digitó pero no redactó:
Atentamente, ARCHIVO CENTRAL Mellanie Otárola Sáenz Jefe PBR	Atentamente, ARCHIVO CENTRAL Mellanie Otárola Sáenz Jefe PBR/ECR

4.2.11 Anexos

La palabra anexo se utiliza para indicarle al receptor de la comunicación, que la carta está acompañada de otro documento, como por ejemplo: facturas, catálogos, cheques, informes y otros.

Se anota la palabra anexo cuando se incluye solamente un elemento. En caso de existir más de un documento, se anota el número exacto y listado de documentos a adjuntar, en caso de que no se especifique en el cuerpo de la carta.

Ejemplos sobre la referencia de anexos en la carta		
Ejemplo N° 1 Cuando se incluye un solo elemento:	Ejemplo N° 2 Cuando se incluyen varios elementos:	Ejemplo N° 3 Cuando en el cuerpo de la carta no se especifica cuáles son los adjuntos:
Adjunto la cotización que su secretaria me solicitó la semana pasada. Atentamente, DEPARTAMENTO DE MERCADEO Antonio Rivera Barquero Jefe ATH	Adjunto los catálogos con los nuevos modelos de fotocopiadoras para que los revise y nos envíe sus pedidos. Atentamente, DEPARTAMENTO DE MERCADEO Antonio Rivera Barquero Jefe ATH	Le comunico que el día de ayer asistí a una conferencia relacionada con la “Gestión de documentos electrónicos”, le adjunto los documentos recibidos en dicha capacitación. Atentamente, DEPARTAMENTO DE MERCADEO Antonio Rivera Barquero Jefe ARB

Anexo	Anexos: 5	Anexos: 4 1. Manual para normalización en la producción de documentos electrónicos. 2. Requerimientos para la digitalización de documentos. 3. Instructivo para la conservación de los documentos electrónicos. 4. Disco compacto con la presentación en power point sobre la conferencia “Gestión de documentos electrónicos”.
-------	-----------	---

4.2.12 Copias

La palabra copia se utiliza para indicar a la persona o personas que también vinculan la carta aparte del destinatario oficial. Se escribe la abreviatura de la palabra copia al margen izquierdo, se deja una línea y se anota el título, el nombre, el cargo de la persona y el nombre de la dependencia o institución en la que labora.

La palabra copia abreviada (C) se ubica después de las líneas de iniciales o de anexo cuando se incluye. Los nombres de las personas se ordenan considerando la jerarquía, independientemente de la institución. Por ejemplo:

Adjunto los catálogos con los nuevos modelos de fotocopiadoras, para que los revise y nos envíe sus pedidos.

Atentamente,

María Eugenia Sánchez Mora
Directora
DEPARTAMENTO DE MERCADEO

Anexo: 5

C. Sr. Marco Vinicio Ureña Calvo, Director del Instituto Nacional de Seguros
Sra. Vilma Cordero, Jefe de la Corporación Bananera Nacional

4.2.13 Datos generales sobre la empresa

Se colocarán en la parte inferior (pie de página) centrado, bajo una línea continua, los siguientes elementos: nombre de la institución, dirección física, apartado postal, teléfonos⁴, fax y dirección electrónica. Por ejemplo:

<p>Dirección General del Archivo Nacional Curridabat, 900 metros sur y 150 oeste de Plaza del Sol. Tel: (506) 2283-1400 Fax: (506) 2234-7312 Apartado Postal 41-2020, Zapote, Costa Rica Correo electrónico ancost@ice.co.cr / www.archivonacional.go.cr / www.mcj.go.cr</p>
--

4.2.14 Carta de dos páginas

Si una carta sobrepasa una página en la segunda página, debe presentarse un encabezamiento que incluya la fecha, el código de referencia y el número de la página en el margen izquierdo. Se ubica a cuatro líneas del borde superior de la hoja. Ejemplo:

<p>31 de julio de 2014 DGAN-DAF-RH-001-2014 Página 2</p>
--

Se recomienda que la carta no se exceda en más de dos páginas; la segunda página se iniciará al menos con dos líneas de espacio previo a escribir el siguiente párrafo. En la última página del documento deberá escribirse al menos un párrafo completo.

No se debe utilizar una página exclusiva para escribir la firma, la despedida y las iniciales, sino que debe estar acompañada al menos de un párrafo.

5. Márgenes en la carta

El número de palabras que contiene el texto de una carta determina su tamaño. Se clasifican en cortas, medianas y largas.

Tabla para la clasificación de las cartas

Clasificación	Total de palabras
Corta	50-100
Mediana	101-200
Larga	201- en adelante

⁴ Se puede indicar el número de la central telefónica de la institución o el número de teléfono de la oficina productora de la carta.

5.1 Tamaño del papel

El papel para presentar este tipo de documento es el denominado "carta" cuyas dimensiones corresponden a 21.5 x 28 centímetros. (8,14 x 11 pulgadas).

5.2 Márgenes de la carta en procesador de texto

Para centrar la carta en la computadora, también se debe considerar su tamaño, utilizando la clasificación antes detallada.

Márgenes	Corta		Mediana		Larga	
	centímetros	pulgadas	centímetros	pulgadas	centímetros	pulgadas
Superior	2.54	1	2.54	1	2.54	1
Inferior	2.54	1	2.54	1	2.54	1
Izquierdo	5.08	2	3.81	1.5	2.54	1
Derecho	5.08	2	3.81	1.5	2.54	1

6. Estilos de puntuación

El estilo de puntuación que debe aplicarse es el denominado estándar. Usa dos puntos en la línea del saludo y una coma después de la despedida.

7. Diseño, papel y tinta

En caso de que la Comisión Nacional de Selección y Eliminación de Documentos (CNSD), haya declarado con valor científico cultural la correspondencia de una determinada unidad, esta debe tomar en consideración lo estipulado en la Directriz General para la producción de documentos en soporte de papel de conservación permanente, publicada en la Gaceta N° 226 del 22 de noviembre de 2010, para determinar la calidad del papel y la tinta a utilizar en su producción.

Las especificaciones son las siguientes: utilizar papel "bond", color blanco con un gramaje de 75 gr/m², tamaño denominado "carta" (21.5 x 28 centímetros) (8 V2 x 11 pulgadas). El tipo de letra aceptado será de la clase arial, times o verdana (de acuerdo al gusto) con una dimensión de 11 o 12 puntos y se deberá utilizar espacio y medio en el interlineado.

En cuanto a su impresión, debe ser por medio de impresoras láser; para estampar sellos se debe utilizar tinta que no se disuelva con el contacto del agua. De igual manera, los bolígrafos a utilizar deben ser de buena calidad, color negro o azul. Se deben mantener los documentos libres de anotaciones y de materiales que puedan dañarlo, como por ejemplo clips o prensas metálicas y ligas.

9. Soporte Electrónico

En el momento en que alguna institución, emprenda un programa de gestión de documentos electrónicos, este se debe hacer de conformidad con el artículo 16 de la Ley General de Control Interno N° 8292 y la Ley de Certificados, Firmas Digitales y Documentos Electrónicos N° 8454,

ya que la institución debe documentar los sistemas, programas, operaciones del computador y otros procedimientos pertinentes a los sistemas de información, esto le permitirá disponer de documentación completa, adecuada y actualizada para todos los sistemas que se desarrollan.

Además, se deben conservar los metadatos que permitan el acceso a la información en un futuro, de acuerdo con los lineamientos de la “Directriz con regulaciones técnicas sobre administración de documentos producidos por medios automáticos”, emitida por la Junta Administrativa del Archivo Nacional y publicada en La Gaceta N° 61 de 28 de marzo de 2008, y las “Normas Técnicas para la Gestión y el Control de Tecnologías de Información, (N-2-2007-CO-DFOE)”, emitidas por la Contraloría General de la República y publicadas en La Gaceta N° 119 de 21 de junio de 2007.

Asimismo se debe cumplir con lo establecido en la “Política de formatos oficiales de los documentos electrónicos firmados digitalmente”, emitida por la Dirección de Certificados y Firma Digital del Ministerio de Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones (MICITT), publicada en La Gaceta N° 95 del 20 de mayo de 2013.

Ejemplo de carta



31 de julio de 2014
INS-DG-AC-005-2014

Señora
María de los Ángeles Rojas
Jefe
Dirección Administrativa
Corporación Nacional de la Persona Adulta Mayor

Estimada señora:

La señora Anabella Mora Rodríguez, coordinadora del Subsector Gestión Secretarial del Instituto Nacional de Seguros nos ha invitado mediante oficio SGS-048-07 del 28 de junio del 2007, el cual anexo, a la charla que dictará el próximo 18 de julio, la licenciada Eugenia Hernández sobre "Normalización en la Etapa de los Archivos de Gestión". Dicha actividad tendrá lugar en el Auditorio del Instituto Nacional de Aprendizaje, situado en La Uruca.

Le solicito hacer extensiva esta invitación al personal de secretariado de la institución.

Cordialmente,

Pablo Ballesteró Rodríguez
Archivista
ARCHIVO CENTRAL

ECR

Anexo
C: Sr. Guillermo Constenla G., Director General

Denis Portugués Cascante
Presidente
Junta Administrativa del Archivo Nacional

1 vez.—Solicitud N° 10560.—O. C. N° 3361.—(IN2015088377).

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGIA

RIE-125-2015 DE LAS 15:40 HORAS DEL 15 DE DICIEMBRE DE 2015

SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR EL INSTITUTO CONSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ET-096-2015

RESULTANDO

- I. Que mediante la Ley de Creación del ICE, N° 449 del ocho de abril de 1949, se le otorgó a dicha institución la concesión para la prestación del servicio de generación y distribución de energía eléctrica, la cual tiene una vigencia de 99 años a partir de su promulgación.
- II. Que el 25 de setiembre de 2015, mediante el oficio 5407-213-2015, el ICE presentó solicitud para el ajuste de tarifas del servicio de generación de energía que presta (folios 1 al 1774).
- III. Que el 30 de setiembre de 2015, mediante el oficio 1692-IE-2015, la Intendencia de Energía (IE) previno al ICE el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria presentada para el servicio de generación de energía (folios 1778 a 1780).
- IV. Que el 14 de octubre de 2015, mediante oficio 5407-230-2015, el ICE respondió la prevención realizada mediante oficio 1692-IE-215 (folios 1781 a 1821).
- V. Que el 14 de octubre de 2015, mediante oficio 5407-233-2015, el ICE aportó información adicional y modificó su petición respecto a las tarifas T-MTb (sistema de distribución) y T-CB (sistema de generación), de acuerdo con lo establecido en el VII Plan Nacional de Energía (PNE) 2015-2030 (folios 1822 a 1828).
- VI. Que el 15 de octubre de 2015, por medio del Decreto Ejecutivo N° 39219-MINAE, publicado en La Gaceta N° 200, entró a regir el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 como marco orientador del Subsector energía para la programación y definición de programas y proyectos estratégicos de corto, mediano y largo plazo.
- VII. Que el 16 de octubre de 2015, mediante oficio 1817-IE-2015, la IE le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud tarifaria presentada por el ICE para el servicio de generación de energía (folios 1831 al 1832).
- VIII. Que el 27 de octubre del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 208 (folios 1833 y 1834).
- IX. Que el 28 de octubre del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en dos diarios de circulación nacional; La Teja y La Extra (folios 1835 y 1836).
- X. Que el 30 de octubre de 2015, mediante el oficio 1884-IE-2015, la IE le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 1845 a 1848).

- XI.** Que el 09 de noviembre de 2015, mediante oficio 5407-255-2015, el ICE presentó modificación de la redacción en la aplicación a la propuesta de la tarifa T-MTb del sistema de distribución de electricidad (folios 1850 a 1851).
- XII.** Que el 09 de noviembre de 2015, mediante oficio 5407-257-2015, el ICE solicitó prórroga para la presentación de la información solicitada con el oficio 1884-IE-2015 (folio 1852).
- XIII.** Que el 11 de noviembre de 2015, mediante oficio 1962-IE-2015, la IE solicitó al ICE información referente componentes salariales y beneficios (folios 2002 a 2004).
- XIV.** Que el 12 de noviembre de 2015, mediante oficio 1976-IE-2015, la IE otorgó la prórroga solicitada por el ICE mediante el oficio 5407-257-2015 (folios 2005 a 2006).
- XV.** Que el 13 de noviembre de 2015, mediante oficio 0510-1476-2015, el ICE solicitó prórroga a lo solicitado mediante oficio 1962-IE-2015 (folios 2124).
- XVI.** Que el 16 de noviembre de 2015, mediante oficio 5407-271-2015, el ICE presentó la información solicitada por la IE mediante el oficio 1884-IE-2015 (folios 1856 a 2001).
- XVII.** Que el 16 de noviembre de 2015, mediante oficio 1996-IE-2015, la IE otorgó prórroga en atención a la solicitud hecha por el ICE mediante el oficio 0510-1476-2015 (folios 2007 a 2008).
- XVIII.** Que el 17 de noviembre de 2015, mediante el oficio 3932-DGAU-2015/109597 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 2083 a 2084).
- XIX.** Que el 18 de noviembre de 2015, mediante oficio 0510-1493-2015, el ICE entregó parcialmente la información sobre componentes salariales y beneficios, solicitada por la IE mediante el oficio 1962-IE-2015 (folios 2009 a 2012).
- XX.** Que el 25 de noviembre de 2015, mediante oficio 0510-1524-2015, el ICE presentó la información pendiente de entrega, relacionada con el oficio 0510-1493-2015 (folios 2075 a 2077).
- XXI.** Que el 19 de noviembre del 2015 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 26 de noviembre del 2015 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 4039-DGAU-2015/110405) y el 26 de noviembre de 2015 la respectiva Acta de la Audiencia Pública # 110-2015 (oficio 4026-IE-2015/110286). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Defensoría de los Habitantes representada por la señora Ana Karina Zeledón Lepiz (portadora de la cédula de identidad número 1-0812-0378), Cámara de Industrias de Costa Rica cédula de persona jurídica número 3-002-042023 representada por el señor Carlos Montenegro Godínez (cédula de identidad número 1-0632-0878) y Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, cédula de persona jurídica número 3-002-697843, representada por el señor Edgar Allan Benavides Vílchez (cédula de identidad número 4-0102-1032).
- XXII.** Que el 15 de diciembre de 2015, mediante el oficio 2219-IE-2015, la IE, emitió el respectivo estudio técnico sobre la presente gestión tarifaria.

CONSIDERANDO

- I. Que del estudio técnico 2219-IE-2015, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria

Según la información aportada por el ICE y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicitó ajustes en las tarifas de generación de energía, según el siguiente detalle (cifras en porcentajes):

Tarifas	Descripción	% de ajuste
T-CB	Ventas al ICE distribución y CNFL S.A.	12,89%
T-SG	Sistema de Generación	12,89%
T-UD	Usuarios directos del servicio de Generación del ICE	0%
Ajuste promedio del Sistema		12,70%

Las razones que motivan la petición tarifaria para este servicio son: atender los costos y gastos de operación, mantenimiento y comercialización, cubrir el servicio de la deuda y generar recursos para el financiamiento de la contrapartida local del plan de expansión.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por el ICE para el servicio de generación de electricidad, realizado por la Intendencia de Energía (IE).

a. Parámetros utilizados

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten, han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2015-2016 y sus respectivas revisiones, así como las perspectivas de la economía mundial, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) y otras entidades internacionales.

En el 2005 la Junta Directiva del BCCR decidió migrar, de manera gradual y ordenada, hacia una estrategia de política monetaria de Metas de Inflación, proceso que aún no ha concluido. La actual política monetaria del BCCR establece que "su principal objetivo es la inflación, por lo que el anuncio de una meta para ésta (rango o valor puntual) constituye el ancla nominal explícita de la política monetaria. El principal instrumento de política

es la tasa de interés de muy corto plazo y la ejecución de dicha política se realiza mediante la intervención discrecional del Banco Central en el mercado de dinero.”¹

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2015-2016 y su respectiva revisión (julio, 2015), estableció como objetivo de inflación un 4% para el 2015 y 2016, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.)².

Con estas premisas y tomando en cuenta que la inflación acumulada real al mes de octubre del 2015 es de $-0,98\%$ ³, significativamente inferior a la meta fijada por el BCCR, se estima que la inflación al finalizar este año será del $-0,33\%$ (inflación de diciembre a diciembre). Las estimaciones de la inflación local para el 2015 parten de la información acumulada real (datos a octubre del 2015), agregando para el resto del año la estimación citada anteriormente, en forma proporcional al tiempo que falta por transcurrir, calculando los meses faltantes con promedios geométricos.

En lo que respecta al tipo de cambio, la Junta Directiva del BCCR, en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada⁴.

Dadas estas condiciones, la IE considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real y mantenerla constante para el periodo estimado, que en este caso corresponde al día de celebración de la respectiva audiencia pública (tipo de cambio de venta al 19 de noviembre de 2015), por lo que se utiliza un valor de $\text{¢ } 539,05$ por US\$.

En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), ésta ha sido, en promedio, cercana al $1,69\%$ (promedio simple de largo plazo -últimos 5 años-)⁵. Algunas fuentes, como la Reserva Federal⁶ estima inflaciones para los EEUU cercanas al 2% para el futuro cercano; mientras que otras, como el FMI realizan proyecciones más puntuales, indicando que la inflación sería de $0,9\%$ en el 2015 y $1,40\%$ en el 2016⁷ (medidas al final de cada año), que son las utilizadas en el presente estudio tarifario.

En el siguiente cuadro resumen se puede observar el comportamiento de los índices de inflación antes mencionados (interno y externo) y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar para los dos últimos años reales (2013 y 2014) y las proyecciones para el 2015 y 2016.

¹ BCCR, http://www.bccr.fi.cr/politica_monetaria/

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/Revision_PM2015-16.pdf

³ Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC).

⁴ BCCR; http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/

⁵ La fuente primaria de esta información es la Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América. Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost>

⁶ Ver: http://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/files/FOMC_LongerRunGoals.pdf.

⁷ FMI; <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2015/whd/pdf/wreo1015s.pdf> (pág. 51) y <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/weo/2015/02/pdf/texts.pdf> (pág. 38)

Cuadro # 1
Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario
Porcentajes de variación anuales (%)
Periodo 2013-2016

INDICES	2012	2013	2014	2015	2016
Variaciones según ARESEP (al final del año)					
Inflación interna (IPC-CR)	4,55%	3,68%	5,13%	-0,33%	4,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,74%	1,50%	0,76%	0,90%	1,40%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-2,54%	0,16%	7,82%	-1,19%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)					
Inflación interna (IPC-CR)	4,50%	5,23%	4,52%	0,87%	2,14%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,07%	1,46%	1,62%	0,13%	0,70%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-0,82%	-0,56%	7,59%	-0,63%	-0,27%
Notas: Los años 2015 y 2016 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
Fuente: Elaboración propia con base en Programa Macroeconómico 2015 - 2016 y datos del BCCR, INEC, BLS y FMI.					

b. Análisis del mercado

i. Mercado presentado por ICE:

Como parte del análisis realizado por la Intendencia de Energía (IE), se procedió a evaluar las variables que dan sustento al estudio de mercado del servicio de generación presentado por el ICE. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:

1. El ICE solicita un ajuste promedio del 12,70% en el sistema de generación. Específicamente, un 12,89% en las tarifas de T-CB: Ventas a ICE Distribución y CNFL, T-SG: Sistema de Generación. Para el caso de la tarifa T-UD: Usuarios directos del servicio de Generación del ICE no solicita aumento (folio 1692).

De acuerdo con lo manifestado por el ICE, los ingresos generados con el aumento tarifario solicitado, equivalentes a ¢52 572 millones, permitirán atender los costos y gastos de operación, mantenimiento y comercialización, cubrir el servicio de la deuda, así como generar recursos para el financiamiento de la contrapartida local de su plan de expansión (folio 1693).

2. El estudio de mercado presentado por el ICE utiliza datos reales hasta junio del 2015 y estima el resto del período, correspondiente de julio de 2015 hasta diciembre de 2017 (folio 135). La estimación de las ventas totales de energía eléctrica del ICE se realiza para cuatro tipos de clientes: Empresas Distribuidoras, Clientes ICE Distribución, Clientes en Alta Tensión y Clientes de Transmisión.

Para cada empresa distribuidora utilizó las estadísticas mensuales de las ventas de energía eléctrica totales, a consumidores directos. Utilizando el software Eviews, analizó el comportamiento de cada serie histórica y aplicaron el método de suavizamiento exponencial para encontrar el modelo de mejor ajuste, y realizar las proyecciones de las ventas a sus clientes hasta diciembre 2017. El mismo procedimiento fue aplicado para los clientes de ICE Distribución: residencial, general, industrial menor y grandes industrias y los clientes ICE de Alta Tensión.

En función de lo anterior, la proyección de las ventas de energía del sistema de Generación del ICE a sus clientes se calculó para el año 2016 con el siguiente detalle: T-CB (ventas al ICE distribución y a la CNFL): 7 034 GWh; T-SD (ventas a ESPH, JASEC y Cooperativas): 1 520 GWh; T-UD (venta a clientes alta tensión): 207 GWh. Implica que se espera una venta en unidades físicas cercanos a los 8 761 GWh (folio 169).

3. *Para calcular los ingresos vigentes del sistema de generación, del año 2016, ICE utiliza las tarifas que fueron publicadas en Gaceta N° 151 del 05 de agosto 2015. Con esto ICE-Generación proyecta que su sistema de generación obtendrá ¢408 827 millones de colones para el año 2016 (folio 172).*
4. *Con el ajuste solicitado estiman se alcanzarán ingresos para el sistema de generación del ICE en ¢460 738 millones para el mismo año 2016 (folio 174).*

ii. Mercado calculado por la Intendencia de Energía, ARESEP:

Los siguientes son los aspectos más sobresalientes del estudio de mercado desarrollado por IE:

1. *Las ventas de energía estimadas por la IE para las empresas distribuidoras, se obtuvieron del estudio de mercado realizado para cada una de ellas con la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores, que se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de los abonados por tipo de tarifa hasta el mes de octubre del 2015.*
2. *Para ello se empleó el paquete estadístico Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo. En las distintas estimaciones por empresa, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) y de suavizamiento exponencial. Las ventas estimadas por cada tarifa de consumo se obtienen de los abonados proyectados y del consumo promedio por abonado estimado.*
3. *Además, se utilizó el porcentaje de pérdida propio de su sistema de distribución, con el cual se determinaron las necesidades de energía para atender la demanda de sus consumidores directos. En el caso de las empresas distribuidoras que disponen de plantas generadoras de energía, para atender parte de sus necesidades, las compras de energía al ICE se determinan al disminuir a la demanda de energía esta generación propia, y para el caso de las cooperativas, además de la generación propia, se restan las compras de energía a Coneléctricas.*

4. *Para las estimaciones de las industrias de Alta Tensión, se utilizaron las series de tiempo de enero 2010 a octubre de 2015. Para la estimación de la demanda del ingenio Azucarera El Viejo y la Planta Eólica Guanacaste se obtuvo un promedio de los meses en los que se presenta demanda de energía. Al respecto, cabe señalar que dichas empresas tienen un nivel de demanda irregular y significativamente más bajo que el resto de las empresas con tarifas de alta tensión.*
5. *El estudio realizado por la IE incluye la cantidad de energía en GWh y en millones de colones correspondiente a las exportaciones e importaciones de energía entre el ICE y el Mercado Eléctrico Regional (MER). Para tales efectos se aceptó la proyección enviada por el ICE donde se estima para 2016 importaciones por 34,1 GWh y exportaciones por 229,1 GWh, las cuales fueron cotejadas con distintos informes que remitió el ICE (CVC y certificación de energía firme, los cuales constan en los expedientes ET-128-2015 y OT-028-2015 respectivamente).*
6. *Para el cálculo del precio de las importaciones y exportaciones se tomaron los datos en US\$ y en MWh suministrados por el Operador MER y las transacciones OMT-CENCE de los movimientos del ICE en el MER. Se calculó el porcentaje de los montos económicos que se transaron en el MOR y en el MCR por mes; luego se estimó un precio promedio mensual por MWh para cada mercado mediante la división del pago total entre la cantidad transada en cada mercado. Hecho lo anterior se sacó un precio mensual, que corresponde a un ponderado de los precios obtenidos en el MOR y en el MCR.*

Para obtener el resultado anual se realizó un promedio ponderado de los precios mensuales obtenidos, donde los ponderadores corresponden al porcentaje de las ventas o compras que se realizaron en ese mes en relación al monto total de compras o ventas. Además, se aclara que en el monto de las exportaciones no se contemplan cargos por transmisión ya que el ICE entrega su energía en los nodos de frontera, es decir en Liberia y Río Claro.

Según lo indicado, para las exportaciones se estima el precio medio en ¢34,86, mientras que para las importaciones el precio promedio se estima en ¢72,96. De esta forma se estiman ingresos para el ICE por concepto de exportaciones en ¢ 7 986 millones y gastos por concepto de importaciones en ¢ 2 488 millones, ambos montos para todo el periodo 2016.

Para estos dos rubros se tienen diferencias importantes respecto a la estimación proyectada por ICE, considerando que estimó un monto de recaudación por exportaciones de ¢ 5 976 millones y un gasto aproximado a los ¢8 372 por importaciones, ambos para el mismo periodo 2016.

7. *Por otra parte, la IE realiza sus estimaciones de generación total, tomando como base el Balance Energético presentado por el ICE. Esto en términos de la generación propia de sus plantas de Regulación (Arenal, Corobicí y Sandillal) y la planta eólica Tejona. Para las demás plantas, la IE utiliza sus propias proyecciones, las cuales estima tomando en cuenta el comportamiento histórico de cada una de ellas. Para el resto de generadores (otras empresas distribuidoras y generadores privados) la IE también realiza sus propias estimaciones, utilizando modelos estadísticos autorregresivos en cada una de las plantas de producción eléctrica, y validando mediante el paquete SDDP (paquete informático que considera, hidráulicidad, fuerza eólica, ingreso de nuevas plantas, planes de mantenimiento, entre otros).*

8. Para el caso de las plantas que se espera tengan ingreso al sistema durante el año 2016, ARESEP utiliza las estimaciones del ICE, ya que no se cuenta a la fecha con datos históricos para su estimación. Estos proyectos son: PH Reventazón (ICE), PH Ventanas (CNFL), Bijagua, Rio Naranjo, Solar Guanacaste (Coopeguanacaste), y privados: Campos Azules, Mogote, Vientos de la Perla, Vientos de Miramar, Altamira y Chucas.
9. Se observan diferencias en los resultados de la IE de compras de energía, en unidades físicas, de las empresas distribuidoras al ICE generación con respecto a las estimaciones del ICE. Específicamente, para el año 2016, el estudio ordinario del ICE estima cerca de 0,7% más de ventas que realizará el ICE generación a sus clientes, respecto al estimado por IE que será de 8 694 GWh.
10. Para la compra de energía a generadores privados se utilizó un precio promedio de los años 2013, 2014 y los primeros 10 meses de 2015, para considera dentro de las estimaciones el comportamiento hidrológico y de viento de este año, de esta manera se estima un precio medio de compra de ¢40,3, lo que se espera genere un gasto al ICE de ¢104 466 millones, que es un monto 2% inferior al estimado por el estudio de ICE.
11. De acuerdo con las proyecciones realizadas por la IE, las ventas del sistema de generación del ICE del año 2016 se espera tengan el siguiente detalle:

CUADRO # 2
SISTEMA DE GENERACIÓN: VENTAS ESTIMADAS EN GWH. 2015-2016.

AÑO	ICE DISTRIBUCIÓN	ALTA TENSIÓN	OTRAS DISTRIBUIDORAS	TOTAL
2 015	3 850,1	217,5	4 611,8	8 679,4
2 016	3 881,5	217,5	4 602,9	8 701,9

Nota: No se incluyen las exportaciones. Proyecciones a partir de octubre de 2015

Fuente: IE, ARESEP.

12. Estas ventas del sistema de ICE se espera generen ingresos totales sin combustibles durante 2016 de ¢439 770 millones (excluyendo ingresos por exportaciones), con tarifas vigentes. Estos montos no son comparables con el cálculo estimado por el ICE debido a que ARESEP, durante el tiempo en que se analizó la petición del sistema de generación del ICE, se modificaron las tarifas por el estudio para el reconocimiento de compras a generadores privados, según resolución RIE-107-2015 (ET-070-2015). Lo cual no fue considerado por el petente.
13. En función de lo anterior, con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se propone un aumento en las tarifas de generación del ICE, sobre la base sin combustibles, de un 2,49% en general

para las empresas distribuidoras y de alta tensión. Se incluye a los clientes de alta tensión debido a que aún con el aumento solicitado el precio medio de compra por cada kWh no superará los 8 centavos de dólar en promedio durante el próximo año, definida en la resolución 856-RCR-2012 donde se estableció disponer de una tarifa industrial en alta tensión similar a las tarifas que presentan algunos países con los cuales se tienen una estrecha relación comercial.

14. Se estima que dicho aumento regirá a partir del 1 de enero del 2016. Con lo cual el ICE obtendrá ingresos adicionales de ¢11 092 millones durante el año 2016. El detalle de los resultados anteriores, se observan en el siguiente cuadro:

CUADRO # 3
SISTEMA DE GENERACIÓN: INGRESOS ESTIMADOS VIGENTES Y PROPUESTOS 1/
--EN MILLONES DE COLONES. AÑO 2016

INGRESOS	ICE DISTRIBUCIÓN	ALTA TENSIÓN	OTRAS DISTRIBUIDORAS	TOTAL
Vigentes	190 021,3	6 803,5	231 853,6	428 678,4
Propuestos	195 168,7	6 972,8	237 628,8	439 770,1

1/ No se incluyen las exportaciones. Para mayor detalle, ver Anexos 1 y 2.

Fuente: IE, ARESEP.

15. Con esta modificación el precio medio de compra por cada kWh (sin CVC) para el 2016 cambia con ingresos vigentes a propuestos de ¢49,3 a ¢50,5 respectivamente.
16. En los ingresos propuestos no se incluyen las exportaciones del ICE a otros países Centroamericanos. Además, es necesario tener presente que la ARESEP no es la institución encargada de fijar las tarifas de las exportaciones, los precios en el Mercado Eléctrico Regional se definen de dos formas: o por la interacción de la oferta y demanda regional en el mercado de oportunidad o por medio del acuerdo entre partes de los contratos firmes (figura que todavía no ha entrado a regir).

En lo que respecta a los ingresos por concepto de exportaciones de energía, el VII Plan Nacional de Energía (PNE) 2015-2030, promulgado por medio del Decreto Ejecutivo N° 39219-MINAE, publicado en La Gaceta N° 200 del 15 de octubre de 2015, establece disposiciones específicas sobre el uso de estos recursos. Al respecto, dicho plan en el eje estratégico 3, referido a la sostenibilidad de la matriz energética, incorpora el objetivo específico 3.2.3 por medio del cual prevé ejecutar acciones orientada a establecer tarifas competitivas de la energía eléctrica. Destaca en este contexto la acciones 3.2.3.2, por medio de la cual se establece:

“Realizar los ajustes tarifarios de manera que se puedan mantener las tarifas eléctricas en 10 centavos de dólar/kWh, utilizando para esto los ingresos por las exportaciones en el MER, que serán

distribuidos por medio de las tarifas de generación del ICE, según el siguiente orden de prioridad hasta alcanzar en cada tarifa el límite indicado:

- 1) T-MTb
- 2) TMT
- 3) Tarifa general (sector industrial una vez segregado)
- 4) Resto de tarifas

Este orden de prioridad y el tope de los 10 centavos de dólar /kWh se mantendrá hasta diciembre de 2018 cuando deberá ser revisado”

De manera complementaria, por medio de la acción específica 3.2.3.3, prevé también la elaboración de una propuesta de modificación de requisitos y precios de la TMTb, para que se fije un límite de consumo mínimo mensual de potencia máxima mayor o igual a 2 000 kW y en energía mayor o igual a 1 000 000 kWh/mes, en al menos 10 de los últimos 12 meses del año calendario.

En este contexto, para atender estas dos acciones específicas del VII PNE 2015-2030, incluidas en la solicitud tarifaria presentada por el ICE, se debe trasladar los ingresos por exportaciones (¢7 986 millones) inicialmente a los sistemas de distribución que cuenten con la tarifa T-MTb, a través del sistema de generación del ICE. En la actualidad solamente el sistema de distribución del ICE cuenta con esta tarifa de TMTb.

Al respecto, considerando que la tarifa de compra del ICE distribución es la misma que la tarifa de compra de CNFL distribución (T-CB), es necesario realizar una diferenciación tarifaria para asignar el beneficio únicamente a la empresa distribuidora que tiene a los abonados meta, según lo establecido en el VII PNE 2015-2030. De esta forma se deberá contar con factores de ajuste a las tarifas bases por beneficio de exportaciones (metodología muy similar a la establecida para el ajuste por costo variable por combustible CVC).

Por el momento, este factor será de cero para todas las empresas distribuidoras excepto para el ICE-Distribución. Para aplicar el beneficio, en este caso, se estima que el ICE-Distribución tendrá un gasto esperado por compras de energía de ¢195 169 millones para 2016 con la tarifa propuesta (ajustada por el 2,49% de aumento), si se rebaja el monto esperado por exportaciones para el mismo periodo 2016, los ingresos esperados debería ser de ¢ 187 175 millones.

Considerando el gasto con precios vigentes de compra de energía del ICE-distribución, el ajuste que deberá realizarse a la tarifa T-CB para ICE es una disminución de 1,71%. En el estudio tarifario del sistema de distribución del ICE se presenta un detalle mayor sobre la aplicación de lo establecido en el VII PNE 2015-2030.

17. Este presente ajuste tarifario implicaría ingresos para el sistema de Generación del ICE por ¢431 776 millones (para un mayor detalle ver Anexo 3).

c. Análisis de inversiones

El Anexo 10, Inversiones Sistema de Generación, a folios del 1216 al 1263, del actual estudio tarifario, el ICE presenta el plan de inversiones 2015-2017 y las justificaciones relativas a dicho plan.

El parque de generación nacional, a diciembre del 2014, contaba con una capacidad instalada, según datos de placa de 2 885 MW, de los cuales el 64% corresponde a plantas hidroeléctricas, un 21% a plantas térmicas, un 8% a plantas geotérmicas, un 7% a plantas eólicas y un 1,0% a plantas térmicas de biomasa y solar. De la capacidad instalada, el ICE opera un 74% con plantas propias y un 15% con plantas contratadas a generadores privados independientes. Las empresas distribuidoras operan plantas que alcanzan el 11% de la capacidad instalada.

Según argumenta el ICE, el plan de inversiones representa la estimación cuantitativa de metas y esfuerzos necesarios para el desarrollo y mejoramiento del sistema de generación, de acuerdo con los requerimientos previstos en el Plan de Expansión de Generación de Mínimo Costo, el que a su vez obedece a la necesidad de atender el crecimiento de la demanda de energía para futuros años, por lo que resulta de mucha importancia disponer de los recursos financieros para cumplir con los requerimientos considerados en dicho plan de inversiones. (Folio 1217).

En el año 2014 el consumo nacional fue de 10 323 GWh, un 1,5% más de lo demandado en el año 2013. La generación del sistema, excluyendo los intercambios fue de 10 118 GWh, prácticamente igual al año 2013, experimentando una disminución menor al 0,1%. Los intercambios netos con el MER fueron mayores que los del año 2013, ya que se registraron 204,8 GWh de intercambio neto. De la generación total, el ICE contribuyó con un total de 74%, los generadores privados con 16% y el restante 10% fue producido por las empresas distribuidoras.

El ICE presenta en el expediente ET-96-2015, las inversiones para el sistema de generación, período 2015-2017, inversiones que fueron analizadas, y las cuales cumplen con lo solicitado con los lineamientos en la Resolución RCR-1027-2012, señalados en el estudio para el año 2015-2017 (Folios 1217-1263).

Las inversiones presentadas por el ICE, para el período analizado, contemplan un primer segmento correspondiente a la expansión de la generación, que abarca los proyectos en construcción y los proyectos futuros, un segundo segmento que relacionado con la modernización de las plantas en operación, un tercer segmento correspondiente a otras inversiones que comprenden estudios de nuevos proyectos de generación, mejoras a plantas en operación y mantenimientos mayores; y un cuarto segmento que incluye inversiones en otros activos para la construcción y operación del sistema de generación. Según el ICE, la metodología utilizada para la estimación de las inversiones consideradas en el plan de desarrollo, se basa en la revisión de los objetivos y metas cumplidas en años anteriores y en las metas a desarrollar en los próximos años, considerando la disponibilidad de recursos. (Folio 1720)

Este plan de inversiones contempla la construcción de las plantas hidroeléctricas Reventazón, la ampliación de Cachí, la planta geotérmica Las Pailas II, incluyendo las inversiones complementarias asociadas con la modernización de la planta hidroeléctrica Río Macho y los estudios de proyectos entre los que se encuentran P.H. Ayil, P.H. Savegre, P.H. los Llanos, repotenciación Eólico Tejona y P.T, Litoral Caribe I. (Folio 1222)

Inversiones según ICE- Sistema de Generación -Propuesta 2015-2017				
(millones de colones)				
Inversión	AÑO			Total
	2015	2016	2017	
Expansión del Sistema	129 382,90	89 019,00	116 373,10	334 775,00
Modernizaciones	16 406,30	8 767,80	7 363,20	32 537,30
Otras inversiones	6 731,05	4 478,00	700,20	11 909,25

Formación de Capital	6 810,20	8 384,50	6 946,90	22 141,60
Gastos Financieros	1 323,20	2 347,10	1 201,10	4 871,40
Total General	160 653,65	112 996,40	132 584,50	406 234,55

Fuente: ICE. Folio 1720, Cuadro 10.4, Resumen Programa Inversiones.

i. Capacidad de Ejecución

En lo que se refiere a la capacidad de ejecución de inversiones del ICE, se muestra en el siguiente cuadro, confeccionada a partir de las inversiones reconocidas por la Autoridad Reguladora para el período 2012-2014, versus las inversiones efectivamente realizadas en el sistema de generación.

En la tabla las cifras consignadas como inversión estimada por la ARESEP para cada año, fueron tomadas de los informes técnicos que respaldan las resoluciones tarifarias, por lo que para el año 2014, considerando que hubo ajuste tarifario, se tomaron las cifras del Cuadro N°6 del oficio N°096-IE-2012, que respalda la resolución 1027-RCR-2012. (Folios 1217-1218)

Cuadro # 4

<i>Montos y porcentajes de obras ejecutadas según plan de inversiones generación eléctrica ICE</i>			
<i>(Millones de colones)</i>			
Año	Montos ARESEP	Montos ICE	Porcentaje de Ejecución
2010	371 835,40	263 986,10	71,00%
2011	497 063,61	217 035,10	43,66%
2012	498 450,90	264 720,40	53,11%
2013	155 244,80	117 301,90	75,56%
2014	107 042,20	111 674,20	104,33%
Promedio			69,53%

Fuente: RCR-1027-2012 y 0301-IE-2015

Con base en lo anterior, la Autoridad Reguladora obtuvo un promedio de ejecución de 69,54% para el período 2010-2014, que se obtuvo del promedio de los cocientes de las inversiones ejecutadas con respecto a los montos justificados por el ICE, ante la Autoridad Reguladora en dicho periodo.

Es necesario señalar que el porcentaje de ejecución promedio anual del ICE (un 69,54% es regulatoriamente inaceptable, se advierte una incongruencia entre los montos de inversión planeados y los montos de adición, lo cual evidencia una sobre estimación de costos de las obras proyectadas, o bien una sub ejecución de obras que estarían poniendo en riesgo la satisfacción de la demanda de energía eléctrica o bien la calidad y continuidad en el abastecimiento nacional. Por lo anterior, la petición presentada por el ICE en su solicitud tarifaria es inaceptable, pues como se señaló anteriormente, las inversiones consideradas por la Autoridad Reguladora para el sector generación deben capitalizarse en el momento en que entran en operación. En ambos casos, se pone de manifiesto una gestión deficiente entre la planificación y la capacidad de construcción o ejecución de la empresa, y por lo tanto se ajustan los montos a ese porcentaje probado de ejecución.

ii. Inversiones en el sistema de generación propuestas ARESEP

Para efectos de este estudio, la IE tomó también en consideración las premisas económicas que se detallan en la sección correspondiente de este informe.

Con base en los datos reales y proyecciones de inflación, tipo de cambio y porcentaje de ejecución, utilizados por la Autoridad Reguladora, para los citados años, aplicables a los valores aportados por el ICE para sus cálculos tarifarios, se procedió a re calcular, los montos de las inversiones propuestas, considerando el porcentaje de ejecución, por lo que las inversiones y montos a considerar están contenidos en el cuadro N° 10.4 de inversiones (Folio 1720) presentado por el ICE.

El siguiente cuadro muestra el resumen de las inversiones reconocidas por la ARESEP para el presente estudio tarifario:

Cuadro # 5

Inversiones según ARESEP - Sistema de Generación -Propuesta 2015-2017 (millones de colones)				
Inversión	AÑO			TOTAL
	2015	2016	2017	
Expansión del Sistema	77 681,47	56 703,26	75 373,15	209 757,88
Modernizaciones	11 286,41	6 097,13	5 120,37	22 503,91
Otras inversiones	4 506,92	3 099,54	486,92	8 093,38
Formación de Capital	4 735,81	5 830,58	4 830,87	15 397,27
Gastos Financieros	920,15	1 632,17	835,24	3 387,57
Total General	99 130,77	73 362,68	86 646,56	259 140,01

Fuente: Intendencia de Energía. ARESEP.

Necesario destacar que para la elaboración del cuadro anterior, se consideró la descripción y justificación de las inversiones generación eléctrica que aportó el ICE, aunque no se incluyó la documentación técnica que valorare puntualmente la forma en que los proyectos contribuyen en mayor medida a la disponibilidad futura de energía, y el nivel de calidad y oportunidad esperados en la prestación del servicio eléctrico. Ejemplo de lo anterior es que se desconoce el grado de prioridad que se le otorga a las inversiones, en función de dichas necesidades.

No se reconocieron algunos rubros de las inversiones presentadas por el ICE, ya que no son proyectos que entrarán en operación durante el periodo analizado o que corresponden a instrumentos financieros que no se reflejan como adición, según se detalla:

- ✓ P.H. Diquís: Según documentación aportada, se está en etapa de pre-ejecución, en donde se realizan los estudios complementarios para la factibilidad, estudios de impacto ambiental, planeación de los reasentamientos, estudios técnicos, consulta indígena, participación pública.

- ✓ P.H. Peñas Blancas: Se trata de un proyecto arrendado con opción de compra.
- ✓ P.H. Río Macho: Se reconoce solo lo pertinente a la unidad 5, ya que las unidades generadoras N° 3 y N° 4, a diciembre del año 2014 tenían un avance físico del 100%.

Como se indicó anteriormente, el ICE no presenta detalles, ni estadísticas de la vinculación con las proyecciones de mercado asociadas a la actividad de generación eléctrica, que permita precisar de manera detallada la ejecución plena de los planes de inversión que pretende desarrollar el ICE para una vinculación más sólida de los proyectos con las estimaciones del mercado nacional que realiza.

iii. Adición de activos del sistema de generación.

El ICE en su petición tarifaria, expediente ET-096-2015, presenta un resumen de adición de activos para el periodo 2015-2017, como se muestra el cuadro siguiente:

Cuadro # 6

Adición de activos según ICE - Sistema de Generación -Propuesta 2015-2017 (millones de colones)				
Inversión	AÑO			Total
	2015	2016	2017	
Expansión del Sistema	145 943,70	315 258,50	522 073,80	983 276,00
Otros Activos para construcción	162,60	138,90	27,10	328,60
Otros Activos en operación	6 650,00	8 215,70	6 919,74	21 785,44
Total General	152 756,30	323 613,10	529 020,64	1 005 390,04

Fuente: ICE. Folio 1061: Cuadro No.12. Folio 1128: cuadro No.36

Según el ICE, la adición de activos corresponde a las obras en construcción que al entrar en operación, pasan a formar parte del activo fijo en servicio del sistema de generación.

Dicho resumen de adición de activos fue analizado por la Intendencia, al cual se le aplicó el porcentaje de ejecución promedio de 69,54% a las adiciones presentadas por el ICE, de lo cual se obtuvo el cuadro siguiente que muestran las adiciones a reconocer por la ARESEP:

Cuadro # 7

Adición de activos según ARESEP - Sistema de Generación-Propuesta 2015-2017 (millones de colones)				
Inversión	AÑO			Total
	2015	2016	2017	
Expansión del Sistema	101 101,58	218 848,61	354 462,65	674 412,84
Otros Activos para construcción	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros Activos en operación	4 620,63	5 672,03	4 693,42	14 986,09
Total General	105 722,21	224 520,64	359 156,07	689 398,93

Fuente. Intendencia de Energía. ARESEP.

iv. Resumen de inversiones y adiciones

En el cuadro siguiente se muestra el resumen consolidado de las inversiones y adiciones, del Sistema de Generación Eléctrica, de conformidad con la propuesta hecha por el ICE.

Cuadro # 8
Sistema de Generación Eléctrica - Inversiones y Adiciones.
Propuesta ICE - Período 2015-2017
(Millones de colones)

Año	2015	2016	2017	Total Período 2015-2017
Actividad				
INVERSIONES	160 653,65	112 996,40	132 584,50	406 234,55
ADICIONES	152 756,30	323 613,10	529 020,64	1 005 390,04

En el cuadro siguiente se muestra el resumen consolidado de las inversiones y adiciones, del Sistema de Generación Eléctrica, conforme los lineamientos y parámetros de la Autoridad Reguladora.

Cuadro # 9
Sistema de Generación Eléctrica - Inversiones y Adiciones.
Propuesta ARESEP - Período 2015-2017
(Millones de colones)

Año	2015	2016	2017	Total Período 2015-2017
Actividad				
INVERSIONES	99 130,77	73 362,68	86 646,56	259 140,01
ADICIONES	105 722,21	224 520,64	359 156,07	689 398,93

Fuente: Intendencia de Energía. ARESEP.

v. Retiro de activos del Sistema

En el Anexo N° 9, a folios 1036, 1064, 1065, 1066 y hojas electrónicas Activos Fijos en Operación-Generación 2014-2017 y Otros Activos Inmovilizados-Generación 2014-2017, el Instituto Costarricense de Electricidad, presenta el retiro de activos, indicando que los mismos están vinculados con el plan de inversiones respectivo, sin embargo; no fue posible determinar la composición de los activos a retirar, a saber: turbinas, generadores, equipos de control y otros, aunado a lo anterior, la capitalización de un proyecto no depende de la naturaleza contable del mismo, sino de su construcción total bajo el concepto útil y utilizable según se establece en la metodología vigente.

El siguiente cuadro presenta un resumen por actividad que muestra el retiro de activos al costo, revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluado para las obras de generación eléctrica, para el período 2015-2017, elaborado por la IE, con el detalle de las cuentas utilizadas por el ICE.

Cuadro # 10

Retiro de activos según ICE-Sistema de Generación-Propuesta 2015-2017 (millones de colones)												
AÑO												
Retiros	2015				2016				2017			
	Act. Costo	Revalúo	Dep. Costo	Dep. Revalúo	Act. Costo	Revalúo	Dep. Costo	Dep. Revalúo	Act. Costo	Revalúo	Dep. Costo	Dep. Revalúo
Total Hidro	893,30	4 005,30	170,02	2 776,95	9,57	667,68	8,47	666,77	159,56	214,90	53,20	70,62
Total Térmico	19,10	2,61	4,78	0,52	177,97	85,16	52,17	42,71	4 685,92	8 857,50	2 266,53	6 139,31
Total Geotérmico	29,64	42,39	9,04	18,48	0,00	0,00	0,00	0,00	140,55	584,92	48,82	292,21
Total Eólico	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Otros activos para construcción	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Otros activos en operación	1 793,70	0,00	1 406,60	0,00	1 360,00	0,00	988,90	0,00	1 361,00	0,00	989,60	0,00
Total Planta Generación	2 735,74	4 050,30	1 590,44	2 795,95	1 547,54	752,84	1 049,54	709,48	6 347,03	9 657,32	3 358,15	6 502,14

Anexo No.9: Hojas electrónicas; Activos Fijos en Operación-Generación 2014-2017- Otros Activos Inmovilizados-Generación 2014-2017.

De acuerdo con las justificaciones dadas, se reconocen los retiros que serán utilizados en la base tarifaria.

vi. Obras asociadas al régimen de calidad reflejadas en las inversiones en el sistema de generación eléctrica:

La mayoría de las obras que el ICE propone conllevan, según indica dicha empresa, la intención de cumplir con el Plan de Desarrollo Eléctrico Nacional, así como la revisión de los objetivos y metas cumplidas en años anteriores y asimismo en las metas a desarrollar en los próximos años tomando en cuenta la disponibilidad razonable de recursos, por lo cual se procedió a realizar una revisión completa del plan para el Sistema de Generación, considerando el nivel de ejecutoria y la prioridad institucional de las distintas obras. (Folios 1217 al 1263)

Sin embargo, no es clara en identificar los proyectos que, según su criterio, contribuyen con mayor impacto al mejoramiento de la calidad, ni al el grado de prioridad que se le otorga a las inversiones, en función de dicho mejoramiento, es decir, se desconoce la prioridad de las distintas obras por realizar.

d. Retribución al capital

Según la metodología tarifaria vigente publicada en el diario oficial La Gaceta del lunes 10 de agosto del 2015, resolución RJD-141-2015, 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, el Costo Promedio Ponderado de Capital y el Modelo de Valoración de Activos de Capital; más adelante se detalla el cálculo del rédito para el desarrollo para el ICE, así como las circunstancias presentadas que influyeron en cierta medida para el desarrollo de los cálculos.

El ICE obtuvo para el sistema de Generación, un costo de capital propio 2015 del 7,62% y un 7,16% del costo promedio ponderado de capital, según se muestra en el folio 897 del sistema de distribución. Cabe mencionar que estos cálculos fueron corregidos por la empresa regulada en la etapa de prevención, ya que anteriormente presentaban discrepancias según metodología vigente y aún así presentan errores en la parte metodológica con relación al valor de la deuda la cual indica que se deben considerar solamente las obligaciones con costo financiero del sistema de generación obtenidas del último estado financiero auditado disponible.

Para obtener una tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo que sirva como parámetro para esta fijación tarifaria, la IE utilizó ambos modelos, según especificaciones dadas en la metodología vigente.

Los valores y fuentes de información utilizados en el cálculo son:

La tasa libre de riesgo es la tasa nominal de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América, los bonos son a 10 años, en cuanto a la extensión de la serie histórica, se utilizan 5 años; tomándose para cada año el promedio anual publicado. Esta información está disponible en la dirección electrónica <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>. En este caso corresponde a un 2,54%

Para el cálculo de la beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,79 para el periodo en estudio.

Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,55%. Estos datos se obtienen de la página de internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, calculándose a partir de una serie histórica de 5 años, una observación por año.

En el caso del beta apalancado, se considerara los valores del beta desapalancada, relación de deuda y capital propio y la tasa impositiva. Este último con un valor de 0% según metodología vigente.

Para el cálculo del valor de la deuda se consideraron únicamente las obligaciones con costo financiero, del sistema de Generación, del cual se obtuvieron del estado financiero auditado e información relevante proporcionada por el ICE.

En el análisis de la información suministrada, el ICE asigna un porcentaje de cada una de las deudas internas y externas para cada sistema, el cual coincide a nivel de total en relación al estado auditado, mas no a nivel de cuentas, por ejemplo los títulos valores por pagar en algunos casos no coincidía a nivel de monto entre el estado auditado y el archivo "Costo Deuda Diciembre 2014 Electricidad". Por lo que la empresa regulada deberá revisar la asignación de las deudas de manera que la información reportada para próximos estudios coincida en su totalidad con los estados auditados.

Al ICE, se le solicitó tanto en la información adicional como en consultas posteriores por correo electrónico que presentaran el valor de la deuda a diciembre 2014 en concordancia con los estados auditados que indicara el destino del préstamo, tasa de interés, plazo, entre otros datos, sin embargo la calidad de la información suministrada fue insuficiente, por ejemplo el ICE indicó como destino de los recursos las siguientes justificaciones: "proyectos varios compra de bienes y servicios, proyectos ejecutados por la uen pysa, proyectos de generación, mejoras de proyectos de gener. y trans, nuevos proyectos de generación, necesidades de

inversión en proy de transmisión” según consta en el archivo “Informe Características Diciembre 2014”, no indican a cuales proyectos se refieren y tampoco profundizan en las necesidades de inversión. También se solicitaron los contratos de todas las obligaciones financieras, y existieron deudas en las cuales no había un contrato asociado.

En función de lo anterior, la falta de justificaciones claras y contratos con base en la detalle de cálculo de la metodología vigente, conllevó a que varias deudas no fueran incorporadas en el cálculo realizado por la Intendencia de Energía.

El costo de endeudamiento se utilizaron los datos proporcionados por el ICE, para el estudio tarifario; a su vez se analizaron los contratos presentados para revisar su concordancia con el servicio público en estudio.

Como resultado de lo anterior se determinó que el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta el ICE es el siguiente:

Cuadro # 11
ICE-Generación
Rédito de Desarrollo

Sistemas de la empresa ICE	Estimación ICE		Estimación ARESEP	
	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Generación	7,62%	7,16%	6,92%	6,61%
Nota: Se espera que las tarifas empiecen a regir en enero 2016.				

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital de ICE para el sistema de Generación (modelo WACC) es de 6,61%; mientras que el costo del capital propio es de 6,92% y el costo de endeudamiento de un 6,25%.

e. Base tarifaria

Según la metodología tarifaria vigente la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa.

El activo fijo neto en operación revaluado promedio, se obtiene como una media aritmética simple del activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo establecido como año base y el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de diciembre del periodo proyectado y así sucesivamente en los siguientes años donde se esté solicitando tarifa.

Los saldos iniciales se tomaron de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre del 2014, remitidos por el ICE a la ARESEP para el presente estudio y la segregación por cuentas de la información adicional remitida por la empresa.

Del auxiliar de activos con corte al 31 de diciembre de 2014 se procedió a excluir de la base tarifaria todos aquellos activos que se encontraban totalmente depreciados, los que habían alcanzado su valor de rescate, de igual forma los activos donados según información enviada por el petente, además de aquellos que poseían valores negativos. El auxiliar del ICE envió previamente según oficio 5407-205-2015, los archivos “Base de datos auxiliar activos en operación (110) corte Diciembre 2014” y “Base Datos 140 Dic-2014” sin embargo este último presentaba diferencias con el estado auditado, posteriormente ante varias consultas con la empresa regulada se determinó que faltaba por incluir los activos de “Corporación ICE” (oficina 50), el cual se incorporó a la base tarifaria según los criterios de asignación dados por la empresa.

En el sistema de generación se excluyó un activo cuya descripción de clase indicaba “Indemnización CNFL principal e intereses” el cual se capitalizó el 01/11/1988 y se ha venido depreciando desde entonces, por el nombre del activo no se tiene claro si éste cumple con la naturaleza de un activo fijo y que sea útil y utilizable para el ICE; a su vez se consultó a la empresa regulada y la respuesta fue la siguiente: “Obedece a un activo productivo, y se estableció como Indemnización CNFL, por un tema de identificación en la base de datos auxiliar por una situación particular con la Compañía.” Se considera que la respuesta carece de fundamento para reconocerlo en la base tarifaria y la claridad necesaria para su incorporación en este rubro en particular.



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
DIRECCION PRESUPUESTARIA CONTABLE
PROCESO CONTABILIDAD
BASE DE DATOS AUXILIAR ACTIVOS EN OPERACIÓN
AL 31 DE DICIEMBRE 2014

Oficina	Cat	Categoría	Cla	Clase	PLACA	FECHA_AD	SALDOIDAUT
01	0010006	VENTANAS GARITA	9702	INDEMNIZACION CNFL - intereses	011100100069702	01/11/1988	167
01	0010006	VENTANAS GARITA	9701	INDEMNIZACION CNFL - Principal	011100100069701	01/11/1988	167

Los porcentajes de los componentes interno y externo para cada activo corresponden a los datos suministrados por la empresa para el presente estudio tarifario, según consta en el archivo “Activos Fijos en Operación - Generación 2014-2017” y que se muestra a continuación:

Detalle	Componente	
	Local	Externo
GENERACIÓN HIDRAULICA	34,9%	65,1%
GENERACIÓN TÉRMICA	43,9%	56,1%
GENERACIÓN SOLAR	77,3%	22,7%
GENERACIÓN GEOTÉRMICA	59,4%	40,6%
GENERACIÓN EÓLICA	36,3%	63,7%
OBRAS DE TRANSMISIÓN	67,6%	32,4%
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	82,5%	17,5%
SUBESTACIONES	52,5%	47,5%
OBRAS DE DISTRIBUCIÓN	52,4%	47,6%
OBRAS DE ALUMBRADO PÚBLICO	38,3%	61,7%
OTROS ACTIVOS EN OPERACIÓN	82,6%	17,4%

Sin embargo, el ICE asigna dicho componente de manera general y posteriormente tiene un componente como otros activos en operación un 82,6% local y un 17,4%. El ICE debe revisar su metodología para la determinación de este componente ya que está asignando una parte externa a activos que por su naturaleza

son internos como es el caso de terrenos y edificios; para estos dos ejemplos en el cálculo de la revaluación, se les asignó un 100% de componente local.

En el siguiente cuadro se detalla la base tarifaria para el año 2016.

Cuadro # 12
ICE - Sistema de Generación
Cálculo de la Base Tarifaria 2016
(Millones de colones)

Activo fijo neto revaluado promedio	1 672 613,7
Capital de trabajo	12 784,2
Base tarifaria	1 685 397,8

i. Saldos iniciales:

Los saldos de las cuentas de activos concernientes a los servicios regulados, según los estados financieros auditados se muestran en el siguiente cuadro resumen:

Cuadro # 13
ICE – Estados Financieros Auditados
Saldos de las Cuentas de Activos al 31/12/2014

Sistema	Cuenta	Costo Act Fijo	Dep. Acm Costo	Revaluación	Dep Acm Rev	V.L
Generación	Activos en Operación	896 479,00	186 971,00	1 783 638,00	1 023 492,00	1 469 654,00
	Otros Activos en Operación	182 822,00	112 767,00	12 212,00	5 739,00	76 528,00

Fuente: Elaboración propia con datos de Estados Financieros auditados ICE.

ii. Adiciones de activos

Las adiciones de activos se tomaron de las cifras estimadas por los técnicos de la Intendencia de Energía, de acuerdo con el análisis de inversiones efectuado, según se detalló en la sección Análisis de inversiones. (Ver apartado II.2.c.iii).

iii. Retiros

La información de los retiros de activos, fue suministrada por los técnicos de inversiones de la Intendencia de Energía, según se detalla en la sección Análisis de inversiones. (Ver apartado II.2.c.v).

iv. Cálculo del activo fijo neto revaluado

Para el cálculo del activo fijo neto en operación revaluado promedio se utilizaron los siguientes criterios:

- Se partió de los saldos a diciembre del 2014, según Estados Financieros Auditados. Estos saldos coinciden con lo reportado en el auxiliar de activos a diciembre 2014, del cual se tomaron las respectivas cuentas, dado que el estado financiero se encontraba de manera resumida.
- Los parámetros económicos utilizados son los indicados en la sección de parámetros de este informe, y se encuentran actualizados con respecto a los utilizados por ICE en sus proyecciones.
- Se utilizaron las tasas de depreciación indicadas por la empresa en el estudio tarifario.
- Se excluyeron los activos totalmente depreciados de la base tarifaria, al igual que los donados, los que alcanzaron su valor de rescate y activos con valores negativos.
- Los porcentajes de componentes interno y externo se tomaron del estudio tarifario de ICE.

Debido a todos los factores citados anteriormente, los saldos del total del activo neto en operación mostraron cambios con respecto a lo calculado por ICE, ya que según la información suministrada en el archivo electrónico "ESTADOS A TARIFAS PROPUESTAS GENERACION" la empresa calculaba para el periodo 2014 ¢1 546 181 millones, para el 2015 ¢1 645 973 millones, en el 2016 ¢1 939 167 y el 2017 por ¢ 2 428 053 millones.

Con base a todo lo indicado obtienen los siguientes saldos finales:

Cuadro # 14
ICE
Detalle del activo fijo neto en operación revaluado anual por sistema - Cálculo IE
2014-2017
(Millones de colones)

Sistema	ICE				ARESEP			
	AFNOR* 2014	AFNOR* 2015	AFNOR* 2016	AFNOR* 2017	AFNOR* 2014	AFNOR* 2015	AFNOR* 2016	AFNOR* 2017
Generación	1 546 182,01	1 645 973,88	1 939 167,39	2 428 053,12	1 545 064,90	1 576 258,77	1 768 968,59	2 098 726,17

Fuente: Elaboración propia con datos de ICE.

* Las siglas AFNOR significa Activo Fijo Neto en Operación Revaluado.

Cuadro # 15
ICE
Detalle del activo neto en operación revaluado promedio por sistema - Cálculo IE
2014-2017
(Millones de colones)

Sistema	ICE			ARESEP		
	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2014/2015	2015/2016	2016/2017
Generación	1 596 077,95	1 792 570,63	2 183 610,25	1 560 661,83	1 672 613,68	1 933 847,38

Fuente: Elaboración propia con datos de ICE.

v. Depreciación

Según oficio 750-JD-89 emitido el 02 de junio de 1989 por el antiguo SNE, se aprobaron las tablas de depreciación para el ICE, en el cual se detallan cada una de las categorías de activos y sus respectivos valores, por ejemplo plantas hidroeléctricas tiene una vida estimada de 40 años, un valor de rescate de 10% y una tasa anual de 2,25%, posteriormente indican los otros activos inmovilizados con las tasas de depreciación de las categorías que lo conforman. En el caso de generación el archivo “Base de datos auxiliar activos en operación (110) corte Diciembre 2014”, los activos se están depreciando de manera general y no por cada una de las cuentas o categorías que lo conforman, por ejemplo revisando los diferentes proyectos hidroeléctricos todo se está depreciando al 2,25% anual, sin embargo revisando de manera más detallada con la información del auxiliar de activos, dentro de cada proyecto se encuentran otras cuentas como edificios, casa máquinas, equipo contra incendio que de igual forma se está depreciando a 40 años, la misma situación sucede para otras categorías como térmico, eólico, entre otros, por lo que se sugiere al ICE que revise la forma en que está categorizando sus cuentas y con ello las depreciaciones utilizadas.

Por lo anterior se utilizaron las tablas de depreciación enviadas por el petente en consultas adicionales para el estudio tarifario.

Activos en operación	Vida útil (años)	Valor de rescate (del costo)	Tasa anual (%)
ICE Electricidad:			
Plantas Hidráulicas	40	10%	2,25%
Plantas Térmicas	30	5%	3,17%
Plantas Geotérmicas	40	10%	2,25%
Plantas Eólicas	20	0%	5,00%
Plantas Generación Solar	30	5%	3,17%
Subestaciones	30	5%	3,17%
Líneas Distribución	30	10%	3,00%
Líneas Transmisión	30	5%	3,17%
Alumbrado Público	20	4%	4,80%
Equipos de control y comunicación	30	5%	3,17%

Fuente: ICE

f. Análisis financiero

i. Criterios de proyección aplicados

Los criterios financieros utilizados por la Intendencia para proyectar los gastos del servicio de generación, son los siguientes:

- Para la proyección de gastos de todos los sistemas (generación, transmisión, distribución, y alumbrado público) correspondientes a los años 2015 y 2016, se tomó como año base el 2014, con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo.
- Se realizó un análisis histórico de las partidas para cada uno de los sub periodos de enero a mayo y junio a diciembre 2014, y de enero a mayo 2015 se utilizaron valores reales los cuales se anualizaron y se observó su variación respecto al indicador económico (inflación, decretos salariales, etc.) de los periodos correspondientes.
- Para la proyección de los gastos generales se utilizaron los porcentajes de -0,43% (para los meses de junio a diciembre 2015), 0,87% y 2,14% para los periodos 2015 y 2016, respectivamente.
- Los tipos de cambio utilizados son de ¢540,51 y ¢539,05 por US\$ para los periodos 2015 y 2016, respectivamente.
- Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:
 - ✓ El análisis horizontal sobre las partidas objeto de gasto y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).
 - ✓ El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.
- Para el análisis de las partidas objeto de gasto, se analizó las justificaciones que presentó el ICE, en el caso de las partidas relevantes dentro de la estructura de gastos se procedió a verificar la documentación de respaldo de los registros significativos que permitiera validar la justificación del gasto incurrido.
- Cabe señalar, que en la minuta correspondiente a reunión con funcionarios del ICE el día 13 de abril de 2015, esta Intendencia solicitó al petente aportar la documentación que respalda el gasto incurrido. Ante la omisión de ésta, se consideró los criterios generales de proyección para las partidas concernientes a “servicios”, “materiales” y “transferencias corrientes”.
- En el caso de partidas cuya proyección o ejecución refleja un incremento menor al indicador económico, se consideró el dato que indica la empresa (en el tanto no exista evidencia de que la cuenta amerite otro valor, resultado de su depuración).
- No se consideró la variación de las partidas en las que la entidad no presentó justificación alguna.
- Se excluyó de la proyección las erogaciones de naturaleza no recurrente.
- Se analizaron las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:

- ✓ *Se cotejó las remuneraciones de los periodos 2014 y 2015, así como los reportes a la Caja Costarricense de Seguro Social. Se observó una disminución significativa de estos objetos de gasto en el año 2015 respecto al anterior.*
 - ✓ *Se proyectó los salarios del ejercicio 2016, a partir de las erogaciones incurridas por ese concepto para el periodo 2015, éste último contempla los aumentos según los decretos del poder ejecutivo que corresponden a un 1,08% y 0,08% para el primer y segundo semestre del 2015, respectivamente y la inflación para el año 2016 correspondiente a un 4,0% en ese periodo.*
 - ✓ *Se contemplaron los siguientes porcentajes 8,33%, 8,19%, 9,25%, 0,50%, 1,50%, 5,00%, 0,50%, 5,08%, 1,50% y 3,00% para los objeto de gastos No. 18 “Décimo tercer mes”, 19 “Salario escolar”, 27 “Contribución patronal al seguro de salud de la CCSS”, 28 “Contribución patronal al IMAS”, 29 “Contribución patronal al INA”, 30 “Contribución patronal al fondo de desarrollo social y asignaciones familiares”, 31 “Contribución patronal al BPDC”, 34 “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS”, 35 “Aporte patronal al ROPC” y 36 “Aporte patronal al FCL”, respectivamente.*
 - ✓ *No se consideró contrataciones en el periodo 2016, excepto para los proyectos P.H. Reventazón y P.G. Miravalles III.*
 - ✓ *Se excluyó los objetos de gasto N° 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos” y los salarios con goce de salario de los miembros de la asociación de bienestar social, el detalle se presenta en el apartado “II.2.f.vi”.*
 - ✓ *Al no demostrar el gasto a incurrir en el periodo 2016, por concepto de prestaciones legales de las personas próximas a jubilar, retirar, etc.; se excluyó lo concerniente al objeto de gasto N° 311 “Prestaciones legales”.*
-
- *Para el caso específico de las cuentas denominadas “contables”, al presentar limitaciones para dar trazabilidad a los montos registrados en cada sistema y cuenta, y no demostrar el gasto incurrido en el sector electricidad (con sus justificaciones y respaldos) se consideró para el año base las cifras ejecutadas del ejercicio 2014, en el tanto éstas no superen el valor incluido para ese periodo en las tarifas vigentes (según consta en el expediente ET-145-2014), en cuyo caso se considera el dato menor, a partir de éste se proyecta los años 2015 y 2016, utilizando como parámetro de referencia la inflación del periodo, citada en los indicadores y criterios generales de proyección. Lo anterior por cuanto, con la información suministrada, tampoco se pudo corroborar los saldos del año base.*
 - *No se consideró la justificación de la partida N°816 denominada “Estimación para validación existencias en inventario”, la cual indica que su variación “obedece a una aplicación contable realizada a fin de hacer una estimación para validación de existencias en inventarios, debido a un estudio solicitado en los materiales y que se han considerado con riesgo de obsolescencia, lo cual afectó dicho rubro.”*
De lo anterior se desprende que dada la naturaleza de estos inventarios, no se incluyó en la proyección la partida denominada “estimación por validación de existencias en inventarios”, ya que es deber de la institución comprobar su obsolescencia, daño y destrucción del bien, a efectos de incorporar el costo en las tarifas eléctricas.
 - *No se incorporó en la proyección el objeto de gasto N°817 “estimación de cuentas incobrables”, ya que la entidad debe demostrar la antigüedad de su cartera, la forma de determinar la incobrabilidad de ésta y las gestiones de cobro realizadas, a efectos de incluir su costo en las tarifas, así como la forma de asignar el gasto entre los sistemas y cuentas del sector eléctrico.*
 - *No se incluyó el objeto de gasto “N° 819 Vacaciones no disfrutadas”, ya que para efectos de incluir la erogación del disfrute de vacaciones de los funcionarios, se determina el gasto real incurrido, éste se refleja en los reportes a la C.C.S.S., la provisión no representa el gasto ejecutado.*

- Se validaron las fechas y montos incluidos en la partida “absorción de partidas amortizables e intangibles” para los periodos de estudio.
- El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de generación, transmisión, distribución y alumbrado público, con base en los siguientes porcentajes 27%, 18%, 46% y 9%, respectivamente; los cuales se obtuvieron del oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 07 de abril del año 2000. Los montos asignados en el año 2016, ascienden a las sumas de ¢440,54, ¢293,69, ¢579,25 y ¢146,85 millones, en el mismo orden citado, conforme al canon de regulación publicado en la gaceta N° 206 del 23 de octubre del 2015.

ii. Análisis de las principales cuentas del estado de resultados:

- **Ingresos por venta de energía**

Se tomaron los datos recomendados en el estudio de mercado del presente informe.

- **Compras de energía a generadores privados**

Para la compra de energía a generadores privados se utilizó lo indicado en el apartado II.2.b.ii de mercado.

- **Gastos de operación y mantenimiento:**

- ✓ En el año 2015, se incluyeron los montos presupuestados por el ICE para atender las necesidades del Proyecto Geotérmico Miravalles III y el Proyecto Hidroeléctrico Reventazón.
- ✓ La conciliación de salarios de los años 2014 y 2015 no identificó por separado los salarios de las personas que brindan servicios interinstitucionales o a terceros “cuentas 800” (Ejemplo: UEN PySA), se consideró para el cálculo de esta partida lo indicado en el criterio general; sin embargo, para futuras peticiones tarifarias debe identificar las remuneraciones por ese concepto.
- ✓ La entidad no cuantificó las erogaciones descritas en sus justificaciones, ni presentó la documentación de respaldo de las partidas objeto de gasto N° 053 “Alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario”, 89 “Otros servicios de gestión y apoyo”, 94 “Transporte dentro del país”, 95 “Viáticos dentro del país”, 109 “Mantenimiento de edificios y locales”, 111 “Mantenimiento de instalaciones y otras obras”, 113 “Mantenimiento y reparación equipo de transporte”, 117 “Mantenimiento y reparación de otros equipos”, 127 “Intereses moratorios y multas”, 144 “Tintas, pinturas y diluyentes”, 145 “Otros productos químicos”, 150 “Alimentos y bebidas”, 154 “Materiales y productos metálicos”, 155 “Materiales y productos minerales y asfálticos”, 157 “Materiales y productos eléctricos, telefónicos y de cómputo”, 159 “Materiales y productos de plástico”, 163 “Herramientas e instrumentos”, 164 “Repuestos y accesorios”, “178 “Útiles y materiales médico hospitalario y de investigación”, 180 “Textiles y vestuario”, 181 “Útiles y materiales de limpieza”, y 182 “Útiles y materiales de resguardo y seguridad”, se proyectó el gasto con la inflación del periodo.
- ✓ No justificó total o parcialmente el incremento de las partidas N° 76 “Comisiones y gastos por servicios financieros y comerciales”, 83 “Servicios de ingeniería”, 86 “Servicios generales”, 101 “Seguros riesgos profesionales”, 115 “Mantenimiento y reparación equipo y mobiliario de oficina”,

141 "Combustibles y lubricantes", 143 "Productos veterinarios", 145 "Otros productos químicos", y 164 "Repuestos y accesorios", por lo que se incorporó únicamente el monto de los gastos justificados.

- ✓ Al no determinar la petente la recurrencia de los gastos descritos en las partidas N° 53 "Alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario", 86 "Servicios generales", 95 "Viáticos dentro del país", 112 "Mantenimiento y reparación de maquinaria y equipo de producción", 117 "Mantenimiento y reparación de otros equipos", 144 "Tintas, pinturas y diluyentes", 154 "Materiales y productos metálicos", 155 "Materiales y productos minerales y asfálticos", 157 "Materiales y productos eléctricos, telefónicos y de cómputo", y 164 "Repuestos y accesorios", se excluyeron de la proyección.
- ✓ Las partidas de "contables" se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.
- ✓ En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de ¢50 639,9 millones por concepto de gastos de operación y mantenimiento, de los cuales ¢13 039,0 millones corresponden a gastos no recurrentes.

➤ **Gastos comercialización**

- ✓ Las partidas incluidas en los apartados de Servicios y Materiales y suministros se proyectan con la inflación del periodo.
- ✓ Las partidas de "contables" se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.
- ✓ En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de ¢299,11 millones por concepto de gastos de comercialización.

➤ **Estudios Preliminares**

- ✓ Las partidas incluidas en los apartados de Servicios y Materiales y suministros se proyectan con la inflación del periodo.
- ✓ Las partidas de "contables" se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.
- ✓ En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de ¢5 820,21 millones por concepto de gastos de estudios preliminares.

➤ **Gastos de lubricantes y combustibles**

- ✓ El gasto de lubricantes y combustibles incluidos en el cálculo de la tarifa del sistema de generación corresponde al monto de ¢1 104,4 millones para el año 2016, este dato se obtuvo al aplicar la inflación sobre el dato ejecutado en el año base.

• **Gastos complementarios de operación**

- ✓ No se reconocen ¢440,91 millones del proyecto P.H. Capulín ni ¢420,04 millones proyectado para el año 2016 para el Proyecto Eólico Orosí del año 2016 debido a que no están debidamente justificados.
- ✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.
- ✓ En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de ¢591,14 millones por concepto de gastos complementarios de operación.

➤ **Servicio de regulación**

- ✓ El canon asignado al sistema de generación corresponde a la suma de ¢440,5 millones, estimado al aplicar un 27%, sobre el canon del periodo 2016, publicado en La Gaceta N° 206 del 23 de octubre del 2015. Este porcentaje fue fijado según lo aprobado en su oportunidad por la ARESEP (el oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 07 de abril del año 2000)

➤ **Gastos administrativos**

- ✓ El OG 051 “alquiler de edificios, locales y terrenos” se excluye del año base ya que no existe certeza con la información aportada de su recurrencia.
- ✓ Para el OG 082 “Servicios Jurídicos”, 086 “Servicios generales”, 089 “Otros servicios de gestión y apoyo” y 104 “Actividades de capacitación” no se pudo validar su recurrencia por lo que se utiliza el año 2013 y se le aplica inflación del año, el monto obtenido se le aplica inflación del 2015 y se utiliza este monto para la proyección de ese año.
- ✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.
- ✓ En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de ¢9 028,61 millones por concepto de gastos administrativos.

➤ **Seguros**

- ✓ El ICE presentó un incremento en el valor asegurable de los Proyectos Hidroeléctrico Reventazón, la re-potencialización de la unidad #5 Hidroeléctrica Río Macho y la adquisición de transformadores, por las sumas de \$ 1 168,0, \$2,2 y \$6,75 millones. Por lo que el monto por concepto de “seguros” asignado al sistema de generación asciende a ¢10 042,5 millones.

➤ **Depreciación de activos y otros activos en operación**

- ✓ El monto incluido en las tarifas del sistema de generación por concepto de “depreciación de activos y otros activos en operación” corresponde a ¢69 472,02 millones, según se detalla en la sección de base tarifaria.

➤ **Absorción de partidas amortizables e intangibles**

- ✓ *Para la estimación de esta cuenta se utilizó la metodología empleada por el ICE, esta involucra la comprobación de los cálculos (considerando las fechas de adquisición de los activos), el resultado de este análisis demostró la existencia de dos o más adquisiciones de una licencia y/o software en un mismo periodo, amortizables a un plazo de 3 años, para efectos de cálculo, se consideró una licencia por periodo, ya que el petente no refirió a la cantidad de usuarios por licencia de manera tal que permita la validación del dato, por lo que se ajusta el monto a amortizar. Siendo el monto incluido en el cálculo es de ¢494,0 millones por concepto de absorción de partidas amortizables e intangibles.*

➤ **Alquileres operativos de instalaciones**

- ✓ *A efectos de la proyección del gasto de mantenimiento del proyecto geotérmico Pailas en el año 2016, se incluyó en las tarifas el monto facturado en el año 2015, aplicando la inflación que corresponde a cada periodo, a su vez éste se distribuyó entre los sistemas de generación y transmisión.*
- ✓ *Para el año 2016, se incluyó en las tarifas del sistema de generación el monto de ¢59 660,0 millones por concepto de alquileres operativos de instalaciones.*

➤ **Importación de energía**

- ✓ *El monto incluido en las tarifas del sistema de generación por concepto de “importación de energía” corresponde a ¢2 488 millones, según el detalle del apartado de mercado.*

➤ **Estudios de pre inversión**

- ✓ *La entidad no cuantificó las erogaciones descritas en sus justificaciones, ni presentó la documentación de respaldo de las partidas objeto de gasto N° 95 “Viáticos dentro del país”, 154 “Materiales y productos metálicos”, 157 “Materiales y productos eléctricos, telefónicos y de cómputo”, 163 “Herramientas e instrumentos”, 164 “Repuestos y accesorios”, y 184 “Otros útiles, materiales y suministros”, por lo que se incorporó únicamente el monto de los gastos justificados.*
- ✓ *Al no poderse determinar la recurrencia de los gastos descritos en la partida N° 77 “Servicios de transferencia electrónica de información” en la información suministrada, se excluyeron de la proyección.*
- ✓ *Los gastos de pre inversión incluidos en el cálculo de esta tarifa corresponden al monto de ¢3 677,1 millones para el año 2016.*

➤ **Canon de aguas**

- ✓ *El monto incluido en las tarifas del sistema de generación por concepto de “canon de aguas” corresponde a ¢1 697,4 millones, según se indica en la nota N° DA-1662-2015, del 05 de octubre del 2015, emitida por el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE).*

➤ **Gestión Productiva**

- ✓ Las partidas incluidas en los apartados de Servicios y Materiales y suministros se proyectan con la inflación del periodo.
- ✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.
- ✓ En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de ¢7 823,78 por concepto de gastos de gestión productiva.

iii. Capital de trabajo:

El capital de trabajo es el producto de los costos diarios de la empresa y el período medio de cobro de cada sistema objeto de estudio.

El período medio de cobro se obtiene de las cuentas por cobrar por servicios prestados (no incluye cuentas no comerciales), según saldo promedio mostrado en los Estados Financieros Auditados de los años 2012, 2013 y 2014. El total de estas cuentas por cobrar se divide entre las ventas de energía local, según los Estados Financieros Auditados (no incluye servicios institucionales) y se multiplica por 360 días, para la obtención de un período medio de cobro de 30,51 días, el detalle de estos cálculos se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro # 16
ICE - Sistema de Generación
Calculo del Período Medio de Cobro
(Millones de colones y días)

CONCEPTO	2012	2013	2014	PROMEDIO
CUENTAS POR COBRAR	23 945,0	21 483,0	25 485,9	23 638,0
VENTAS	241 678,0	298 451,0	296 498,0	278 875,7
ROTACION DE CUENTAS POR COBRAR	0,10	0,07	0,09	0,08
PERIODO PROMEDIO DE COBRO	35,67	25,91	30,94	30,51

Fuente: Elaboración propia.

En el cálculo del capital de trabajo, al gasto de operación se le excluye las depreciaciones, tanto de activos en operación como de otros activos en operación y los gastos por partidas amortizables, ya que éstas no representan erogaciones reales de efectivo. Los gastos así obtenidos, se dividen entre 360, para obtener los costos diarios y se multiplican por el período medio de cobro detallado en el cuadro anterior para obtener un capital de trabajo por el monto de ¢12 784,2 millones para el año 2016.

iv. Análisis de Resultados

Los siguientes son los resultados obtenidos para el sistema de generación una vez que se realizaron las modificaciones explicadas en los puntos anteriores; se registra una disminución de un 10,2% en el total de gastos, respecto a los costos solicitados por el ICE en el periodo 2016, tal como se muestra en el cuadro a continuación:

Cuadro # 17
ICE –Sistema de Generación
Resumen de Costos y Gastos de Operación 2015
(en millones de colones)

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Variación Absoluta	Variación Porcentual
Operación, Mantenimiento de Generación	62.198,54	50.639,94	(11.558,60)	-19%
Estudios preliminares	6.985,71	5.820,21	(1.165,50)	-17%
Gastos lubricantes y combustibles	1.124,05	1.104,42	(19,63)	-2%
Complementarios de operación	1.617,72	591,14	(1.026,58)	-63%
Comercialización de Generación	396,19	299,11	(97,08)	-25%
Compra de energía Generadores Privados	107.426,14	104.466,00	(2.960,14)	-3%
Servicios de regulación	391,55	440,54	48,99	13%
Administrativos	12.691,29	9.028,61	(3.662,68)	-29%
Seguros	10.214,31	10.042,54	(171,77)	-2%
Depreciación activos en operación	69.048,89	69.472,02	423,14	1%
Depreciación otros activos en operación	4.469,65	-	(4.469,65)	-100%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	498,65	493,99	(4,66)	-1%
Alquileres Operativos de Instalaciones	61.136,81	59.660,05	(1.476,76)	-2%
Importación de Energía	8.372,17	2.488,00	(5.884,17)	-70%
Estudios de preinversión	4.901,76	3.677,10	(1.224,66)	-25%
Cánon de aguas	1.599,20	1.697,40	98,20	6%
Gestión productiva	11.901,19	7.823,78	(4.077,41)	-34%
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	364.973,80	327.744,87	(37.228,94)	-10%

Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía

v. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito calculado, se concluye que el servicio de generación que presta el ICE necesita un aumento promedio del 0,6% en sus tarifas, generando un rédito ajustado por redondeo del 6,65% para el año 2016.

vi. Sobre componentes y beneficios relacionados con el Estatuto de Personal del ICE

- a) *Competencias de la Aresep para excluir costos no relacionados con el servicio público*

La Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de los servicios públicos regulados, de conformidad con las metodologías aprobadas por la Junta Directiva, así como lo establecido para tales efectos en el artículo 4 inciso c) en relación con el artículo 3 inciso b), así como los artículos 6 incisos a) y d), 31 y 32 incisos b) y c), 2 de la Ley 7593, facultan a la Aresep a excluir de los estudios tarifarios gastos que sean incompatibles con el principio de servicio al costo o que no tengan relación directa con la prestación del servicio.

Al respecto, el 22 de octubre de 2012, el Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda del II Circuito Judicial de San José, mediante la resolución 2510-2012, definió claramente las competencias amplias, excluyentes y exclusivas, que posee la Autoridad Reguladora en la fijación de tarifas en los servicios públicos. De dicha resolución, se extrae lo siguiente:

[...]

*Luego de analizar los artículos 4, 6, 14, 31 y 32, de la Ley 7593, el juez, llega a las siguientes conclusiones: [...] **1)** ARESEP por su Ley 7593, tiene competencias amplias, excluyentes y exclusivas en la regulación, fijación y supervisión de las tarifas o precios de los servicios públicos; **2)** La ARESEP tiene discrecionalidad técnica que le permite realizar los análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios de las fijaciones tarifarias, utilizando las metodologías o modelos económicos que mejor se adapten al servicio público que se debe evaluar; **3)** La discrecionalidad técnica de la ARESEP debe estar orientada por los principios de equilibrio financiero, servicio al costo, de no coadministrar y de responsabilidad del gestor; **4)** La ARESEP está obligada a girar instrucciones técnicas con la finalidad de que los servicios públicos se brinden de la mejor manera posible. Estas recomendaciones técnicas no pueden confundirse con coadministración del prestador ni con la extralimitación de funciones; **5)** Los prestadores de servicios públicos están obligados por la Ley 7593, a acatar las instrucciones o recomendaciones técnicas de la ARESEP y tienen la obligación de realizar los ajustes internos que estimen convenientes, sin que esto se confunda con una invasión de las facultades propias del operador del servicio público; **6)** En el presente caso, la ARESEP es competente para analizar técnicamente la solicitud de ajuste tarifario [...]*

En relación a la discrecionalidad dada por el artículo 32 de la Ley 7593, la cual faculta a la Aresep para excluir costos ajenos a la prestación del servicio público, la Procuraduría General de la República en el Dictamen C-242-2003, del 11 de agosto de 2003, ha señalado:

[...] el artículo 32 reconoce una cierta "discrecionalidad" a la Autoridad Reguladora e incluye conceptos jurídicos indeterminados en su redacción. Lo que da un margen de libertad de apreciación al Ente Regulador a efecto de determinar si una erogación es necesaria para la prestación del servicio, si es proporcional en relación con los "gastos normales de actividades equivalentes" o si es excesiva. Por el contrario, escapa a la discrecionalidad de la Autoridad Reguladora la posibilidad de reconocer como costo: "las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada". De manera que si un gasto o inversión pretende financiar actividades ajenas a esos elementos relacionados con la actividad regulada, tendría que ser rechazado, deber jurídico, por la Autoridad Regulador.

Es por ello que [...]En tratándose de los servicios públicos de carácter económico, por el contrario, la fijación de la tarifa debe permitir cubrir los costos y optimizar la prestación económica, de manera tal que no exista o se reduzca el déficit de explotación, se practiquen costos reales y se garantice una cierta competitividad. Por ello, la regla es que la tarifa debe responder al costo. Ergo, la tarifa debe cubrir los costos del servicio y permitir un normal beneficio o utilidad para el prestatario del servicio [...] (Dictamen C-242-2003, ya citado)

En virtud de todo lo anterior, la Aresep en uso de sus competencias y facultades está autorizada por ley para excluir aquellos gastos ajenos a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.

b) Costos a excluir derivados del Estatuto de Personal del ICE

Mediante el oficio 1962-IE-2015, del 11 de noviembre de 2015, la IE, le solicitó al ICE, el detalle de los componentes salariales y beneficios otorgados a sus funcionarios, contenidos en el Estatuto de Personal vigente, y es por medio de los oficios 0510-1493-2015 del 18 de noviembre de 2015, 0510-1524-2015 del 25 de noviembre de 2015, que el ICE dio su respuesta.

Una vez analizada la información enviada por el ICE, mediante el oficio 2124-IE-2015 del 2 de diciembre de 2015, la IE le solicitó al ICE aclarar el alcance de una serie de rubros específicos, contenidos en los oficios citados, a saber, en lo conducente:

[...]

- 1. Para aquellos objetos de gasto que registran dos o más "Componentes salariales y beneficios a trabajadores del ICE" [...]*
- 2. Para los componentes referenciados con letras de la "A" a la "J" (según archivo electrónico "0510-1524-2015-Anexo (Anexo 1).xls"), indicar en cual objeto de gasto están incluidos.*
- 3. Del componente "Permisos varios con goce de salario" con referencia "C" [...]*
- 4. En el caso específico de que el componente "Pago de prestaciones por terminación de contrato" con referencia "H" no esté incluido en los OG N°37 "Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos" y N° 311 "Prestaciones legales", deberá demostrar y detallar el gasto incurrido con su respectivo cálculo.*
- 5. Del componente "Permisos para la asociación de bienestar social" con referencia "F" se requiere remitir detalle con las horas y el monto del salario que concierne al permiso otorgado a los miembros de la Junta directiva de la asociación de Bienestar Social para realizar sus actividades. Asimismo, indicar si el ICE otorga un beneficio económico para atender las necesidades citadas, tales como la compra de equipo, beca a hijos, entre otros; en caso afirmativo, es necesario suministrar detalle de éste incentivo.*

6. *En relación al OG N° 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos” se requiere identificar los montos asociados a cada sistema correspondientes a: i) el aporte del patrono para satisfacer las necesidades de vivienda de los funcionarios, ii) el aporte del patrono para cubrir la provisión de cesantía, iii) el aporte porcentaje destinado a los indicado en los puntos i y ii, que totalizan un 6% según el “estatuto de personal del ICE” y iv) demostrar el origen del total del gasto tomando en consideración que este rubro registra un equivalente al 10,5%, por lo que el 4,5% restante no se contempla en el estatuto citado.*
7. *Indicar si la entidad cuenta con la figura de Asociación Solidarista de empleados.*
8. *Mostrar los cargos registrados en el OG N°311 “Prestaciones legales” con un detalle de los funcionarios que se acogieron a este derecho (para los periodos del 2014 al 2016), así como los rubros y montos considerados en su cálculo. Indicar la diferencia que existe entre este objeto de gasto y la cesantía que se indica en el OG N°37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos”. [...]*

Posteriormente, mediante el oficio 0510-1570-2015 del 4 de diciembre de 2015, el ICE, procedió a dar respuesta parcial a las aclaraciones solicitadas por esta Intendencia. El ICE mediante archivo adjunto al citado oficio respondió lo siguiente:

[...]

- *Punto 1: En los rubros correspondientes a los OG 010-017 y 020. Periodos 2014 y 2015*
- *Punto 3: Sobre permisos varios con goce de salario de personas que se encuentran laborando en otras instituciones.*
- *Punto 5: Permisos para la ASOBISO*
- *Punto 7: Sobre el tema de la Asociación Solidarista [...]*

En este mismo oficio, el ICE señaló que quedaron pendientes de respuesta los puntos 1,2,4,6 y 8 contenidos en el oficio 2124-IE-2015, en razón de que esos rubros [...] son muy gruesos y requieren de mucho análisis para poder concluir con promedios salariales y promedios de los trabajadores[...].

El 8 de diciembre de 2015 mediante el oficio 0510-1578-2015, el ICE, de forma extemporánea al plazo otorgado por la Intendencia en el oficio 2124-IE-2015, procedió a entregar la información faltante requerida, sin embargo la misma, no completó los datos solicitados por la IE.

Una vez analizada la documentación remitida por el ICE, así como las justificaciones y documentación complementaria, se identificaron algunos costos relacionados con beneficios y componentes incluidos en el Estatuto de Personal, que por su naturaleza no guardan relación con la prestación del servicio público brindado o, en su defecto, que no fueron debidamente justificados por el ICE, razón por la cual lo que procede es excluirlos del cálculo de las tarifas, al amparo de lo establecido en la Ley 7593.

El cuadro 18-muestra el resumen de los beneficios del Estatuto de Personal que se excluyen de la petición tarifaria, cuyo detalle se presenta a continuación:

Cuadro N° 18
Detalle de beneficios del Estatuto de Personal que se excluyen en las tarifas
Periodo 2016
(Datos en millones de colones)

Norma Estatutaria	Descripción y análisis	OG	2016
<p>Fondo de Garantías y Ahorro. Capítulo XXXVIII del Estatuto de Personal.</p>	<p>Todo trabajador del Instituto nombrado en propiedad, con las excepciones establecidas en el párrafo 3-3 del Capítulo Disposiciones Generales, de este Estatuto, tiene derecho a recibir los beneficios del Fondo Garantías y Ahorro -originado en la Ley N° 3625 de 21 de diciembre de 1965-, de conformidad con las normas que regulan la operación del Fondo de Garantías y Ahorro, el Reglamento de Préstamos y el Reglamento de Préstamos para Vivienda, que se agregan como anexos y forman parte de este Estatuto. El trabajador del Instituto, al ser nombrado en propiedad y adquirir la condición de miembro del Fondo de Garantías y Ahorro, aportará al mismo una suma equivalente a un cinco por ciento (5%) de su salario ordinario, que será deducida directamente de los pagos periódicos que reciba por concepto de salarios. El Instituto aportará regularmente, con destino al Fondo de Garantías y Ahorro, una suma equivalente al seis por ciento (6%) de los salarios ordinarios, devengados por los trabajadores protegidos por el Fondo de Garantías y Ahorro. Capítulo</p>	<p>OG-37</p>	<p>€11.097,93</p>

	<p>XXXVIII.</p> <p><i>Ante la falta de justificación e inconsistencias citadas, la IE no incorporó en la proyección los registros del OG N°37 Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos, tal como se puede se amplía en el apartado "Análisis sobre Fondo de Garantías y Ahorro contenido en el Capítulo XXXVIII del Estatuto de Personal del ICE". Además el ICE no presenta las justificaciones que relacione este gasto con la prestación del servicio público.</i></p>		
<p><i>Gastos de funerales y sepelios. Capítulo XXXVI. Artículo 36-1 del Estatuto de Personal</i></p>	<p><i>Como un beneficio independiente de las sumas que por cualquier concepto paguen el ICE y/u otras instituciones, con motivo de la terminación de un contrato por muerte del trabajador, el Instituto entregará a los familiares un auxilio para funerales y sepelio por un monto equivalente a la categoría salarial 21 con jornada de 40 horas, al momento del fallecimiento. Quienes reclamen esa suma deberán demostrar su parentesco y afinidad con el trabajador fallecido y aportar los comprobantes respectivos, que indiquen con certeza que realizaron el gasto. En caso de muerte por accidente laboral, la Gerencia General podrá autorizar el pago de otros gastos adicionales, propios de un suceso de esa índole.</i></p> <p><i>La IE, considera que este gasto responde a una colaboración económica del patrono al trabajador que resulta ajena e innecesaria para la prestación del servicio, ya que el ICE no justifica su relación con el mismo.</i></p>	OG-309	¢2.51

<p><i>Permisos para la asociación de bienestar social. Artículos 28-25 al 28-6 del Estatuto de Personal</i></p>	<p><i>Se concederá permiso especial a los miembros de la junta directiva de la asociación de Bienestar Social de la siguiente manera: medio día al mes para asistir a reuniones de Junta Directiva, medio día al año para realizar las asambleas ordinarias y medio día adicional para preparar la logística de estas asambleas, otros permisos adicionales para la atención de casos especiales, se concederá medio día de permiso especial, para los afiliados que participen en las asambleas aprobadas por DHC. En los oficios números No.0510-1524-2015, No. 0510-1570-2015 y sus anexos, el ICE señala que estos permisos corresponden a las reuniones de la Junta Directiva de la Asociación de Bienestar Social que atiende situaciones y solicitudes de los trabajadores asociados sobre necesidades básicas y urgentes como: equipo y materiales médicos, becas hijos familias de bajos recursos, siniestros (inundaciones, incendios, derrumbes, otros).</i></p> <p><i>Se considera que este rubro es ajeno e innecesario con la prestación del servicio público brindado por esa Institución, ya que el ICE no justifica su relación con el mismo.</i></p>	<p>F</p>	<p>€1,70</p>
	<p>Total</p>		<p>€11.102,14</p>

Fuente: Elaboración propia.

c) *Análisis sobre Fondo de Garantías y Ahorro contenido en el Capítulo XXXVIII del Estatuto de Personal del ICE*

Con el fin de reconocer en la tarifa los rubros contenidos en la Ley 3625 y el Estatuto de Personal de dicha Institución, la IE, mediante el oficio 2124-IE-2015 le solicitó al ICE justificar, entre otros rubros relacionados, la cuenta OG N° 37 "Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos". Al respecto, según la respuesta brindada en el oficio N° 0510-1578-2015 citado, el ICE fue inconsistente y no logró justificar fehacientemente la información que resultaría trascendental para el análisis del presente estudio tarifario, en relación con lo anterior se realizan las siguientes observaciones:

En relación al objeto de gasto N° 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos”, el ICE indicó mediante el oficio N° 0510-1578-2015 mencionado supra, que éste corresponde al aporte que hace la Institución como patrono al Fondo de Garantía y Ahorro (FGA) de un 6% y un 4,5% sobre la pensión complementaria de cada uno de los funcionarios.

Cabe mencionar que los objetos de gasto N° 35 “Aporte patronal al régimen obligatorio de pensiones complementarias” y 36 “Aporte patronal al fondo de capitalización laboral” incorporan el 4,5% correspondiente a la pensión complementaria de los funcionarios, éstos montos se reportan a la Caja Costarricense del Seguro Social y son la base de proyección utilizada por la IE para su cálculo. El objeto de gasto N° 37 refiere al mismo concepto y porcentaje, y la entidad no logró justificar la necesidad de incorporar éste aporte adicional en las tarifas, considerando que ya los funcionarios gozan de éste beneficio.

Por otra parte el Estatuto de Personal del ICE, en el artículo 38-1, establece que:

[...]Todo trabajador del Instituto nombrado en propiedad, con las excepciones establecidas en el párrafo 3-3 del Capítulo Disposiciones Generales, de este Estatuto, tiene derecho a recibir los beneficios del Fondo Garantías y Ahorro -originado en la Ley N° 3625 de 21 de diciembre de 1965-, de conformidad con las normas que regulan la operación del Fondo de Garantías y Ahorro, el Reglamento de Préstamos y el Reglamento de Préstamos para Vivienda [...]

Asimismo, la Ley 3625 indica lo siguiente:

[...]El Instituto deberá destinar las reservas y fondos constituidos con ese objeto, al pago de prestaciones laborales y fondo de garantías y ahorro del personal permanente, y continuar efectuando los aportes correspondientes en una suma no menor a la aportada por los funcionarios y empleados que coticen para el fondo [...]

El Estatuto y la ley 3625, muestran que los recursos del FGA son destinados para préstamos personales, préstamos de vivienda de los funcionarios y el pago de prestaciones legales. La IE considera que los costos originados de los préstamos y los préstamos de vivienda a los funcionarios, no fueron justificados por el ICE y es por ello que no se incluye en las tarifas eléctricas. En relación a las prestaciones legales, la entidad no brindó detalle de los funcionarios que se acogerán a este derecho para el año 2016, de forma tal que se pueda estimar el gasto a incurrir por ese concepto, que el que eventualmente podría ser incorporado.

Ante la falta de justificación e inconsistencias citadas, la IE no incorporó en la proyección los registros del OG N°37 Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos.

Es por lo anterior que la información técnica requerida por la Aresep a los prestadores de los servicios públicos resulta indispensable para el ejercicio adecuado de las competencias regulatorias, en este caso la de fijar tarifas, la cuales no se puede ejercer de forma efectiva sin la información solicitada, en el caso particular, el ICE no logró aclarar oportunamente las consultas realizadas por esta Intendencia, resultando la información

aportada inconsistente e injustificada, por lo cual dicho Fondo no se incluye dentro de la fijación tarifaria, en aplicación de los artículo 32 y 33 de la Ley 7593.

3. Estructura tarifaria

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible de ICE a partir del año 2016, según el análisis realizado por la Intendencia de Energía, debe ajustarse con un incremento del 2,49% a partir del primero de enero del 2016 y hasta el 31 de diciembre 2016, de tal manera que permita compensar el aumento en los costos propios de la empresa.

Al presentar el ICE dos pliegos distintos durante el periodo 2016, un pliego para cada semestre del 2016, esto según resolución RIE-107-2015 publicada en Gaceta No. 211 del 30 de octubre de 2015 (columnas 1 y 2), el ajuste se realiza para ambos pliegos respetando la vigencia de precios diferentes para el primer y segundo semestre del año.

El aumento se realiza igual para todas las tarifas del sistema de generación del ICE. Es importante aclarar que la tarifa T-CB que se utiliza para las ventas al ICE-distribución y CNFL, a partir de este estudio deben diferenciarse por cuanto el Plan Nacional de Energía 2015-2030 (PNE), solicita en su meta 3.2.3.2 trasladar ingresos de las exportaciones de energía al mercado regional (que se estiman en ¢7 986 millones), a las tarifas de media tensión b en dólares inicialmente. Al momento de realizar el presente análisis solo el ICE cuenta con clientes en la tarifa T-MTb t como la tarifa de venta al ICE distribución es la misma que la tarifa de venta de CNFL distribución (T-CB), es necesario realizar una diferenciación tarifaria para asignar, por el momento, dicho ingreso únicamente a la empresa distribuidora que tiene al abonado meta (mayor detalle en la sección de análisis de mercado de este estudio).

Es importante anotar que la metodología tarifaria vigente no define una estructura tarifaria directamente, es por esa razón que deja abierta la posibilidad de asignar los ingresos por exportaciones directamente a una tarifa en específico tal y como se determinó en el PNE.

Por lo anterior a partir del primero de enero de 2016 y hasta el PNE lo demande, la tarifa T-CB será diferenciada en T-CB ventas a ICE y T-CB ventas a CNFL. Con el beneficio de exportaciones la tarifa de compra del sistema de distribución del ICE debe ajustarse con un ajuste de - 1,71%. Considerando este último reajuste y la modificación a las demás categoría tarifarias del sistema de generación del ICE (2,49%), el ajuste promedio final del sistema es de 0,6%.

Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos sin combustibles, ya que aún no se cuenta con los factores de ajuste por efecto de CVC vigentes para el año 2016 (columnas 3 y 4).

En las columnas 5 y 6 se aprecia la estructura de costos sin combustible vigente y propuesta a partir del 01 de enero del 2017, en dicho periodo la tarifa debe atender el incremento por costos propios, por tanto se propone un incremento a las tarifas vigentes (establecidas según RIE-017-2015 del estudio ET-145-2014) del 2,49% aprobado al inicio.

La siguiente tabla muestra el detalle de los precios sin combustibles por periodo, categoría tarifaria y bloque de consumo.

Cuadro No.19
ICE: Estructura de costos del sistema de generación
A partir de enero del 2016.

ICE Sistema de generación		Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6
		Vigente	Vigente	Propuesta	Propuesta	Vigente	Propuesta
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Del 1/ene/2016 al 30/jun/2016	Del 1/jul/2016 al 31/dic/2016	Del 1/ene/2016 al 30/jun/2016	Del 1/jul/2016 al 31/dic/2016	Desde el 1/ene/2017	Desde el 1/ene/2017
► Tarifa T-CB para ventas a ICE distribución							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Periodo Punta cada kWh	48,04	49,82	47,22	48,97	47,00	48,17
	Periodo Valle cada kWh	39,35	40,81	38,68	40,11	38,50	39,46
	Periodo Noche cada kWh	33,42	34,66	32,85	34,07	32,70	33,51
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Periodo Punta cada kW	2 547,98	2 642,58	2 504,41	2 597,39	2 493,00	2 555,08
	Periodo Valle cada kW	2 547,98	2 642,58	2 504,41	2 597,39	2 493,00	2 555,08
	Periodo Noche cada kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
► Tarifa T-CB para ventas a CNFL							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Periodo Punta cada kWh	48,04	49,82	49,24	51,06	47,00	48,17
	Periodo Valle cada kWh	39,35	40,81	40,33	41,83	38,50	39,46
	Periodo Noche cada kWh	33,42	34,66	34,25	35,52	32,70	33,51
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Periodo Punta cada kW	2 547,98	2 642,58	2 611,42	2 708,38	2 493,00	2 555,08
	Periodo Valle cada kW	2 547,98	2 642,58	2 611,42	2 708,38	2 493,00	2 555,08
	Periodo Noche cada kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Periodo Punta cada kWh	47,42	49,18	48,60	50,40	46,40	47,56
	Periodo Valle cada kWh	38,84	40,28	39,81	41,28	38,00	38,95
	Periodo Noche cada kWh	33,22	34,45	34,05	35,31	32,50	33,31
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Periodo Punta cada kW	2 547,98	2 642,58	2 611,42	2 708,38	2 493,00	2 555,08
	Periodo Valle cada kW	2 547,98	2 642,58	2 611,42	2 708,38	2 493,00	2 555,08
	Periodo Noche cada kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
► Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Periodo Punta cada kWh	0,056	0,058	0,057	0,059	0,055	0,056
	Periodo Valle cada kWh	0,046	0,048	0,047	0,049	0,045	0,046
	Periodo Noche cada kWh	0,040	0,041	0,041	0,042	0,039	0,040
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Periodo Punta cada kW	2,964	3,074	3,038	3,151	2,900	2,972
	Periodo Valle cada kW	2,964	3,074	3,038	3,151	2,900	2,972
	Periodo Noche cada kW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS Y LA TARIFA

La variación en las tarifas del servicio de generación que presta el ICE se explica primordialmente por las siguientes razones:

1. Los gastos que la Intendencia de Energía estima para el 2016 serían ¢ 37 229 millones menores a los solicitados por el ICE (-10,2%). Algunos de los gastos que más se ha ajustado, según los cálculos de la IE con respecto a los presentados por el ICE son: importaciones de energía, depreciaciones, gestión productiva, administrativos, y compra de energía generadores privados. Cabe señalar que en la estructura de costos, las disminuciones del 37% y 13% corresponden a las partidas de “contables” y remuneraciones, respectivamente.
2. En cuanto a las inversiones o adición de activos para el año 2016, la Intendencia estimó ¢ 58 123 millones menos que lo solicitado por el ICE (-38%).

3. *La base tarifaria que ha reconocido la IE para el 2016 es inferior en ¢ 137 491 millones a la base calculada por el ICE (-7,5%).*
4. *Todo lo anterior implica que mientras el ICE solicita unos ingresos adicionales de ¢ 52 572 millones para el 2016, la IE recomienda aprobar ¢ 10 677 millones.*

(...)

V. CONCLUSIONES:

1. *El ICE solicitó un incremento del 12,7%, el cual generaría ingresos de ¢52 572 millones.*
2. *Con base en las estimaciones de la IE, se propone una tarifa promedio de ¢49,6 kWh que entraría a regir a partir del 01 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2016.*
3. *Con el porcentaje de ingresos propuesto, el ICE obtendrá ingresos por ¢431 776 millones en el año 2016.*

(...)

- II. *Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la consulta pública, del oficio 2219-IE-2015 citada, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:*

(...)

Oposición: *Defensoría de los Habitantes: Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, portadora de la cédula de identidad número 108120378, en su condición de Directora de Asuntos Económicos de la Defensoría de los Habitantes. **Notificaciones:** Al fax número 4000-8700.*

Generación y transmisión

Manifiesta que las observaciones realizadas para el sistema de generación y relacionadas con los procedimientos de proyección de los costos y gastos para los años 2015, 2016 y 2017, son válidas para el sistema de transmisión, por lo que se analizan en conjunto.

- a) *Argumenta el oponente que el del rédito para el desarrollo de los años 2009 a 2015 ha oscilado entre 2,75% y 6,32%, lo que da un promedio de 4,24%. Excluyendo el monto solicitado por el ICE se obtiene un rédito del 3,01%, por lo que solicitan a la ARESEP definir un valor apropiado del rédito para el desarrollo de este sistema y que si se considera apropiado el rédito resultante a tarifas actuales (3,01%), no se apruebe ajuste alguno para este sistema.*

Se le hace saber al oponente que con base a la metodología vigente, nos corresponde analizar y determinar la razonabilidad de la solicitud, entre otros lo correspondiente al rédito para el desarrollo, por lo que es a través de ese análisis que esta Intendencia determinará el rédito estrictamente necesario de tal forma que se pueda

garantizar el adecuado desarrollo del servicio público, tal como lo establece la Ley 7593. Es importante tomar en cuenta que el fin del rédito para el desarrollo es que las empresas cuenten con fondos suficientes para garantizar las inversiones futuras que permitan la prestación del servicio en condiciones de calidad y que se preste de forma continua y confiable.

- b) Indica el oponente, que para la proyección de los costos y gastos del 2016 y 2017 basados en los datos estimados del 2015, se utilizan proyecciones de inflación interna, inflación externa y devaluación estimadas por el BCCR según el Programa Macroeconómico 2015-2016, revisado en julio 2015. Dichas premisas se encuentran en revisión dado que los resultados reales no se ajustan a lo previsto en esa oportunidad, por lo que consideran se podrían estar exagerando la inflación y devaluación esperada para estos años.*

El análisis que se ha efectuado a la solicitud presentada por el ICE incluye la incorporación de parámetros macroeconómicos calculados por la Intendencia, que se ajustan a la realidad económica actual, las proyecciones efectuadas por el BCCR y el Fondo Monetario Internacional, pero ajustados tal y como indica el opositor a los resultados obtenidos a la fecha, tal como se expone en el apartado de parámetros utilizados.

- c) Indica el oponente, que la estructura de costo, presentada por el ICE, para el año 2015 muestra un aumento con relación al año anterior, y que ésta es la base para proyectar los años siguientes, por lo que considera necesario que la ARESEP realice una revisión de los datos de costos estimados para el periodo en cuestión ya que este tiene una base real (enero-mayo 2015) y otra proyectada mediante estimación del IPC (junio-diciembre 2015).*

Tal y como lo indica el opositor, la Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionado o que no sea necesario para la prestación del servicio, utilizando las cifras reales más recientes con las que se contaba (mayo 2015), depurando las mismas de conformidad con los principios indicados.

- d) Expone el oponente que si para el 2016 se mantuvieran las mismas ventas del 2015 el rédito que se alcanzaría es de 3,88% y que si se le aplicara a las ventas del 2015 del 4% de demanda, según tabla 1.3 presentada en el estudio, el rédito alcanzaría el 4,84% el cual es mayor al resultado del 2014 y 2015 (4,22% y 3,68% respectivamente). Indican, que dependiendo de los supuestos realizados sobre el comportamiento de ventas, el sistema de generación podría requerir un ajuste menor o inclusive ningún ajuste para el 2016, por lo que consideran necesario que la Autoridad Reguladora revise la metodología utilizada para la proyección de ventas de energía eléctrica.*

Se le hace saber al oponente que con base a la metodología vigente, nos corresponde analizar y determinar la razonabilidad de la solicitud, entre otros lo correspondiente al rédito para el desarrollo, por lo que es a través de ese análisis que esta Intendencia determinará el rédito estrictamente necesario de tal forma que se pueda garantizar la prestación óptima del servicio público, tal como lo establece la Ley 7593. Con relación a las ventas proyectadas, esta Intendencia hace su propio análisis, tal como detalla en la sección de mercado.

- e) Solicitan a la Autoridad Reguladora revisar el programa de inversiones planteado por el ICE para los años 2016 y 2017 ya que se mantiene un nivel de ejecución por debajo de lo otorgado, por lo cual es necesario ajustar las estimaciones de inversión según lo realmente factible para que los recursos que*

se aprueben para financiar los planes de inversión no incremente innecesariamente las tarifas de los usuarios.

Se coincide con lo externado por el opositor, la Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y que lo correspondiente a las inversiones, éstas son analizadas por un equipo técnico que determinará la razonabilidad, necesidad de éstas y capacidad real de ejecución de las mismas, tal y como se detalla en el apartado de inversiones.

Distribución

- f) Indica el oponente que del ajuste solicitado del 8,27% para el sistema de distribución, el 87,5% es para cubrir el efecto GENTRA (aumento solicitado en las tarifas de generación y transmisión), por lo que el aumento para costos propios sería del 1,1%. En el escenario de que no se aprueben ajustes para las tarifas de generación y transmisión se observa un aumento en los ingresos totales de distribución del 1,1%, igual para cubrir los costos propios, por lo que consideran, bajo ese escenario, que no es necesario ajustar las tarifas de este sistema.*

Tal y como lo expone el oponente, no se pudo dejar de trasladar el efecto de generación y transmisión ya que se pondría en riesgo el equilibrio financiero de la empresa, pero le hace saber que tanto para el estudio del sistema de generación como para el de transmisión esta Intendencia hace los análisis basados en la metodología vigente y en apego al principio de servicio al costo de tal forma que se trasladen a al sistema de distribución lo necesario para prestar el servicio. Además cabe indicar que las proyecciones se basan en parámetros macroeconómicos calculados por la Intendencia, que se ajustan a la realidad económica actual, las proyecciones efectuadas por el BCCR y el Fondo Monetario Internacional y el comportamiento de dichas variables a la fecha, tal como se expone en el apartado de parámetros utilizados.

- g) En relación al rédito pretendido (6,37%), indica el oponente que de no realizarse ajustes a los otros sistemas (generación y transmisión) éste llegaría a 6,21%, sin embargo se da el ajuste a los ingresos adicionales se podría llegar a un 7,37%. Por lo anterior solicitan definir un valor apropiado del rédito para el servicio de distribución.*

Se le hace saber al oponente que con base a la metodología vigente, nos corresponde analizar y determinar la razonabilidad de la solicitud, entre otros lo correspondiente al rédito para el desarrollo, por lo que es a través de ese análisis que esta Intendencia determinará el rédito estrictamente necesario de tal forma que se pueda garantizar el adecuado desarrollo del servicio público, tal como lo establece la Ley 7593. Es importante tomar en cuenta que el fin del rédito para el desarrollo es que las empresas cuenten con fondos suficientes para garantizar las inversiones futuras que permitan la prestación del servicio en condiciones de calidad y que se preste de forma continua y confiable.

- h) Solicitan que revise el programa de inversiones del ICE para el sistema de distribución para los años 2016 y 2017, ya que este se sustenta, en parte, por los mayores ingresos que se obtendrían con el incremento solicitado y, además, no se ha mantenido un nivel estable de ejecución de las inversiones. Por lo anterior solicitan ajustar las proyecciones de inversión de acuerdo con lo que es factible desarrollar, de manera que no se recarguen las tarifas a los usuarios de todos los sistemas.*

Se coincide con lo externado por el opositor, la Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y que lo correspondiente a las inversiones, éstas son analizadas por un equipo técnico que determinará la razonabilidad, necesidad de éstas y capacidad real de ejecución de las mismas, tal y como se detalla en el apartado de inversiones.

Alumbrado Público

- i) Indican que la estimación de costos y gastos operativos del sistema de alumbrado público, sigue la metodología general aplicada por el ICE en los otros sistemas, de manera que lo indicado en los apartados anteriores, respecto al desfase de los indicadores macroeconómicos para proyección, es aplicable a la solicitud de ajuste de alumbrado público.*

El análisis que se ha efectuado a la solicitud presentada por el ICE incluye la incorporación de parámetros macroeconómicos calculados por la Intendencia, que se ajustan a la realidad económica actual, las proyecciones efectuadas por el BCCR y el Fondo Monetario Internacional y el comportamiento de dichas variables a la fecha, tal como se expone en el apartado de parámetros utilizados.

Oposición: Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula de persona jurídica número 3-002-042023, representada por el señor Carlos Montenegro Godínez, cédula de identidad número 106320878, en su condición de Apoderado General de administración.

Notificaciones: A los correos electrónicos: cmontenegro@cicr.com, lperras@cicr.com

Distribución

- a) Indican que debido a la pérdida en las ventas y clientes industriales, consideran importante apoyar los esfuerzos del MINAE para que desde el Plan Nacional de Energía se dictara una política para formalizar una tarifa competitiva para la industria costarricense. Además apoyan los esfuerzos de levantar requisitos a la tarifa de media tensión b (T-MTb) para que pueda ser usada por un grupo mayor de grandes industrias. Por lo anterior solicitan se logre instaurar la tarifa T-MTb para avanzar en el establecimiento de tarifas competitivas para la industria.*

Esta Intendencia concuerda con lo expuesto por el oponente y en apego a lo establecido en el Plan de Nacional de Energía se calcula en esta fijación tarifaria la nueva tarifa T-MTb de conformidad con el mismo, incluido el ajuste a la descripción de la misma. Por otro lado, se están realizando los esfuerzos para generalizar dicha tarifa al resto del país.

- b) Indican que los principales costos de distribución se deben a la energía y potencia de ICE generación y transmisión los cuales presentaban un exagerado aumento para el 2015 y 2016. También les preocupa el alto crecimiento que en los dos últimos años se han dado en los gastos de operación, mantenimiento, comercialización y administrativos, así como en la depreciación. Solicitan una revisión de estos gastos por parte de la ARESEP.*

Se le indica al oponente que no se puede dejar de trasladar el efecto de generación y transmisión ya que se pondría en riesgo el equilibrio financiero del servicio público, además se le hace saber que tanto para los estudios de todos los sistemas esta Intendencia hace los análisis basado en la metodología vigente y en apego al principio de servicio al costo de tal forma que se trasladen a al sistema de distribución lo adecuado, excluyendo todo aquel costo o gastos desproporcionados o que no sea necesario para la prestación del

servicio. En las distintas secciones se explican los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Transmisión

- c) Argumentan que para el sistema de transmisión les preocupa el crecimiento de los ingresos y gastos por encima de la inflación que se alcanzará para los años 2015 y 2016, por lo que solicitan a la ARESEP revisar todos aquellos gastos que no son requeridos para brindar el servicio, así como el prorrateo de los costos reales en los periodos correctos, pues algunos gastos como los de alquileres operativos podrían estar cargando innecesariamente las tarifas.
- d) Indican que el aumento solicitado para el peaje en el sistema de distribución no resulta consistente pues la demanda no está creciendo, por lo que solicitan a la ARESEP el rechazo de estos aumentos.

Se le hace ver al oponente que esta Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionado o que no sea necesario para la prestación del servicio. En las distintas secciones se explican los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Respecto al estudio de transmisión incluso esta Intendencia propone una disminución de las tarifas, de conformidad con el resultado del análisis realizado.

Generación

- e) A pesar de que se sustituyó la generación con combustibles fósiles por fuentes limpias, no se ha notado la ventaja para el consumidor en la tarifa eléctrica debido a que la compra a generadores privados reflejan pagos a costos comparables con la generación con combustibles fósiles, por lo que solicitan revisar los contratos firmados con los generadores privados para el impacto de éstos en las tarifas. Además consideran desproporcionado el aumento en los rubros de gastos de operación y mantenimiento y gastos administrativos. Por lo anterior solicitan a la ARESEP moderar el aumento al sistema de generación ya que hay mayor producción local de electricidad y no se tiene que acudir a niveles de generación térmica de años recientes y con esto se logre una reducción en las tarifas eléctrica del país.

La sustitución de generación con combustibles fósiles por compra a generadores privados conlleva ya de por sí a un aumento del gasto, por el aumento en la cantidad de energía comprada, es importante indicar que en la actualidad existen en el parque de generación térmica una canasta de plantas que van desde unas con altos costos para el país (como Barranca, San Antonio, Moín II y Moín III) hasta otras no tanto (Moín I, Guápiles, Orotina y Garabito), por lo que la comparación no se puede generalizar sino identificarse sobre la planta específica que vino a sustituir esa energía renovable.

Por otro lado en relación al crecimiento de los demás gastos, se le hace ver al oponente que esta Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionado o que no sea necesario para la prestación del servicio. En las distintas secciones se explican los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Oposición: Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, cédula de persona jurídica número 3-002-697843, representada por el señor Edgar Allan Benavides Vílchez, cédula de identidad número 401021032, en su condición de Presidente con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma.

Notificaciones: Al correo electrónico ruben@zamoracr.com

Generación

- a) Indica el oponente que el ajuste solicitado a las tarifas de generación y distribución, significa un aumento en las tarifas, que pagan las distribuidoras, del 22,74% y que en enero de 2016 se sumará el aumento recién aprobado al ICE del 6% por compra a generadores privados y lo correspondiente por CVC.
- b) Indican que según el ICE su estructura de costos y gasto presentará un incremento en relación con el 2015, cercano al 4,4% y que de aprobarse la solicitud, se tendría de enero de 2014 a enero 2016 modificaciones en las tarifas de generación del 18,6% que en promedio serían del 9,3%, esto sería más del doble que la inflación para el mismo periodo.

Como los argumentos anteriores tienen relación se responden en conjunto.

Se le hace ver al oponente que todo estudio tarifario se hace en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionados o que no sea necesario para la prestación del servicio. En las distintas secciones se explican los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Además también se le recuerda, que también en enero empieza a regir la reducción decretada por esta Intendencia por el estudio de oficio de los beneficios que generó el mercado eléctrico regional a principios de este año. Por lo que en el primer semestre se neutralizarán algunos de los impactos señalados por el opositor.

- c) Argumenta el oponente que resulta inconsistente que la base tarifaria crezca en 6,24%, mientras que las ventas de energía hayan crecido en una tasa promedio del 1,14%. Por lo anterior se podría estar dando una sobre inversión por parte del ICE y solicitan a la ARESEP prudencia respecto a las inversiones que reconozca en las tarifas.

Se le hace ver al oponente que esta Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y que lo correspondiente a las inversiones, éstas son analizadas por un equipo técnico que determinará la razonabilidad y necesidad de éstas para la prestación óptima del servicio, además de ser ajustadas a la capacidad real de ejecución de la petente, lo cual se detalla en la sección de inversiones.

- d) Indican que en las últimas solicitudes tarifarias de generación, se incluyen aumentos para las tarifas que pagan las empresas distribuidoras (T-CB y T-SD) y no así para sus usuarios directos (T-UD), por lo que consideran es un error ya que las industrias y hogares de bajos recursos estarían subsidiando a grandes industrias atendidas por el ICE.

Es importante indicarle al opositor que la diferenciación de tarifas industriales, tanto en alta tensión como en media tensión, proviene de políticas públicas nacionales (Planes Nacionales de Desarrollo y Planes Nacionales de Energía), que han tenido como propósito mantener la competitividad del sector productivo costarricense. Es

por esa razón, y en apego a lo establecido en el artículo 1 de la Ley 7593, que ésta Intendencia, a petición del ICE, ha decretado aumentos diferenciados para las tarifas industriales con que cuenta esa empresa.

No obstante lo anterior, el tema de competitividad para el sector productivo no es exclusivo del ICE, y es por esa razón que esta Intendencia está haciendo los esfuerzos para que, también de conformidad con el Plan Nacional de Energía vigente, se generalicen dichas tarifas competitivas a nivel nacional.

(...)

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas para el servicio de Generación que presta el Instituto Costarricense de Electricidad ICE, tal y como se dispone.

**POR TANTO
EL INTENDENTE DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar para el servicio de Generación que presta el Instituto Costarricense de Electricidad ICE, el siguiente pliego tarifario:

ICE Sistema de generación		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2016 al 30/jun/2016	Rige del 1/jul/2016 al 31/dic/2016	Rige desde el 1/ene/2017
► Tarifa T-CB para ventas a ICE distribución				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Periodo Punta cada kWh	47,22	48,97	48,17
	Periodo Valle cada kWh	38,68	40,11	39,46
	Periodo Noche cada kWh	32,85	34,07	33,51
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	Periodo Punta cada kW	2 504,41	2 597,39	2 555,08
	Periodo Valle cada kW	2 504,41	2 597,39	2 555,08
	Periodo Noche cada kW	0,00	0,00	0,00
► Tarifa T-CB para ventas a CNFL				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Periodo Punta cada kWh	49,24	51,06	48,17
	Periodo Valle cada kWh	40,33	41,83	39,46
	Periodo Noche cada kWh	34,25	35,52	33,51
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	Periodo Punta cada kW	2 611,42	2 708,38	2 555,08
	Periodo Valle cada kW	2 611,42	2 708,38	2 555,08
	Periodo Noche cada kW	0,00	0,00	0,00
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Periodo Punta cada kWh	48,60	50,40	47,56
	Periodo Valle cada kWh	39,81	41,28	38,95
	Periodo Noche cada kWh	34,05	35,31	33,31
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	Periodo Punta cada kW	2 611,42	2 708,38	2 555,08
	Periodo Valle cada kW	2 611,42	2 708,38	2 555,08
	Periodo Noche cada kW	0,00	0,00	0,00
► Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Periodo Punta cada kWh	0,057	0,059	0,056
	Periodo Valle cada kWh	0,047	0,049	0,046
	Periodo Noche cada kWh	0,041	0,042	0,040
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	Periodo Punta cada kW	3,038	3,151	2,972
	Periodo Valle cada kW	3,038	3,151	2,972
	Periodo Noche cada kW	0,00	0,00	0,00

- II. Tener por analizadas y respondidas las diferentes oposiciones con el contenido del Considerando II de esta resolución y agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.
- III. Instar al ICE para que realice de una forma proactiva la implementación de la Contabilidad Regulatoria, la cual se realizará con el acompañamiento de funcionarios de esta Intendencia, instrumento regulatorio que permitirá dar transparencia, seguimiento, fiscalización y trazabilidad a los costos relacionados con la prestación del servicio y de esta forma cumplir con los principios establecidos en la Ley 7593.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (*LGAP*) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la *LGAP*, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

JUAN MANUEL QUESADA
INTENDENTE DE ENERGÍA

ECA/

1 vez.—Solicitud N° 45823.—O. C. N° 8377-2015.—(IN2015088275).

RIE-126-2015 DE LAS 15:44 HORAS DEL 15 DE DICIEMBRE DE 2015

SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ET-097-2015

RESULTANDO

- I. Que mediante la Ley de Creación del ICE, N° 449 del ocho de abril de 1949, se le otorgó a dicha institución la concesión para la prestación del servicio de generación y distribución de energía eléctrica, la cual tiene una vigencia de 99 años a partir de su promulgación.
- II. Que el 25 de setiembre de 2015, mediante el oficio 5407-214-2015, el Instituto Costarricense de Electricidad presentó solicitud para el ajuste de tarifas del servicio de transmisión de energía que presta (folios 1 al 1462).
- III. Que el 30 de setiembre de 2015, mediante el oficio 1696-IE-2015, la Intendencia de Energía (IE) le previno al ICE el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de transmisión de energía (folios 1464 a 1466).
- IV. Que el 14 de octubre de 2015, mediante oficio 5407-232-2015, el ICE respondió la prevención realizada mediante oficio 1696-IE-215 (folios 1467 a 1485).
- V. Que el 16 de octubre de 2015, mediante oficio 1815-IE-2015, la IE le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el servicio de transmisión de energía (folios 1488 al 1489).
- VI. Que el 27 de octubre del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N°208 (folios 1490 y 1491).
- VII. Que el 28 de octubre del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en dos diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 1492 y 1493).
- VIII. Que el 30 de octubre de 2015, mediante el oficio 1885-IE-2015, la IE le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 1502 a 1505).
- IX. Que el 09 de noviembre de 2015, mediante oficio 5407-259-2015, el ICE solicitó prórroga para la presentación de la información solicitada con el oficio 1885-IE-2015 (folio 1507).
- X. Que el 11 de noviembre de 2015, mediante oficio 1962-IE-2015, la IE solicitó al ICE información referente componentes salariales y beneficios (folios 1511 a 1513).
- XI. Que el 12 de noviembre de 2015, mediante oficio 1978-IE-20155, la IE otorgó la prórroga solicita por el ICE mediante el oficio 5407-259-2015 (folios 1514 a 1515).

- XII.** Que el 13 de noviembre de 2015, mediante oficio 0510-1476-2015, el ICE solicitó prórroga a lo solicitado mediante oficio 1962-IE-2015 (folio 1640).
- XIII.** Que el 16 de noviembre de 2015, mediante oficio 5407-269-2015, el ICE presentó la información solicitada por la IE mediante el oficio 1885-IE-2015 (folios 1516 a 1528).
- XIV.** Que el 16 de noviembre de 2015, mediante oficio 1996-IE-2015, la IE otorgó la prórroga solicitada por el ICE mediante el oficio 0510-1476-2015 (folios 1529 a 1530).
- XV.** Que el 17 de noviembre de 2015, mediante el oficio 3932-DGAU-2015/109597 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 1600 a 1601).
- XVI.** Que el 18 de noviembre de 2015, mediante oficio 0510-1493-2015, el ICE entregó parcialmente la información solicitada por la IE mediante el oficio 1962-IE-2015 (folios 1531 a 1534).
- XVII.** Que el 25 de noviembre de 2015, mediante oficio 0510-1524-2015, el ICE presentó la información pendiente de entrega según oficio 0510-1493-2015 (folios 1593 a 1595).
- XVIII.** El 19 de noviembre del 2015 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 26 de noviembre del 2015 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 4040-DGAU-2015/110406) y el 26 de noviembre de 2015 la respectiva Acta de la Audiencia Pública # 110-2015 (oficio 4026-IE-2015/110286). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Defensoría de los Habitantes representada por la señora Ana Karina Zeledón Lepiz (portadora de la cédula de identidad número 1-0812-0378), Cámara de Industrias de Costa Rica cédula de persona jurídica número 3-002-042023 representada por el señor Carlos Montenegro Godínez (cédula de identidad número 1-0632-0878) y Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, cédula de persona jurídica número 3-002-697843, representada por el señor Edgar Allan Benavides Vílchez (cédula de identidad número 4-0102-1032).
- XIX.** Que el 15 de diciembre de 2015, mediante el oficio 2220-IE-2015, la IE, emitió el respectivo estudio técnico sobre la presente gestión tarifaria.

CONSIDERANDO

- I.** Que del estudio técnico 2220-IE-2015, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria

Según la información aportada por el ICE y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicita ajustes en las tarifas de transmisión de energía, según el siguiente detalle (cifras en porcentajes):

Tarifas	Descripción	% de ajuste
T-TE	Transporte de electricidad	9,85%
T-Teb	Transporte de electricidad	9,85%
Ajuste promedio del Sistema		9,85%

Las razones que motivan la petición tarifaria para este servicio son: permitir cubrir el servicio de la deuda y generar recursos para el financiamiento de la contrapartida local.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por el ICE para el servicio de transmisión de electricidad.

a. Parámetros utilizados

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten, han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2015-2016 y sus respectivas revisiones, así como las perspectivas de la economía mundial, según el Fondo Monetario Internacional y otras entidades internacionales.

En el 2005 la Junta Directiva del Banco Central decidió migrar, de manera gradual y ordenada, hacia una estrategia de política monetaria de Metas de Inflación, proceso que aún no ha concluido. La actual política monetaria del BCCR establece que “su principal objetivo es la inflación, por lo que el anuncio de una meta para ésta (rango o valor puntual) constituye el ancla nominal explícita de la política monetaria. El principal instrumento de política es la tasa de interés de muy corto plazo y la ejecución de dicha política se realiza mediante la intervención discrecional del Banco Central en el mercado de dinero.”¹

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2015-2016 y su respectiva revisión (julio, 2015), estableció como objetivo de inflación un 4% para el 2015 y 2016, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.)².

Con estas premisas y tomando en cuenta que la inflación acumulada real al mes de octubre del 2015 es de -0,98%³, significativamente inferior a la meta fijada por el BCCR, se estima que la inflación al finalizar este año será del -0,33% (inflación de diciembre a diciembre).

Las estimaciones de la inflación local y externa para el 2015 parten de la información acumulada real (datos a octubre del 2015), agregando para el resto del año la estimación citada anteriormente, en forma proporcional al tiempo que falta por transcurrir, calculando los meses faltantes con promedios geométricos.

¹ BCCR, http://www.bccr.fi.cr/politica_monetaria/

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/Revision_PM2015-16.pdf

³ Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC).

En lo que respecta al tipo de cambio, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada⁴.

Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (IE) considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real y mantenerla constante para el periodo estimado, que en este caso corresponde al día de celebración de la respectiva audiencia pública (tipo de cambio de venta al 19 de noviembre de 2015), por lo que se utiliza un valor de ¢ 539,05 por US\$.

En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), ésta ha sido, en promedio, cercana al 1,69% (promedio simple de largo plazo -últimos 5 años-)⁵. Algunas fuentes, como la Reserva Federal⁶ estima inflaciones para los EEUU cercanas al 2% para el futuro cercano; mientras que otras, como el Fondo Monetario Internacional (FMI) realizan proyecciones más puntuales, indicando que la inflación sería de 0,9% en el 2015 y 1,40% en el 2016⁷ (medidas al final de cada año).

En el siguiente cuadro resumen se puede observar el comportamiento de los índices de inflación antes mencionados (interno y externo) y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar para los dos últimos años reales (2013 y 2014) y las proyecciones para el 2015 y 2016.

Cuadro # 1
Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario
Porcentajes de Variación Anuales (%)
Periodo 2013-2016

INDICES	2012	2013	2014	2015	2016
Variaciones según ARESEP (al final del año)					
Inflación interna (IPC-CR)	4,55%	3,68%	5,13%	-0,33%	4,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,74%	1,50%	0,76%	0,90%	1,40%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-2,54%	0,16%	7,82%	-1,19%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)					
Inflación interna (IPC-CR)	4,50%	5,23%	4,52%	0,87%	2,14%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,07%	1,46%	1,62%	0,13%	0,70%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-0,82%	-0,56%	7,59%	-0,63%	-0,27%
Notas: Los años 2015 y 2016 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
Fuente: Elaboración propia con base en Programa Macroeconómico 2015 - 2016 y datos del BCCR, INEC, BLS y FMI.					

⁴ BCCR; http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/

⁵ La fuente primaria de esta información es la Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América. Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost>

⁶ Ver: http://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/files/FOMC_LongerRunGoals.pdf.

⁷ FMI; <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2015/whd/pdf/wreo1015s.pdf> (pág. 51) y <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/weo/2015/02/pdf/texts.pdf> (pág. 38)

b. Análisis del mercado

i. Mercado presentado por ICE:

Como parte del análisis realizado por la Intendencia de Energía (IE), se procedió a evaluar las variables que sustentó al estudio de mercado del servicio de transmisión presentado por el ICE. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:

1. El ICE solicita un ajuste tarifario que le permita alcanzar ingresos equivalentes a los ¢11 159 millones durante el año 2016. Para lo cual solicitan un incremento del 9,85% en el transporte de electricidad T-TE y para el transporte de electricidad en dólares T-TEb (folio 03).
2. Según el estudio de mercado presentado, los clientes que pagan el servicio de transmisión son las ocho empresas distribuidoras del país (incluido el ICE) y las industrias Cemex de Costa Rica S.A., Componentes Intel de Costa Rica, S.A., ArceloMittal, Aluminios Nacionales, S.A., y Holcim de Costa Rica, S.A.; las cuales se consideran como parte del sistema de generación por estar conectadas a alta tensión. Debe indicarse además, que se incluyen el Ingenio Azucarera el Viejo y la Planta Eólica de Guanacaste.
3. El estudio del ICE señala, que la energía trasegada por las empresas distribuidoras se obtiene del comportamiento de la relación mensual entre las compras al Sistema de Transmisión y Generación, de los últimos doce meses para cada empresa distribuidora.
4. Para calcular la energía transmitida, el ICE tomó las estimaciones de compras de energía eléctrica al sistema de generación; además se tomó la proyección de generación propia de las plantas propiedad de otras empresas distribuidoras y generadoras que hacen uso de la línea de transmisión, de acuerdo al Balance Energético elaborado por el Centro de Control de Energía.
5. Los ingresos mensuales para este sistema, con tarifa vigente, se calculan al multiplicar el precio de peaje autorizado por la ARESEP, por la estimación de la energía a trasegar por el cliente en el período de estudio.

ii. Mercado calculado por la Intendencia de Energía, ARESEP:

La IE actualizó los datos reales a octubre de 2015 y efectuó las proyecciones para cada una de las ocho empresas distribuidoras y las empresas conectadas en alta tensión.

Para estimar la energía que corresponde facturar en la tarifa de transmisión, se toman los registros históricos por empresa y la proyección de compras mensuales de energía para el 2016. También se consideró el flujo del pago de las empresas distribuidoras para no involucrar plantas que se encuentran conectadas a otros sistemas

y por lo tanto no pagan transmisión al Sistema de transmisión del ICE, se revisaron los datos históricos y se realizó un factor de ajuste en las proyecciones de compras de transmisión del ICE, debido a una variación estructural en el comportamiento histórico, que no es captado por la estimación de series de tiempo utilizada, y que permite una mejora en la bondad de ajuste de los últimos periodos.

En las proyecciones de energía trasegada, no se presentan diferencias sustanciales en comparación al análisis del ICE, a excepción de la energía comprada por Coopelesca R.L, pues en los últimos meses esta empresa aumentó su capacidad de generación y dicha energía es trasegada en sus líneas de sub transmisión, con lo cual se presenta una disminución de las compras de energía y transmisión al ICE, lo que a su vez afecta el importe por dicho servicio.

La Intendencia de Energía estima que para el año 2016, el Sistema de Transmisión del ICE facturará a sus clientes 9 339,5 GWh de energía trasegada, mientras que ICE estimó 9 439,5 GWh, una diferencia relativa de -1,06%. Esta diferencia se debe a las variaciones entre las estimaciones de generación entre plantas y la demanda esperada, diferencia que se analizan a detalle en los informes del sistema de generación y distribución, en ET-096-2015 y ET-094-2015.

Finalmente, de los análisis financieros contables efectuados por la IE, se propone una disminución en el precio al pasar de ¢12,00 por kWh a ¢ 11,83 por kWh, la cual empezaría a regir a partir del 1 de enero de 2016; lo que representa una disminución de -1,40% con respecto a la vigente.

Con la tarifa propuesta los ingresos disminuyen con respecto a los ingresos con tarifa vigente en ¢-1 587,7 millones para el 2015. Para un desglose por empresa, véase el anexo N^o2.

c. Análisis de inversiones

El Anexo 10, Inversiones Sistema de Transmisión, a folios del 935 al 957, del actual estudio tarifario, el ICE presenta el plan de inversiones 2015-2017 y las justificaciones relativas a dicho plan.

El Sistema de Transmisión Nacional, opera a dos niveles de tensión, siendo el más importante el de 230kV que por su ubicación, permite trasegar grandes bloques de energía desde los principales centros de producción de la zona norte del país a los centros de consumo. El nivel de 138 kV se utiliza principalmente en la zona central, la atlántica y la península de Nicoya.

El transporte de la energía del principal foco de generación de electricidad en la zona norte, con una capacidad instalada cercana a 1 200 MW, se realiza mediante cuatro corredores de líneas de 230kV, hacia el centro de carga del país, incluyendo la línea SIEPAC. Una vez ahí el nivel de tensión es reducido a 138kV para alimentar las principales subestaciones de distribución.

Durante el año 2014 entran en servicio obras de transmisión importantes como el cambio de esquema de barras de la ST Corobicí 230 kV, las subestaciones Balsa 230 kV y Tejona 230 kV y el último tramo de la LT SIEPAC entre las subestaciones Parrita 230 kV y Palmar 230 kV.

Para el año 2014, la capacidad total de transformación del ICE fue de 9 506 MVA aportados a través de 65 subestaciones de transmisión. Por otra parte, el sistema cuenta con 659 kilómetros de líneas de 138 kV y 1 487 kilómetros de líneas de 230 kV, para un total de 2 146 kilómetros (folios 1382-1383).

El plan de inversiones, argumenta el ICE, representa la estimación cuantitativa de metas y esfuerzos necesarios para el desarrollo y mejoramiento del sistema de transmisión, de acuerdo con los requerimientos previstos en el Plan de Expansión de la Transmisión, que a su vez obedece a la necesidad de atender el crecimiento de la demanda de energía para futuros años, por lo que resulta de mucha importancia disponer de los recursos financieros para cumplir con los requerimientos considerados en dicho plan de inversiones. (Folio 936).

El ICE presenta en el expediente ET-97-2015, las inversiones para el sistema de transmisión, período 2015-2017, inversiones que fueron analizadas, y las cuales cumplen con lo solicitado con los lineamientos en la Resolución RCR-1027-2012, señalados en el estudio para el año 2015-2017 (Folios 1217-1263).

Las inversiones presentadas por el ICE, para el período analizado, en primera instancia contemplan el segmento correspondiente al Programa de Desarrollo Eléctrico III, Programa de Desarrollo IV, Programa Obras ICE, Programa Transmisión Asociada a la Generación, Programa Mejoras al Sistema, Centro Nacional de Control de Energía y Formación de Capital, correspondiente a las obras asociadas con otros activos en operación. (Folios 946 al 957).

Cuadro # 2

Inversiones según ICE- Sistema de Transmisión -Propuesta 2015-2017 (millones de colones)				
Inversión	AÑO			Total
	2015	2016	2017	
Obras PDE III	13 428,10	9 521,90	1 572,60	24 522,60
Obras PDE IV	24 854,70	21 983,60	9 312,80	56 151,10
Obras ICE	473,60	8 323,60	15 546,50	24 343,70
Transmisión asociada a la Generación	10 863,90	662,00	1 653,00	13 178,90
Mejoras al sistema	3 407,40	7 808,70	2 668,60	13 884,70
Centro de Control de Energía	3 359,50	12 553,80	27 356,00	43 269,30
Formación de capital	1 321,90	3 260,00	2 847,90	7 429,80
Gastos financieros	684,10	1 744,40	1 718,90	4 147,40
TOTAL GENERAL	58 393,20	65 858,00	62 676,30	186 927,50

Folio 942, Tomo II, Anexo 10.Cuadro 10.3(CD Folio 1462)

i. Capacidad de Ejecución

En lo que se refiere a la capacidad de ejecución de inversiones del ICE, se muestra en la siguiente tabla, confeccionada a partir de las inversiones reconocidas por la Autoridad Reguladora para el período 2012-2014, versus las inversiones efectivamente realizadas en el sistema de transmisión.

En la tabla las cifras consignadas como inversión estimada por la ARESEP para cada año, fueron tomadas de los informes técnicos que respaldan las resoluciones tarifarias, para el año 2014, se tomaron las cifras del Cuadro N°4 del oficio N°095-IE-2012, que respalda la resolución 018-RIE-2015. (Folios 937-938).

Cuadro # 3

<i>Montos y porcentajes de obras ejecutadas según plan de inversiones de la transmisión ICE</i>			
<i>(Millones de colones)</i>			
Año	Montos ARESEP	Montos ICE	Porcentaje de Ejecución
2010	57 324,50	61 722,30	108,00%
2011	100 071,30	68 949,13	68,90%
2012	90 239,50	72 376,60	80,20%
2013	32 931,30	67 228,70	204,10%
2014	69 268,90	45 818,40	66,10%
Promedio			105,46%

Fuente: Expediente ET-085-2015: folio 936 y oficio 906-DEN-2011, ET-146-2014, RCR-1028-2012

La Autoridad Reguladora obtuvo un promedio de ejecución de 105,46% la cual según la metodología para el reconocimiento de inversiones se reconoce hasta el 100% para el lustro indicado (2010-2014), que se obtuvo del promedio de los cocientes de las inversiones ejecutadas con respecto a los montos justificados por el ICE, ante la Autoridad Reguladora en dicho periodo.

La petición presentada por el ICE cumple con lo solicitado por la metodología vigente además que, las inversiones consideradas por la Autoridad Reguladora para el sector transmisión se capitalizaron en el momento en que entraron en operación. No obstante, se pone de manifiesto una deficiencia en la relación entre la planificación y la capacidad de construcción o ejecución de la empresa, por lo que se recomienda que para futuros estudios tarifarios se corrija la sobre ejecución en la que se ha incurrido debido a que la misma podría atentar contra la estabilidad financiera de la empresa en la prestación de éste servicio.

ii. Inversiones en el sistema de transmisión propuestas ARESEP

Para efectos de este estudio, la Intendencia de Energía tomó también en consideración las premisas económicas que se detallan en la sección correspondiente de este informe.

Con base en los datos reales y proyecciones de inflación, tipo de cambio y porcentaje de ejecución, utilizados por la Autoridad Reguladora, para los citados años, aplicables a los valores aportados por el ICE para sus cálculos tarifarios, se procedió a re calcular, los montos de las inversiones propuestas, considerando el porcentaje de ejecución, por lo que las inversiones y montos a considerar están contenidos en el cuadro N° 10.3 de inversiones (Folio 942) presentado por el ICE.

El siguiente cuadro muestra el resumen de las inversiones reconocidas por la ARESEP:

Cuadro # 4

Inversiones según ARESEP - Sistema de Transmisión -Propuesta 2015-2017 (millones de colones)				
Inversión	AÑO			TOTAL
	2015	2016	2017	
Obras PDE III	13 428,10	9 521,90	1 572,60	24 522,60
Obras PDE IV	24 854,70	21 983,60	9 312,80	56 151,10
Obras ICE	473,60	8 323,60	15 546,50	24 343,70
Transmisión asociada a la Generación	10 863,90	662,00	1 653,00	13 178,90
Mejoras al sistema	3 407,40	7 808,70	2 668,60	13 884,70
Centro de Control de Energía	3 359,50	12 553,80	27 356,00	43 269,30
Formación de capital	1 321,90	3 260,00	2 847,90	7 429,80
Gastos financieros	684,10	1 744,40	1 718,90	4 147,40
TOTAL GENERAL	58 393,20	65 858,00	62 676,30	186 927,50

Elaboración ARESEP

Si bien los montos de inversiones del cuadro anterior se reconocen en este estudio tarifario, es importante destacar que el ICE no aportó suficiente información técnica que indiquen claramente la relación de las obras por desarrollar con los parámetros de calidad a mejorar (ya sean en cuanto a índices de calidad de energía, números de clientes servidos o en otros aspectos relativos a la seguridad y desempeño de la red, en el cumplimiento de las regulaciones vigentes nacionales y regionales). Se recomienda que para futuros estudios tarifarios se aporte la información indicada, con el fin de evaluar si la prioridad de ejecución de proyectos es la adecuada y el impacto de las mismas en la calidad del servicio.

iii. Adición de activos del sistema de transmisión.

El ICE en su petición tarifaria, expediente ET-097-2015, presenta un resumen de adición de activos para el periodo 2015-2017, como se muestra el cuadro siguiente:

Cuadro # 5

Adición de activos según ICE - Sistema de Transmisión -Propuesta 2015-2017 (millones de colones)				
Inversión	AÑO			Total
	2015	2016	2017	
Expansión del Sistema	63 480,30	97 476,80	83 420,00	244 377,10
Otros Activos para construcción	71,30	32,90	6,30	110,50
Otros Activos en operación	1 261,50	3 296,90	2 996,30	7 554,70
TOTAL GENERAL	64 813,10	100 806,60	86 422,60	252 042,30

Anexo No.9, Cuadros No.9.1 al No.9.11, folios 830 al 864

Según el ICE, la adición de activos corresponde a las obras en construcción que al entrar en operación, pasan a formar parte del activo fijo en servicio del sistema de transmisión (folio 836).

Dicho resumen de adición de activos fue analizado por la Intendencia, al cual se le aplicó el porcentaje de reconocimiento (compuesto por el porcentaje de ejecución así como los componentes locales y externos y

demás variables macroeconómicas), de lo cual se obtuvo el siguiente cuadro que muestra la propuesta de adiciones a reconocer por la ARESEP:

Cuadro # 6

Adición de activos según ARESEP - Sistema de Transmisión-Propuesta 2015-2017 (millones de colones)				
Inversión	AÑO			Total
	2015	2016	2017	
Expansión del Sistema	63 407,93	96 959,55	83 420,00	243 787,48
Otros Activos para construcción	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros Activos en operación	1 260,47	3 273,14	2 996,30	7 529,91
TOTAL GENERAL	64 668,40	100 232,70	86 416,30	251 317,40

Elaboración ARESEP

iv. Resumen de inversiones y adiciones

En el cuadro siguiente se muestra el resumen consolidado de las inversiones y adiciones, del Sistema de Transmisión Eléctrica conforme a la propuesta del ICE.

Cuadro # 7
Sistema de Transmisión Eléctrica - Inversiones y Adiciones.
Propuesta ICE - Período 2015-2017
(Millones de colones)

Año	2015	2016	2017	Total Período 2015-2017
Actividad				
INVERSIONES	58 393,20	65 858,00	62 676,30	186 927,50
ADICIONES	64 813,10	100 806,60	86 422,60	252 042,30

En el cuadro siguiente se muestra el resumen consolidado de la propuesta de inversiones y adiciones, del Sistema de Transmisión Eléctrica, conforme los lineamientos y parámetros de la Autoridad Reguladora.

Cuadro # 8
Sistema de Transmisión Eléctrica - Inversiones y Adiciones.
Propuesta ARESEP
Período 2015-2017
(En Millones de colones)

Año	2015	2016	2017	Total Período 2015-2017
Actividad				
INVERSIONES	58 393,20	65 858,00	62 676,30	186 927,50
ADICIONES	64 668,40	100 232,70	86 416,30	251 317,40

v. Retiro de activos del sistema

En el Anexo N° 9, a folios 865 al 933 y hojas electrónicas Activos Fijos en Operación-Transmisión 2014-2017 y Otros Activos Inmovilizados-Transmisión 2014-2017, el Instituto Costarricense de Electricidad, presenta el retiro de activos, el cual es reconocido según los criterios aplicados y la metodología vigente, sin embargo debido a la falta de detalle en la información como se mencionó previamente resulta imposible pude determinar técnicamente la composición de los activos a retirar, a saber: torres, seccionadores, conductores, aisladores, equipos de control y otros, por lo que es importante hacer hincapié en que la capitalización de un proyecto no depende únicamente de la naturaleza contable del mismo, sino de su construcción total bajo el concepto útil y utilizable seguido por la IE, de manera que se reitera la necesidad para futuros estudios de presentar dicha información.

El siguiente cuadro presenta un resumen por actividad que muestra el retiro de activos al costo, revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluado para las obras de transmisión, para el período 2015-2017, elaborado por la IE, con el detalle de las cuentas utilizadas por el ICE.

Cuadro # 9

**Retiro de activos según ICE-Sistema de Transmisión -Propuesta 2015-2017
(millones de colones)**

Retiros	2015				2016				2017			
	Act. Costo	Revalúo	Dep. Costo	Dep. Revalúo	Act. Costo	Revalúo	Dep. Costo	Dep. Revalúo	Act. Costo	Revalúo	Dep. Costo	Dep. Revalúo
Transmisión	103,90	276,70	45,98	199,59	172,60	185,20	51,77	132,46	70,00	137,00	38,32	106,40
Otros activos para construcción	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros activos en operación	218,60	0,00	199,80	0,00	474,50	0,00	473,40	0,00	202,70	0,00	187,30	0,00
Total Planta Transmisión	322,50	276,70	245,78	199,59	647,10	185,20	525,17	132,46	272,70	137,00	225,62	106,40

No obstante lo anterior, la información remitida puede ser utilizada en el cálculo de la base tarifaria.

vi. Obras asociadas al régimen de calidad reflejadas en las inversiones en el sistema de transmisión eléctrica:

La mayoría de las obras que el ICE propone conllevan, según indica dicha empresa, la intención de cumplir con el Plan de Desarrollo y Mejoramiento de Sistema de Transmisión, así como la estimación cuantitativas de metas y esfuerzos necesarios para no afectar la disponibilidad futura de energía tomando en cuenta la disponibilidad para cumplir con la necesidad de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del país en años futuros. (Folios 936 al 957).

Sin embargo, no es clara en identificar los proyectos que, según su criterio, contribuyen con mayor impacto al mejoramiento de la calidad, ni al el grado de prioridad que se le otorga a las inversiones, en función de dicho mejoramiento, es decir, se desconoce la prioridad de las distintas obras por realizar.

d. Retribución al capital

Según la metodología tarifaria vigente publicada en el diario oficial La Gaceta del lunes 10 de agosto del 2015, resolución RJD-140-2015, 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, el Costo Promedio Ponderado de Capital y el Modelo de Valoración de Activos de Capital; más adelante se detalla el cálculo del rédito para el desarrollo para el ICE, así como las circunstancias presentadas que influyeron en cierta medida para el desarrollo de los cálculos.

El ICE obtuvo para el sistema de transmisión, un costo de capital propio 2015 del 10,20% y un 7,43% del costo promedio ponderado de capital, según se muestra en el folio 897 del sistema de distribución. Cabe mencionar que estos cálculos fueron corregidos por la empresa regulada en la etapa de prevención, ya que anteriormente presentaban discrepancias según metodología vigente y aun así presentan errores en la parte metodológica con relación al valor de la deuda la cual indica que se deben considerar solamente las obligaciones con costo financiero del sistema de generación obtenidas del último estado financiero auditado disponible.

Para obtener una tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo que sirva como parámetro para esta fijación tarifaria, la IE utilizó ambos modelos, según especificaciones dadas en la metodología vigente.

Los valores y fuentes de información utilizados en el cálculo son:

La tasa libre de riesgo es la tasa nominal de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América, los bonos son a 10 años, en cuanto a la extensión de la serie histórica, se utilizan 5 años; tomándose para cada año el promedio anual publicado. Esta información está disponible en la dirección electrónica <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>. En este caso corresponde a un 2,54%

Para el cálculo de la beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 1,11 para el periodo en estudio.

Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,55%. Estos datos se obtienen de la página de internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, calculándose a partir de una serie histórica de 5 años, una observación por año.

En el caso del beta apalancado, se considerara los valores del beta desapalancada, relación de deuda y capital propio y la tasa impositiva. Este último con un valor de 0% según metodología vigente.

Para el cálculo del valor de la deuda se consideraron únicamente las obligaciones con costo financiero, del sistema de transmisión, del cual se obtuvieron del estado financiero auditado e información relevante proporcionada por ICE.

En el análisis de la información suministrada, el ICE asigna un porcentaje de cada una de las deudas internas y externas para cada sistema, el cual coincide a nivel de total en relación al estado auditado, mas no a nivel de cuentas, por ejemplo los títulos valores por pagar en algunos casos no coincidía a nivel de monto entre el estado auditado y el archivo "Costo Deuda Diciembre 2014 Electricidad". Por lo que la empresa regulada deberá

revisar la asignación de las deudas de manera que la información reportada para próximos estudios coincida en su totalidad con los estados auditados.

Al ICE, se le solicitó tanto en la información adicional como en consultas posteriores por correo electrónico que presentaran el valor de la deuda a diciembre 2014 en concordancia con los estados auditados que indicara el destino del préstamo, tasa de interés, plazo, entre otros datos, sin embargo la calidad de la información suministrada fue insuficiente, por ejemplo el ICE indicó como destino de los recursos las siguientes justificaciones: “proyectos varios compra de bienes y servicios, proyectos ejecutados por la uen pysa, proyectos de generación, mejoras de proyectos de gener. y trans, nuevos proyectos de generación, necesidades de inversión en proy de transmisión” según consta en el archivo “Informe Características Diciembre 2014”, no indican a cuales proyectos se refieren y tampoco profundizan en las necesidades de inversión. También se solicitaron los contratos de todas las obligaciones financieras, y existieron deudas en las cuales no había un contrato asociado.

En función de lo anterior, la falta de justificaciones claras y contratos con base en la detalle de cálculo de la metodología vigente, conllevó a que varias deudas no fueran incorporadas en el cálculo realizado por la Intendencia de Energía.

El costo de endeudamiento se utilizaron los datos proporcionados por ICE, para el estudio tarifario; a su vez se analizaron los contratos presentados para revisar su concordancia con el servicio público en estudio.

Como resultado de lo anterior se determinó que el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta ICE es el siguiente:

Cuadro # 10
ICE-Trasmisión
Rédito de Desarrollo

Sistemas de la empresa ICE	Estimación ICE		Estimación ARESEP	
	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Trasmisión	10,20%	7,43%	8,68%	7,01%
Nota: Se espera que las tarifas empiecen a regir en enero 2016.				

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital de ICE para el sistema de trasmisión (modelo WACC) es de 7,01%; mientras que el costo del capital propio es de 8,68% y el costo de endeudamiento de un 6,00%.

e. Base tarifaria

Según la metodología tarifaria vigente la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa.

El activo fijo neto en operación revaluado promedio, se obtiene como una media aritmética simple del activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo establecido como año base y el activo fijo neto

en operación revaluado estimado al mes de diciembre del periodo proyectado y así sucesivamente en los siguientes años donde se esté solicitando tarifa.

Los saldos iniciales se tomaron de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre del 2014, remitidos por el ICE a la ARESEP para el presente estudio y la segregación por cuentas de la información adicional remitida por la empresa.

Del auxiliar de activos con corte al 31 de diciembre de 2014 se procedió a excluir de la base tarifaria todos aquellos activos que se encontraban totalmente depreciados, los que habían alcanzado su valor de rescate, de igual forma los activos donados según información enviada por el petente, además de aquellos que poseían valores negativos. El ICE envió previamente el auxiliar de activos, según oficio 5407-205-2015, según archivos "Base de datos auxiliar activos en operación (110) corte Diciembre 2014" y "Base Datos 140 Dic-2014", sin embargo este último presentaba diferencias con el estado auditado, posteriormente ante varias consultas con la empresa regulada se determinó que faltaba por incluir los activos de "Corporación ICE" (oficina 50), el cual se incorporó a la base tarifaria según los criterios de asignación dados por la empresa.

Los porcentajes de los componentes interno y externo para cada activo corresponden a los datos suministrados por la empresa para el presente estudio tarifario, según consta en el archivo "AFO_2016 (2) rev_28_8_2015" y que se muestra a continuación:

Detalle	Componente	
	Local	Externo
GENERACIÓN HIDRAULICA	34,9%	65,1%
GENERACIÓN TÉRMICA	43,9%	56,1%
GENERACIÓN SOLAR	77,3%	22,7%
GENERACIÓN GEOTÉRMICA	59,4%	40,6%
GENERACIÓN EÓLICA	36,3%	63,7%
OBRAS DE TRANSMISIÓN	67,6%	32,4%
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	82,5%	17,5%
SUBESTACIONES	52,5%	47,5%
OBRAS DE DISTRIBUCIÓN	52,4%	47,6%
OBRAS DE ALUMBRADO PÚBLICO	38,3%	61,7%
OTROS ACTIVOS EN OPERACIÓN	82,6%	17,4%

Sin embargo, el ICE asigna dicho componente de manera general y posteriormente tiene un componente como otros activos en operación un 82,6% local y un 17,4%. El ICE debe revisar su metodología para la determinación de este componente ya que está asignando una parte externa a activos que por su naturaleza son internos como es el caso de terrenos y edificios; para estos dos ejemplos en el cálculo de la revaluación, se les asignó un 100% de componente local.

En el siguiente cuadro se detalla la base tarifaria para el año 2016.

Cuadro # 11
ICE - Sistema de Transmisión
Cálculo de la Base Tarifaria 2016
(Millones de colones)

Activo fijo neto revaluado promedio	502.587,55
Capital de trabajo	4.717,71
Base tarifaria	507.305,26

i. Saldos iniciales:

Los saldos de las cuentas de activos concernientes a los servicios regulados, según los estados financieros auditados se muestran en el siguiente cuadro resumen:

Cuadro # 12
ICE – Estados Financieros Auditados
Saldos de las Cuentas de Activos al 31/12/2014

Sistema	Cuenta	Costo Act Fijo	Dep. Acm Costo	Revaluación	Dep Acm Rev	V.L
Trasmisión	Activos en Operación	362 869,00	73 355,00	303 177,00	205 922,00	386 769,00
	Otros Activos en Operación	68 751,00	43 860,00	9 693,00	4 285,00	30 299,00

Fuente: Elaboración propia con datos de Estados Financieros auditados ICE.

ii. Adiciones de activos

Las adiciones de activos se tomaron de las cifras estimadas por los técnicos de la Intendencia de Energía, de acuerdo con el análisis de inversiones efectuado, según se detalló en la sección Análisis de inversiones. (Ver apartado II.2.c.iii).

iii. Retiros

La información de los retiros de activos, fue suministrada por los técnicos de inversiones de la Intendencia de Energía, según se detalla en la sección Análisis de inversiones. (Ver apartado II.2.c.v).

iv. Cálculo del activo fijo neto revaluado

Para el cálculo del activo fijo neto en operación revaluado promedio se utilizaron los siguientes criterios:

- Se partió de los saldos a diciembre del 2014, según Estados Financieros Auditados. Estos saldos coinciden con lo reportado en el auxiliar de activos a diciembre 2014, del cual se tomaron las respectivas cuentas, dado que el estado financiero se encontraba de manera resumida.
- Los parámetros económicos utilizados son los indicados en la sección de parámetros de este informe, y se encuentran actualizados con respecto a los utilizados por ICE en sus proyecciones.
- Se utilizaron las tasas de depreciación indicadas por la empresa en el estudio tarifario.
- Se excluyeron los activos totalmente depreciados de la base tarifaria, al igual que los donados, los que alcanzaron su valor de rescate y activos con valores negativos.
- Los porcentajes de componentes interno y externo se tomaron del estudio tarifario de ICE.

Debido a todos los factores citados anteriormente, los saldos del total del activo neto en operación mostraron cambios con respecto a lo calculado por ICE, ya que según la información suministrada en el archivo electrónico "ESTADOS TARIFAS PROPUESTAS SISTEMA DE TRANSMISION 4 DE SETIEMBRE" la empresa calculaba para el periodo 2014 ¢417 068 millones, para el 2015 ¢467 938 millones, en el 2016 ¢560 096 y el 2017 por ¢ 637 197 millones.

Con base a todo lo indicado obtienen los siguientes saldos finales:

Cuadro # 13
ICE
Detalle del activo fijo neto en operación revaluado anual por sistema - Cálculo IE
2014-2017
(Millones de colones)

Sistema	ICE				ARESEP			
	AFNOR* 2014	AFNOR* 2015	AFNOR* 2016	AFNOR* 2017	AFNOR* 2014	AFNOR* 2015	AFNOR* 2016	AFNOR* 2017
Trasmisión	417 068,00	467 938,81	560 096,71	637 197,09	417 228,41	457 154,54	548 020,55	626 526,18

Fuente: Elaboración propia con datos de ICE.

* Las siglas AFNOR significa Activo Fijo Neto en Operación Revaluado.

Cuadro # 14
ICE
Detalle del activo neto en operación revaluado promedio por sistema - Cálculo IE
2014-2017
(Millones de colones)

Sistema	ICE			ARESEP		
	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2014/2015	2015/2016	2016/2017
Trasmisión	442 503,41	514 017,76	598 646,90	437 191,48	502 587,55	587 273,37

Fuente: Elaboración propia con datos de ICE.

v. Depreciación

Según oficio 750-JD-89 emitido el 02 de junio de 1989 por el antiguo SNE, se aprobaron las tablas de depreciación para el ICE, en el cual se detallan cada una de las categorías de activos y sus respectivos valores, por ejemplo las plantas de transmisión tienen una vida estimada de 30 años, un valor de rescate de 5% y una tasa anual de 3,17%, posteriormente indican los otros activos inmovilizados con las tasas de depreciación de las categorías que lo conforman. En el caso de transmisión el archivo “Base de datos auxiliar activos en operación (110) corte Diciembre 2014.xls”, los activos se están depreciando de manera general y no por cada una de las cuentas o categorías que lo conforman, por ejemplo revisando los diferentes proyectos todo se está depreciando al 3,17% anual, sin embargo revisando de manera más detallada con la información del auxiliar de activos, dentro de cada proyecto se encuentran otras cuentas como edificios, planta de emergencia, sistema de sincronización, que de igual forma se está depreciando a 30 años, la misma situación sucede para otras categorías, por lo que se sugiere que el ICE revise la forma en que está categorizando sus cuentas y con ello las depreciaciones utilizadas.

Por lo anterior se utilizaron las tablas de depreciación enviadas por el petente en consultas adicionales para el estudio tarifario.

Activos en operación	Vida útil (años)	Valor de rescate (del costo)	Tasa anual (%)
<u>ICE Electricidad:</u>			
Plantas Hidráulicas	40	10%	2,25%
Plantas Térmicas	30	5%	3,17%
Plantas Geotérmicas	40	10%	2,25%
Plantas Eólicas	20	0%	5,00%
Plantas Generación Solar	30	5%	3,17%
Subestaciones	30	5%	3,17%
Líneas Distribución	30	10%	3,00%
Líneas Transmisión	30	5%	3,17%
Alumbrado Público	20	4%	4,80%
Equipos de control y comunicación	30	5%	3,17%

Fuente: ICE

f. Análisis financiero

i. Criterios de proyección aplicados

Los criterios financieros utilizados por la Intendencia para proyectar los gastos del servicio de transmisión, son los siguientes:

- Para la proyección de gastos de todos los sistemas (generación, transmisión, distribución, y alumbrado público) correspondientes a los años 2015 y 2016, se tomó como año base el 2014, con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo.

- Se realizó un análisis histórico de las partidas para cada uno de los sub periodos de enero a mayo y junio a diciembre 2014, y de enero a mayo 2015 se utilizaron valores reales los cuales se anualizaron y se observó su variación respecto al indicador económico (inflación, decretos salariales, etc.) de los periodos correspondientes.
- Para la proyección de los gastos generales se utilizaron los porcentajes de -0,43% (para los meses de junio a diciembre 2015), 0,87% y 2,14% para los periodos 2015 y 2016, respectivamente.
- Los tipos de cambio utilizados son de ₡540,51 y ₡539,05 por US\$ para los periodos 2015 y 2016, respectivamente.
- Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:
 - ✓ El análisis horizontal sobre las partidas objeto de gasto y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).
 - ✓ El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.
- Para el análisis de las partidas objeto de gasto, se analizó las justificaciones que presentó el ICE, en el caso de las partidas relevantes dentro de la estructura de gastos se procedió a verificar la documentación de respaldo de los registros significativos que permitiera validar la justificación del gasto incurrido.
- Cabe señalar, que en la minuta correspondiente a reunión con funcionarios del ICE el día 13 de abril de 2015, esta Intendencia solicitó al petente aportar la documentación que respalda el gasto incurrido. Ante la omisión de ésta, se consideró los criterios generales de proyección para las partidas concernientes a “servicios”, “materiales” y “transferencias corrientes”.
- En el caso de partidas cuya proyección o ejecución refleja un incremento menor al indicador económico, se consideró el dato que indica la empresa (en el tanto no exista evidencia de que la cuenta amerite otro valor, resultado de su depuración).
- No se consideró la variación de las partidas en las que la entidad no presentó justificación alguna.
- Se excluyó de la proyección las erogaciones de naturaleza no recurrente.
- Se analizaron las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:
 - ✓ Se cotejó las remuneraciones de los periodos 2014 y 2015, así como los reportes a la Caja Costarricense de seguro social. Se observó una disminución significativa de estos objetos de gasto en el año 2015 respecto al anterior.
 - ✓ Se proyectó los salarios del ejercicio 2016, a partir de las erogaciones incurridas por ese concepto para el periodo 2015, éste último contempla los aumentos según los decretos del poder ejecutivo que corresponden a un 1,08% y 0,08% para el primer y segundo semestre del 2015, respectivamente y la inflación para el año 2016 correspondiente a un 4,0% en ese periodo.
 - ✓ Se contemplaron los siguientes porcentajes 8,33%, 8,19%, 9,25%, 0,50%, 1,50%, 5,00%, 0,50%, 5,08%, 1,50% y 3,00% para los objeto de gastos No. 18 “Décimo tercer mes”, 19 “Salario escolar”, 27 “Contribución patronal al seguro de salud de la CCSS”, 28 “Contribución patronal al IMAS”, 29 “Contribución patronal al INA”, 30 “Contribución patronal al fondo de desarrollo social y asignaciones familiares”, 31 “Contribución patronal al BPDC”, 34 “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS”, 35 “Aporte patronal al ROPC” y 36 “Aporte patronal al FCL”, respectivamente.
 - ✓ No se consideró contrataciones en el periodo 2016.

- ✓ Se excluyó los objetos de gasto N° 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos” y los salarios con goce de salario de los miembros de la asociación de bienestar social, el detalle se presenta en el apartado “II.2.f.vi”.
 - ✓ Al no demostrar el gasto a incurrir en el periodo 2016, por concepto de prestaciones legales de las personas próximas a jubilar, retirar, etc.; se excluyó lo concerniente al objeto de gasto N° 311 “Prestaciones legales”.
- Para el caso específico de las cuentas denominadas “contables”, al presentar limitaciones para dar trazabilidad a los montos registrados en cada sistema y cuenta, y no demostrar el gasto incurrido en el sector electricidad (con sus justificaciones y respaldos) se consideró para el año base las cifras ejecutadas del ejercicio 2014, en el tanto éstas no superen el valor incluido para ese periodo en las tarifas vigentes (según consta en el expediente ET-146-2014), en cuyo caso se considera el dato menor, a partir de éste se proyecta los años 2015 y 2016, utilizando como parámetro de referencia la inflación del periodo, citada en los indicadores y criterios generales de proyección. Lo anterior por cuanto, con la información suministrada, tampoco se pudo corroborar los saldos del año base.
 - No se consideró la justificación de la partida N°816 denominada “Estimación para validación existencias en inventario”, la cual indica que su variación “obedece a una aplicación contable realizada a fin de hacer una estimación para validación de existencias en inventarios, debido a un estudio solicitado en los materiales y que se han considerado con riesgo de obsolescencia, lo cual afectó dicho rubro.”
De lo anterior se desprende que dada la naturaleza de estos inventarios, no se incluyó en la proyección la partida denominada “estimación por validación de existencias en inventarios”, ya que es deber de la institución comprobar su obsolescencia, daño y destrucción del bien, a efectos de incorporar el costo en las tarifas eléctricas.
 - No se incorporó en la proyección el objeto de gasto N°817 “estimación de cuentas incobrables”, ya que la entidad debe demostrar la antigüedad de su cartera, la forma de determinar la incobrabilidad de ésta y las gestiones de cobro realizadas, a efectos de incluir su costo en las tarifas, así como la forma de asignar el gasto entre los sistemas y cuentas del sector eléctrico.
 - No se incluyó el objeto de gasto “N° 819 Vacaciones no disfrutadas”, ya que para efectos de incluir la erogación del disfrute de vacaciones de los funcionarios, se determina el gasto real incurrido, éste se refleja en los reportes a la C.C.S.S., la provisión no representa el gasto ejecutado.
 - Se validaron las fechas y montos incluidos en la partida “absorción de partidas amortizables e intangibles” para los periodos de estudio.
 - El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de generación, transmisión, distribución y alumbrado público, con base en los siguientes porcentajes 27%, 18%, 46% y 9%, respectivamente; los cuales se obtuvieron del oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 07 de abril del año 2000. Los montos asignados en el año 2016, ascienden a las sumas de ¢440,54, ¢293,69, ¢579,25 y ¢146,85 millones, en el mismo orden citado, conforme al canon de regulación publicado en la gaceta N° 206 del 23 de octubre del 2015.

ii. Análisis de las principales cuentas del estado de resultados:

- **Ingresos por venta de energía**

Se tomaron los datos recomendados en el estudio de mercado del presente informe.

- **Gastos de operación y mantenimiento:**

- ✓ *La entidad no justificó el incremento de las partidas, además no cuantificó ni presentó la documentación de respaldo de las partidas objeto de gasto N° 53 “Alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario”, 68 “Otros servicios básicos”, 83 “Servicios de ingeniería”, 84 “Servicios en ciencias económicas y sociales”, 86 “Servicios generales”, 87 “Vigilancia”, 89 “Otros servicios de gestión y apoyo”, 96 “Transporte en el exterior”, 97 “Viáticos en el exterior”, 104 “Actividades de capacitación”, 109 “Mantenimiento de edificios y locales”, 110 “Mantenimiento de vías de comunicación”, 113 “Mantenimiento y reparación equipo de transporte”, 114 “Mantenimiento y reparación equipo de comunicación”, 117 “Mantenimiento y reparación de otros equipos”, 123 “Otros impuestos”, 127 “Intereses moratorios y multas”, 145 “Otros productos químicos”, 154 “Materiales y productos metálicos”, 157 “Materiales y productos eléctricos, telefónicos y de cómputo”, 164 “Repuestos y accesorios”, 180 “Textiles y vestuario” y 182 “Útiles y materiales de resguardo y seguridad”, se proyectó el gasto con la inflación del periodo.*

- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.*

- ✓ *En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de €16 411,0 millones por concepto de gastos de operación y mantenimiento.*

➤ **Estudios Preliminares**

- ✓ *Las partidas incluidas en los apartados de Servicios y Materiales y suministros se proyectan con la inflación del periodo.*

- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.*

- ✓ *En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de €312,9 millones por concepto de gastos de estudios preliminares.*

➤ **Gastos complementarios de operación**

No se reconocen €186,2 en el año 2016 por concepto de gastos complementarios de operación porque:

- ✓ *Para el año 2015, entran en operación los proyectos de generación privada Proyecto Eólico Orosi y TilaWind, acerca de este último el petente no indicó en el oficio N°5407-208-2015 si estos gastos son reembolsables a la institución. Asimismo, no demostró el cumplimiento del criterio contable para su registro en esta cuenta (según políticas contables del ICE, esta partida registra los BOT, la supervisión y transferencia de proyectos y los fideicomisos, folios 1338 a 1340, 1352 a 1376).*
- ✓ *Los proyectos no están debidamente justificados, no se remitió un plan de trabajo o detalle de las obras que muestre las actividades a realizar con respectivo monto.*

➤ **Servicio de regulación**

- ✓ *El canon asignado al sistema de generación corresponde a la suma de €293,7 millones, estimado al aplicar un 18%, sobre el canon del periodo 2016, publicado en La Gaceta N° 206 del 23 de octubre del 2015. Este porcentaje fue fijado según lo aprobado en su oportunidad por la ARESEP (el oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 07 de abril del año 2000)*

➤ **Gastos administrativos**

- ✓ *La entidad no justificó adecuadamente el incremento de las partidas N° 82 “Servicios Jurídicos”, 86 “servicios generales”, 89 “otros servicios de gestión y apoyo”, 104 “actividades de capacitación”, por lo que se proyectó el gasto con la inflación del periodo.*
- ✓ *Al no demostrar la recurrencia de las partidas N° 51 “alquiler de edificios, locales y terrenos” y 104 “actividades de capacitación”, se excluyó la variación y se proyectó con la inflación citada en los criterios generales de proyección.*
- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.*
- ✓ *En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de ¢4 699,4 millones por concepto de gastos administrativos.*
- **Seguros**
- ✓ *El monto por concepto de “seguros” asignado al sistema de transmisión asciende a ¢251,6 millones.*
- **Depreciación de activos y otros activos en operación**
- ✓ *El monto incluido en las tarifas del sistema de transmisión por concepto de “depreciación de activos y otros activos en operación” corresponde a ¢24 667,2 millones, estimado con base en el cálculo de la base tarifaria y la revaluación de activos, según se detalla en la sección de base tarifaria.*
- **Absorción de partidas amortizables e intangibles**
- ✓ *Para la estimación de esta cuenta se utilizó la metodología empleada por el ICE, esta involucra la comprobación de los cálculos (considerando las fechas de adquisición de los activos), el resultado de este análisis demostró la existencia de dos o más adquisiciones de una licencia y/o software en un mismo periodo, amortizables a un plazo de 3 años, para efectos de cálculo, se consideró una licencia por periodo, ajustando el monto a amortizar. Siendo el monto incluido en el cálculo de ¢494,2 millones.*
- **Alquileres operativos de instalaciones**
- ✓ *A efectos de la proyección de la cuenta alquileres operativos de instalaciones, el gasto de mantenimiento que es parte complementaria de la cuota de arrendamiento, del proyecto geotérmico Pailas en el año 2016, se incluyó en las tarifas el monto facturado en el año 2015, aplicando la inflación que corresponde a cada periodo, a su vez éste se distribuyó entre los sistemas de generación y transmisión.*
- ✓ *Para el año 2016, se incluyó en las tarifas del sistema de generación el monto de ¢9 680,5 millones.*
- **Costos EOR-OMCA-MER CRIE, Complem. SIEPAC y trans. regional**

- ✓ Para estimar los costos administrativos del EOR-OMCA para el año 2016, se utilizó la tarifa promedio de \$0,1967 por cada MWh, obtenida de los datos reales de enero a octubre, publicados en el DTER⁸; éste último dato difiere de la estimación del ICE debido a que el ICE utilizó datos a mayo (\$0,2066/MWh).
 - ✓ Una vez que se obtuvo la tarifa para cada MWh, el área de mercado de esta Intendencia procedió a estimar la demanda para el año 2016, correspondiente a 8 701,9 MWh (estas estimaciones se ajustaron con los parámetros económicos utilizados en este informe). El cargo asciende al monto de US\$1 711 719,1 o su equivalente €922,7 millones para ese periodo.
 - ✓ A la fecha del análisis de la solicitud tarifaria, no estaba actualizado el monto presupuestario del EOR para el año 2016, debido a que éste se aprueba y publica al final de cada año. La resolución No. CRIE-43-2015, publicada en la página electrónica de la CRIE a partir del 2 de diciembre de 2015, aprobó el Presupuesto de la CRIE para el año 2016; sin embargo, no brinda el cargo estimado por país.
 - ✓ El Cargo Complementario de la Línea SIEPAC que se consideró en la tarifa corresponde al monto de US\$19 729 659, conforme “el Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la línea SIEPAC” para Costa Rica en el año 2015, según la Resolución N° CRIE-40-2014, del 10 de diciembre del 2014; éste dato se actualizó con los parámetros económicos de la Autoridad Reguladora, para un total de €10 635,3 millones.
 - ✓ El monto incluido en las tarifas del sistema de transmisión por concepto de “costos administrativos del EOR-OMCA” y el “cargo complementario de la Línea SIEPAC” asciende a €11 558,0 millones para el año 2016.
- **Gestión Productiva**
- ✓ Las partidas incluidas en los apartados de Servicios y Materiales y suministros se proyectan con la inflación del periodo.
 - ✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.
 - ✓ En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de €6 799,5 por concepto de gastos de estudios preliminares.

iii. Capital de trabajo:

El capital de trabajo es el producto de los costos diarios de la empresa y el período medio de cobro de cada sistema objeto de estudio.

El período medio de cobro se obtiene de las cuentas por cobrar por servicios prestados (no incluye cuentas no comerciales), según saldo promedio mostrado en los Estados Financieros Auditados de los años 2012, 2013 y 2014. El total de estas cuentas por cobrar se divide entre las ventas de energía local, según los Estados

⁸ Documentos de Transacciones Económicas Regionales (DTER), página web www.enteoperador.org en el apartado de Administración del MER/Informes Públicos Procesos Comerciales del MER/Costa Rica

Financieros Auditados (no incluye servicios institucionales) y se multiplica por 360 días, para la obtención de un período medio de cobro de 33,96 días, el detalle de estos cálculos se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro # 15
ICE - Sistema de Transmisión
Calculo del Período Medio de Cobro
(Millones de colones y días)

CONCEPTO	2012	2013	2014	PROMEDIO
CUENTAS POR COBRAR	6.171,00	4.386,00	4.396,00	4.984,33
VENTAS	48.261,00	55.133,00	55.104,00	52.832,67
ROTACION DE CUENTAS POR COBRAR	0,13	0,08	0,08	0,09
PERIODO PROMEDIO DE COBRO	46,03	28,64	28,72	33,96

Fuente: Elaboración propia.

En el cálculo del capital de trabajo, al gasto de operación se le excluye las depreciaciones, tanto de activos en operación como de otros activos en operación y los gastos por partidas amortizables, ya que éstas no representan erogaciones reales de efectivo. Los gastos así obtenidos, se dividen entre 360, para obtener los costos diarios y se multiplican por el período medio de cobro detallado en el cuadro anterior para obtener un capital de trabajo por el monto de ¢4 717,7 millones para el año 2016.

iv. Análisis de Resultados

Los siguientes son los resultados obtenidos para el sistema de transmisión una vez que se realizaron las modificaciones explicadas en los puntos anteriores; se registra una disminución de un 12,1% en el total de gastos, respecto a los costos solicitados por el ICE en el período 2016, tal como se muestra en el cuadro a continuación:

Cuadro # 16
ICE –Sistema de Transmisión
Resumen de Costos y Gastos de Operación 2015
(en millones de colones)

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Variación Absoluta	Variación Porcentual
Operación y Mantenimiento de Transmisión	24.712,12	16.411,01	(8.301,12)	-34%
Estudios preliminares	588,61	312,92	(275,68)	-47%
Complementarios de operación	186,17	-	(186,17)	-100%
Servicios de regulación	261,04	293,69	32,65	13%
Administrativos	6.292,19	4.699,41	(1.592,78)	-25%
Seguros	255,90	251,59	(4,30)	-2%
Depreciación activos en operación	21.338,41	24.667,23	3.328,82	16%
Depreciación otros activos en operación	670,25	-	(670,25)	-100%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	498,60	494,16	(4,44)	-1%
Alquileres Operativos de Instalaciones	9.743,03	9.680,46	(62,57)	-1%
Costos EOR-OMCA-MER CRIE, Complem. SIEPAC y tra	12.054,30	11.557,94	(496,36)	-4%
Gestión productiva	8.879,81	6.799,48	(2.080,33)	-23%
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	85.480,42	75.167,90	(10.312,52)	-12%

Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía

v. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito calculado, se concluye que el servicio de transmisión que presta el ICE necesita una disminución promedio del 1,4%, generando un rédito ajustado por redondeo del 7,03% para el año 2016.

vi. Sobre componentes y beneficios relacionados con el Estatuto de Personal del ICE

a) Competencias de la Aresep para excluir costos no relacionados con el servicio público

La Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de los servicios públicos regulados, de conformidad con las metodologías aprobadas por la Junta Directiva, así como lo establecido para tales efectos en el artículo 4 inciso c) en relación con el artículo 3 inciso b), así como los artículos 6 incisos a) y d), 31 y 32 incisos b) y c), 2 de la Ley 7593, facultan a la Aresep a excluir de los estudios tarifarios gastos que sean incompatibles con el principio de servicio al costo o que no tengan relación directa con la prestación del servicio.

Al respecto, el 22 de octubre de 2012, el Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda del II Circuito Judicial de San José, mediante la resolución 2510-2012, definió claramente las competencias amplias, excluyentes y exclusivas, que posee la Autoridad Reguladora en la fijación de tarifas en los servicios públicos. De dicha resolución, se extrae lo siguiente:

[...]

Luego de analizar los artículos 4, 6, 14, 31 y 32, de la Ley 7593, el juez, llega a las siguientes conclusiones: [...] **1)** ARESEP por su Ley 7593, tiene competencias amplias, excluyentes y exclusivas en la regulación, fijación y supervisión de las tarifas o precios de los servicios públicos; **2)** La ARESEP tiene discrecionalidad técnica que le permite realizar los análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios de las fijaciones tarifarias, utilizando las metodologías o modelos económicos que mejor se adapten al servicio público que se debe evaluar; **3)** La discrecionalidad técnica de la ARESEP debe estar orientada por los principios de equilibrio financiero, servicio al costo, de no coadministrar y de responsabilidad del gestor; **4)** La ARESEP está obligada a girar instrucciones técnicas con la finalidad de que los servicios públicos se brinden de la mejor manera posible. Estas recomendaciones técnicas no pueden confundirse con coadministración del prestador ni con la extralimitación de funciones; **5)** Los prestadores de servicios públicos están obligados por la Ley 7593, a acatar las instrucciones o recomendaciones técnicas de la ARESEP y tienen la obligación de realizar los ajustes internos que estimen convenientes, sin que esto se confunda con una invasión de las facultades propias del operador del servicio público; **6)** En el presente caso, la ARESEP es competente para analizar técnicamente la solicitud de ajuste tarifario [...]

En relación a la discrecionalidad dada por el artículo 32 de la Ley 7593, la cual faculta a la Aresep para excluir costos ajenos a la prestación del servicio público, la Procuraduría General de la República en el Dictamen C-242-2003, del 11 de agosto de 2003, ha señalado:

[...] el artículo 32 reconoce una cierta "discrecionalidad" a la Autoridad Reguladora e incluye conceptos jurídicos indeterminados en su redacción. Lo que da un margen de libertad de apreciación al Ente Regulador a efecto de determinar si una erogación es necesaria para la prestación del servicio, si es proporcional en relación con los "gastos normales de actividades equivalentes" o si es excesiva. Por el contrario, escapa a la discrecionalidad de la Autoridad Reguladora la posibilidad de reconocer como costo: "las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada". De manera que si un gasto o inversión pretende financiar actividades ajenas a esos elementos relacionados con la actividad regulada, tendría que ser rechazado, deber jurídico, por la Autoridad Regulador. Es por ello que [...]En tratándose de los servicios públicos de carácter económico, por el contrario, la fijación de la tarifa debe permitir cubrir los costos y optimizar la prestación económica, de manera tal que no exista o se reduzca el déficit de explotación, se practiquen costos reales y se garantice una cierta competitividad. Por ello, la regla es que la tarifa debe responder al costo. Ergo, la tarifa debe cubrir los costos del servicio y permitir un normal beneficio o utilidad para el prestatario del servicio [...] (Dictamen C-242-2003, ya citado)

En virtud de todo lo anterior, la Aresep en uso de sus competencias y facultades está autorizada por ley para excluir aquellos gastos ajenos a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.

b) Costos a excluir derivados del Estatuto de Personal del ICE

Mediante el oficio 1962-IE-2015, del 11 de noviembre de 2015, la IE, le solicitó al ICE, el detalle de los componentes salariales y beneficios otorgados a sus funcionarios, contenidos en el Estatuto de Personal vigente, y es por medio de los oficios 0510-1493-2015 del 18 de noviembre de 2015, 0510-1524-2015 del 25 de noviembre de 2015, que el ICE dio su respuesta.

Una vez analizada la información enviada por el ICE, mediante el oficio 2124-IE-2015 del 2 de diciembre de 2015, la IE le solicitó al ICE aclarar el alcance de una serie de rubros específicos, contenidos en los oficios citados, a saber, en lo conducente:

[...]

1. Para aquellos objetos de gasto que registran dos o más "Componentes salariales y beneficios a trabajadores del ICE" [...]
2. Para los componentes referenciados con letras de la "A" a la "J" (según archivo electrónico "0510-1524-2015-Anexo (Anexo 1).xls"), indicar en cual objeto de gasto están incluidos.
3. Del componente "Permisos varios con goce de salario" con referencia "C" [...]
4. En el caso específico de que el componente "Pago de prestaciones por terminación de contrato" con referencia "H" no esté incluido en los OG N°37 "Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos" y N° 311 "Prestaciones legales", deberá demostrar y detallar el gasto incurrido con su respectivo cálculo.
5. Del componente "Permisos para la asociación de bienestar social" con referencia "F" se requiere remitir detalle con las horas y el monto del salario que concierne al permiso otorgado a los miembros de la Junta directiva de la asociación de Bienestar Social para realizar sus actividades. Asimismo, indicar si el ICE otorga un beneficio económico para atender las necesidades citadas, tales como la compra de equipo, beca a hijos, entre otros; en caso afirmativo, es necesario suministrar detalle de éste incentivo.
6. En relación al OG N° 37 "Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos" se requiere identificar los montos asociados a cada sistema correspondientes a: i) el aporte del patrono para satisfacer las necesidades de vivienda de los funcionarios, ii) el aporte del patrono para cubrir la provisión de cesantía, iii) el aporte porcentaje destinado a los indicado en los puntos i y ii, que totalizan un 6% según el "estatuto de personal del ICE" y iv) demostrar el origen del total del gasto tomando en consideración que este rubro registra un equivalente al 10,5%, por lo que el 4,5% restante no se contempla en el estatuto citado.
7. Indicar si la entidad cuenta con la figura de Asociación Solidarista de empleados.
8. Demostrar los cargos registrados en el OG N°311 "Prestaciones legales" con un detalle de los funcionarios que se acogieron a este derecho (para los periodos del 2014 al 2016), así como los rubros y montos considerados en su cálculo. Indicar la diferencia que existe entre este objeto de gasto y la

cesantía que se indica en el OG N°37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos”. [...]

Posteriormente, mediante el oficio 0510-1570-2015 del 4 de diciembre de 2015, el ICE, procedió a dar respuesta parcial a las aclaraciones solicitadas por esta Intendencia. El ICE mediante archivo adjunto al citado oficio respondió lo siguiente:

[...]

- Punto 1: En los rubros correspondientes a los OG 010-017 y 020. Periodos 2014 y 2015
- Punto 3: Sobre permisos varios con goce de salario de personas que se encuentran laborando en otras instituciones.
- Punto 5: Permisos para la ASOBISO
- Punto 7: Sobre el tema de la Asociación Solidarista [...]

En este mismo oficio, el ICE señaló que quedaron pendientes de respuesta los puntos 1,2,4,6 y 8 contenidos en el oficio 2124-IE-2015, en razón de que esos rubros [...] son muy gruesos y requieren de mucho análisis para poder concluir con promedios salariales y promedios de los trabajadores[...].

El 8 de diciembre de 2015 mediante el oficio 0510-1578-2015, el ICE, de forma extemporánea al plazo otorgado por la Intendencia en el oficio 2124-IE-2015, procedió a entregar la información faltante requerida, sin embargo la misma, no completó los datos solicitados por la IE.

Una vez analizada la documentación remitida por el ICE, así como las justificaciones y documentación complementaria, se identificaron algunos costos relacionados con beneficios y componentes incluidos en el Estatuto de Personal, que por su naturaleza no guardan relación con la prestación del servicio público brindado o, en su defecto, que no fueron debidamente justificados por el ICE, razón por la cual lo que procede es excluirlos del cálculo de las tarifas, al amparo de lo establecido en la Ley 7593.

El cuadro 17 muestra el resumen de los beneficios del Estatuto de Personal que se excluyen de la petición tarifaria, cuyo detalle se presenta a continuación:

Cuadro N° 17
Detalle de beneficios del Estatuto de Personal que se excluyen en las tarifas
Periodo 2016
(Datos en millones de colones)

Norma Estatutaria	Descripción y análisis	OG	2016
Fondo de Garantías y Ahorro. Capítulo XXXVIII del Estatuto de Personal.	Todo trabajador del Instituto nombrado en propiedad, con las excepciones establecidas en el párrafo 3-3 del Capítulo Disposiciones Generales, de este Estatuto, tiene derecho a recibir los beneficios del Fondo Garantías y Ahorro -originado en la Ley N° 3625 de 21 de diciembre de 1965-, de	OG-37	¢11.097,93

	<p><i>conformidad con las normas que regulan la operación del Fondo de Garantías y Ahorro, el Reglamento de Préstamos y el Reglamento de Préstamos para Vivienda, que se agregan como anexos y forman parte de este Estatuto. El trabajador del Instituto, al ser nombrado en propiedad y adquirir la condición de miembro del Fondo de Garantías y Ahorro, aportará al mismo una suma equivalente a un cinco por ciento (5%) de su salario ordinario, que será deducida directamente de los pagos periódicos que reciba por concepto de salarios. El Instituto aportará regularmente, con destino al Fondo de Garantías y Ahorro, una suma equivalente al seis por ciento (6%) de los salarios ordinarios, devengados por los trabajadores protegidos por el Fondo de Garantías y Ahorro. Capítulo XXXVIII.</i></p> <p><i>Ante la falta de justificación e inconsistencias citadas, la IE no incorporó en la proyección los registros del OG N°37 Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos, tal como se puede ver ampliamente en el apartado "Análisis sobre Fondo de Garantías y Ahorro contenido en el Capítulo XXXVIII del Estatuto de Personal del ICE". Además el ICE no presenta las justificaciones que relacione este gasto con la prestación del servicio público.</i></p>		
--	---	--	--

<p>Gastos de funerales y sepelios. Capitulo XXXVI. Artículo 36-1 del Estatuto de Personal</p>	<p>Como un beneficio independiente de las sumas que por cualquier concepto paguen el ICE y/u otras instituciones, con motivo de la terminación de un contrato por muerte del trabajador, el Instituto entregará a los familiares un auxilio para funerales y sepelio por un monto equivalente a la categoría salarial 21 con jornada de 40 horas, al momento del fallecimiento. Quienes reclamen esa suma deberán demostrar su parentesco y afinidad con el trabajador fallecido y aportar los comprobantes respectivos, que indiquen con certeza que realizaron el gasto. En caso de muerte por accidente laboral, la Gerencia General podrá autorizar el pago de otros gastos adicionales, propios de un suceso de esa índole.</p> <p>La IE, considera que este gasto responde a una colaboración económica del patrono al trabajador que resulta ajena e innecesaria para la prestación del servicio, ya que el ICE no justifica su relación con el mismo.</p>	<p>OG-309</p>	<p>¢2.51</p>
<p>Permisos para la asociación de bienestar social. Artículos 28-25 al 28-6 del Estatuto de Personal</p>	<p>Se concederá permiso especial a los miembros de la junta directiva de la asociación de Bienestar Social de la siguiente manera: medio día al mes para asistir a reuniones de Junta Directiva, medio día al año para realizar las asambleas ordinarias y medio día adicional para preparar la logística de estas asambleas, otros permisos adicionales para la atención de casos especiales, se concederá medio día de permiso especial, para los afiliados que participen en las asambleas aprobadas por DHC. En los oficios números No.0510-1524-2015, No. 0510-1570-2015 y sus anexos, el ICE señala que estos permisos corresponden a las reuniones de la</p>	<p>F</p>	<p>¢1,70</p>

	<p><i>Junta Directiva de la Asociación de Bienestar Social que atiende situaciones y solicitudes de los trabajadores asociados sobre necesidades básicas y urgentes como: equipo y materiales médicos, becas hijos familias de bajos recursos, siniestros (inundaciones, incendios, derrumbes, otros).</i></p> <p><i>Se considera que este rubro es ajeno e innecesario con la prestación del servicio público brindado por esa Institución, ya que el ICE no justifica su relación con el mismo.</i></p>		
	Total		¢11.102,14

Fuente: Elaboración propia.

- c) *Análisis sobre Fondo de Garantías y Ahorro contenido en el Capítulo XXXVIII del Estatuto de Personal del ICE*

Con el fin de reconocer en la tarifa los rubros contenidos en la Ley 3625 y el Estatuto de Personal de dicha Institución, la IE, mediante el oficio 2124-IE-2015 le solicitó al ICE justificar, entre otros rubros relacionados, la cuenta OG N° 37 "Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos". Al respecto, según la respuesta brindada en el oficio N° 0510-1578-2015 citado, el ICE fue inconsistente y no logró justificar fehacientemente la información que resultaría trascendental para el análisis del presente estudio tarifario, en relación con lo anterior se realizan las siguientes observaciones:

En relación al objeto de gasto N° 37 "Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos", el ICE indicó mediante el oficio N° 0510-1578-2015 mencionado supra, que éste corresponde al aporte que hace la Institución como patrono al Fondo de Garantía y Ahorro (FGA) de un 6% y un 4,5% sobre la pensión complementaria de cada uno de los funcionarios.

Cabe mencionar que los objetos de gasto N° 35 "Aporte patronal al régimen obligatorio de pensiones complementarias" y 36 "Aporte patronal al fondo de capitalización laboral" incorporan el 4,5% correspondiente a la pensión complementaria de los funcionarios, éstos montos se reportan a la Caja Costarricense del Seguro Social y son la base de proyección utilizada por la IE para su cálculo. El objeto de gasto N° 37 refiere al mismo concepto y porcentaje, y la entidad no logró justificar la necesidad de incorporar éste aporte adicional en las tarifas, considerando que ya los funcionarios gozan de éste beneficio.

Por otra parte el Estatuto de Personal del ICE, en el artículo 38-1, establece que:

[...]Todo trabajador del Instituto nombrado en propiedad, con las excepciones establecidas en el párrafo 3-3 del Capítulo Disposiciones Generales, de este Estatuto, tiene derecho a recibir los beneficios del Fondo Garantías y Ahorro -originado en la Ley N° 3625 de 21 de diciembre de 1965-, de conformidad con las normas que regulan la operación del Fondo de Garantías y Ahorro, el Reglamento de Préstamos y el Reglamento de Préstamos para Vivienda [...]

Asimismo, la Ley 3625 indica lo siguiente:

[...]El Instituto deberá destinar las reservas y fondos constituidos con ese objeto, al pago de prestaciones laborales y fondo de garantías y ahorro del personal permanente, y continuar efectuando los aportes correspondientes en una suma no menor a la aportada por los funcionarios y empleados que coticen para el fondo [...]

El Estatuto y la ley 3625, muestran que los recursos del FGA son destinados para préstamos personales, préstamos de vivienda de los funcionarios y el pago de prestaciones legales. La IE considera que los costos originados de los préstamos y los préstamos de vivienda a los funcionarios, no fueron justificados por el ICE y es por ello que no se incluye en las tarifas eléctricas. En relación a las prestaciones legales, la entidad no brindó detalle de los funcionarios que se acogerán a este derecho para el año 2016, de forma tal que se pueda estimar el gasto a incurrir por ese concepto, que el que eventualmente podría ser incorporado.

Ante la falta de justificación e inconsistencias citadas, la IE no incorporó en la proyección los registros del OG N°37 Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos.

Es por lo anterior que la información técnica requerida por la Aresep a los prestadores de los servicios públicos resulta indispensable para el ejercicio adecuado de las competencias regulatorias, en este caso la de fijar tarifas, la cuales no se puede ejercer de forma efectiva sin la información solicitada, en el caso particular, el ICE no logró aclarar oportunamente las consultas realizadas por esta Intendencia, resultando la información aportada inconsistente e injustificada, por lo cual dicho Fondo no se incluye dentro de la fijación tarifaria, en aplicación de los artículo 32 y 33 de la Ley 7593.

III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS Y LA TARIFA

La variación en las tarifas del servicio de transmisión que presta el ICE se explica primordialmente por las siguientes razones:

- 1. Los gastos que la Intendencia de Energía estima para el 2016 serían ¢ 10 312,5 millones menores a los solicitados por el ICE (-12,1%). Algunos de los gastos que más se ha ajustado, según los cálculos de la IE con respecto a los presentados por el ICE son: operación y mantenimiento, gestión productiva y administrativos. Cabe señalar que en la estructura de costos, la disminución del 89% corresponde a las partidas de contables.*
- 2. En cuanto a las inversiones o adición de activos para el año 2016, la Intendencia estimó ¢574 millones menos que lo solicitado por el ICE (-0,3%).*

3. La base tarifaria que ha reconocido la IE para el 2016 es inferior en ¢ 3 293,7 millones a la base calculada por el ICE (-8,5%).
 4. Todo lo anterior implica que mientras el ICE solicita unos ingresos adicionales de ¢ 11 165,1 millones para el 2016, la IE recomienda aprobar una disminución de ¢ 1 228,4 millones.
- (...)

V. CONCLUSIONES:

1. El ICE solicitó una tarifa promedio del 9,85% en el transporte de electricidad T-TE y para el transporte de electricidad en dólares T-TEb.
2. Con base en las estimaciones de la IE, se propone una disminución en el precio al pasar de ¢12,00 por kWh a ¢ 11,83 por kWh, la cual empezaría a regir a partir del 1 de enero de 2016; lo que representa una disminución de -1,40% con respecto a la vigente.
3. Con la tarifa propuesta los ingresos disminuyen con respecto a los ingresos con tarifa vigente en ¢-1 587,7 millones para el 2015

(...)

- II. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la consulta pública, del oficio 2220-IE-2015 citada, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

Oposición: Defensoría de los Habitantes: Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, portadora de la cédula de identidad número 108120378, en su condición de Directora de Asuntos Económicos de la Defensoría de los Habitantes. **Notificaciones:** Al fax número 4000-8700.

Generación y transmisión

Manifiesta que las observaciones realizadas para el sistema de generación y relacionadas con los procedimientos de proyección de los costos y gastos para los años 2015, 2016 y 2017, son válidas para el sistema de transmisión, por lo que se analizan en conjunto.

- a) Argumenta el oponente que el del rédito para el desarrollo de los años 2009 a 2015 ha oscilado entre 2,75% y 6,32%, lo que da un promedio de 4,24%. Excluyendo el monto solicitado por el ICE se obtiene un rédito del 3,01%, por lo que solicitan a la ARESEP definir un valor apropiado del rédito para el desarrollo de este sistema y que si se considera apropiado el rédito resultante a tarifas actuales (3,01%), no se apruebe ajuste alguno para este sistema.

Se le hace saber al oponente que con base a la metodología vigente, nos corresponde analizar y determinar la razonabilidad de la solicitud, entre otros lo correspondiente al rédito para el desarrollo, por lo que es a través de ese análisis que esta Intendencia determinará el rédito estrictamente necesario de tal forma que se pueda garantizar el adecuado desarrollo del servicio público, tal como lo establece la Ley 7593. Es importante tomar en cuenta que el fin del rédito para el desarrollo es que las empresas cuenten con fondos suficientes para garantizar las inversiones futuras que permitan la prestación del servicio en condiciones de calidad y que se preste de forma continua y confiable.

- b)** *Indica el oponente, que para la proyección de los costos y gastos del 2016 y 2017 basados en los datos estimados del 2015, se utilizan proyecciones de inflación interna, inflación externa y devaluación estimadas por el BCCR según el Programa Macroeconómico 2015-2016, revisado en julio 2015. Dichas premisas se encuentran en revisión dado que los resultados reales no se ajustan a lo previsto en esa oportunidad, por lo que consideran se podrían estar exagerando la inflación y devaluación esperada para estos años.*

El análisis que se ha efectuado a la solicitud presentada por el ICE incluye la incorporación de parámetros macroeconómicos calculados por la Intendencia, que se ajustan a la realidad económica actual, las proyecciones efectuadas por el BCCR y el Fondo Monetario Internacional, pero ajustados tal y como indica el opositor a los resultados obtenidos a la fecha, tal como se expone en el apartado de parámetros utilizados.

- c)** *Indica el oponente, que la estructura de costo, presentada por el ICE, para el año 2015 muestra un aumento con relación al año anterior, y que ésta es la base para proyectar los años siguientes, por lo que considera necesario que la ARESEP realice una revisión de los datos de costos estimados para el periodo en cuestión ya que este tiene una base real (enero-mayo 2015) y otra proyectada mediante estimación del IPC (junio-diciembre 2015).*

Tal y como lo indica el opositor, la Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionado o que no sea necesario para la prestación del servicio, utilizando las cifras reales más recientes con las que se contaba (mayo 2015), depurando las mismas de conformidad con los principios indicados.

- d)** *Expone el oponente que si para el 2016 se mantuvieran las mismas ventas del 2015 el rédito que se alcanzaría es de 3,88% y que si se le aplicara a las ventas del 2015 del 4% de demanda, según tabla 1.3 presentada en el estudio, el rédito alcanzaría el 4,84% el cual es mayor al resultado del 2014 y 2015 (4,22% y 3,68% respectivamente). Indican, que dependiendo de los supuestos realizados sobre el comportamiento de ventas, el sistema de generación podría requerir un ajuste menor o inclusive ningún ajuste para el 2016, por lo que consideran necesario que la Autoridad Reguladora revise la metodología utilizada para la proyección de ventas de energía eléctrica.*

Se le hace saber al oponente que con base a la metodología vigente, nos corresponde analizar y determinar la razonabilidad de la solicitud, entre otros lo correspondiente al rédito para el desarrollo, por lo que es a través de ese análisis que esta Intendencia determinará el rédito estrictamente necesario de tal forma que se pueda garantizar la prestación óptima del servicio público, tal como lo establece la Ley 7593. Con relación a las ventas proyectadas, esta Intendencia hace su propio análisis, tal como detalla en la sección de mercado.

- e) Solicitan a la Autoridad Reguladora revisar el programa de inversiones planteado por el ICE para los años 2016 y 2017 ya que se mantiene un nivel de ejecución por debajo de lo otorgado, por lo cual es necesario ajustar las estimaciones de inversión según lo realmente factible para que los recursos que se aprueben para financiar los planes de inversión no incrementen innecesariamente las tarifas de los usuarios.

Se coincide con lo externado por el opositor, la Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y que lo correspondiente a las inversiones, éstas son analizadas por un equipo técnico que determinará la razonabilidad, necesidad de éstas y capacidad real de ejecución de las mismas, tal y como se detalla en el apartado de inversiones.

Distribución

- f) Indica el oponente que del ajuste solicitado del 8,27% para el sistema de distribución, el 87,5% es para cubrir el efecto GENTRA (aumento solicitado en las tarifas de generación y transmisión), por lo que el aumento para costos propios sería del 1,1%. En el escenario de que no se aprueben ajustes para las tarifas de generación y transmisión se observa un aumento en los ingresos totales de distribución del 1,1%, igual para cubrir los costos propios, por lo que consideran, bajo ese escenario, que no es necesario ajustar las tarifas de este sistema.

Tal y como lo expone el oponente, no se puede dejar de trasladar el efecto de generación y transmisión ya que se pondría en riesgo el equilibrio financiero de la empresa, pero le hace saber que tanto para el estudio del sistema de generación como para el de transmisión esta Intendencia hace los análisis basados en la metodología vigente y en apego al principio de servicio al costo de tal forma que se trasladen a al sistema de distribución lo necesario para prestar el servicio. Además cabe indicar que las proyecciones se basan en parámetros macroeconómicos calculados por la Intendencia, que se ajustan a la realidad económica actual, las proyecciones efectuadas por el BCCR y el Fondo Monetario Internacional y el comportamiento de dichas variables a la fecha, tal como se expone en el apartado de parámetros utilizados.

- g) En relación al rédito pretendido (6,37%), indica el oponente que de no realizarse ajustes a los otros sistemas (generación y transmisión) éste llegaría a 6,21%, sin embargo se da el ajuste a los ingresos adicionales se podría llegar a un 7,37%. Por lo anterior solicitan definir un valor apropiado del rédito para el servicio de distribución.

Se le hace saber al oponente que con base a la metodología vigente, nos corresponde analizar y determinar la razonabilidad de la solicitud, entre otros lo correspondiente al rédito para el desarrollo, por lo que es a través de ese análisis que esta Intendencia determinará el rédito estrictamente necesario de tal forma que se pueda garantizar el adecuado desarrollo del servicio público, tal como lo establece la Ley 7593. Es importante tomar en cuenta que el fin del rédito para el desarrollo es que las empresas cuenten con fondos suficientes para garantizar las inversiones futuras que permitan la prestación del servicio en condiciones de calidad y que se preste de forma continua y confiable.

- h) Solicitan que revise el programa de inversiones del ICE para el sistema de distribución para los años 2016 y 2017, ya que este se sustenta, en parte, por los mayores ingresos que se obtendrían con el incremento solicitado y, además, no se ha mantenido un nivel estable de ejecución de las inversiones.

Por lo anterior solicitan ajustar las proyecciones de inversión de acuerdo con lo que es factible desarrollar, de manera que no se recarguen las tarifas a los usuarios de todos los sistemas.

Se coincide con lo externado por el opositor, la Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y que lo correspondiente a las inversiones, éstas son analizadas por un equipo técnico que determinará la razonabilidad, necesidad de éstas y capacidad real de ejecución de las mismas, tal y como se detalla en el apartado de inversiones.

Alumbrado Público

- i) Indican que la estimación de costos y gastos operativos del sistema de alumbrado público, sigue la metodología general aplicada por el ICE en los otros sistemas, de manera que lo indicado en los apartados anteriores, respecto al desfase de los indicadores macroeconómicos para proyección, es aplicable a la solicitud de ajuste de alumbrado público.*

El análisis que se ha efectuado a la solicitud presentada por el ICE incluye la incorporación de parámetros macroeconómicos calculados por la Intendencia, que se ajustan a la realidad económica actual, las proyecciones efectuadas por el BCCR y el Fondo Monetario Internacional y el comportamiento de dichas variables a la fecha, tal como se expone en el apartado de parámetros utilizados.

Oposición: Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula de persona jurídica número 3-002-042023, representada por el señor Carlos Montenegro Godínez, cédula de identidad número 106320878, en su condición de Apoderado General de administración.

Notificaciones: A los correos electrónicos: cmontenegro@cicr.com, lperras@cicr.com

Distribución

- a) Indican que debido a la pérdida en las ventas y clientes industriales, consideran importante apoyar los esfuerzos del MINAE para que desde el Plan Nacional de Energía se dictara una política para formalizar una tarifa competitiva para la industria costarricense. Además apoyan los esfuerzos de levantar requisitos a la tarifa de media tensión b (T-MTb) para que pueda ser usada por un grupo mayor de grandes industrias. Por lo anterior solicitan se logre instaurar la tarifa T-MTb para avanzar en el establecimiento de tarifas competitivas para la industria.*

Esta Intendencia concuerda con lo expuesto por el oponente y en apego a lo establecido en el Plan de Nacional de Energía se calcula en esta fijación tarifaria la nueva tarifa T-MTb de conformidad con el mismo, incluido el ajuste a la descripción de la misma. Por otro lado, se están realizando los esfuerzos para generalizar dicha tarifa al resto del país.

- b) Indican que los principales costos de distribución se deben a la energía y potencia de ICE generación y transmisión los cuales presentaban un exagerado aumento para el 2015 y 2016. También les preocupa el alto crecimiento que en los dos últimos años se han dado en los gastos de operación, mantenimiento, comercialización y administrativos, así como en la depreciación. Solicitan una revisión de estos gastos por parte de la ARESEP.*

Se le indica al oponente que no se puede dejar de trasladar el efecto de generación y transmisión ya que se pondría en riesgo el equilibrio financiero del servicio público, además se le hace saber que tanto para los estudios de todos los sistemas esta Intendencia hace los análisis basados en la metodología vigente y en apego al principio de servicio al costo de tal forma que se trasladan al sistema de distribución lo adecuado, excluyendo todo aquel costo o gastos desproporcionados o que no sea necesario para la prestación del servicio. En las distintas secciones se explican los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Transmisión

- c) Argumentan que para el sistema de transmisión les preocupa el crecimiento de los ingresos y gastos por encima de la inflación que se alcanzará para los años 2015 y 2016, por lo que solicitan a la ARESEP revisar todos aquellos gastos que no son requeridos para brindar el servicio, así como el prorrateo de los costos reales en los periodos correctos, pues algunos gastos como los de alquileres operativos podrían estar cargando innecesariamente las tarifas.*
- d) Indican que el aumento solicitado para el peaje en el sistema de distribución no resulta consistente pues la demanda no está creciendo, por lo que solicitan a la ARESEP el rechazo de estos aumentos.*

Se le hace ver al oponente que esta Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionados o que no sea necesario para la prestación del servicio. En las distintas secciones se explican los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Respecto al estudio de transmisión incluso esta Intendencia propone una disminución de las tarifas, de conformidad con el resultado del análisis realizado.

Generación

- e) A pesar de que se sustituyó la generación con combustibles fósiles por fuentes limpias, no se ha notado la ventaja para el consumidor en la tarifa eléctrica debido a que las compras a generadores privados reflejan pagos a costos comparables con la generación con combustibles fósiles, por lo que solicitan revisar los contratos firmados con los generadores privados para el impacto de éstos en las tarifas. Además consideran desproporcionado el aumento en los rubros de gastos de operación y mantenimiento y gastos administrativos. Por lo anterior solicitan a la ARESEP moderar el aumento al sistema de generación ya que hay mayor producción local de electricidad y no se tiene que acudir a niveles de generación térmica de años recientes y con esto se logra una reducción en las tarifas eléctricas del país.*

La sustitución de generación con combustibles fósiles por compra a generadores privados conlleva ya de por sí un aumento del gasto, por el aumento en la cantidad de energía comprada, es importante indicar que en la actualidad existen en el parque de generación térmica una canasta de plantas que van desde unas con altos costos para el país (como Barranca, San Antonio, Moín II y Moín III) hasta otras no tanto (Moín I, Guápiles, Orotina y Garabito), por lo que la comparación no se puede generalizar sino identificarse sobre la planta específica que vino a sustituir esa energía renovable.

Por otro lado en relación al crecimiento de los demás gastos, se le hace ver al oponente que esta Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el

principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionado o que no sea necesario para la prestación del servicio. En las distintas secciones se explican los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Oposición: Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, cédula de persona jurídica número 3-002-697843, representada por el señor Edgar Allan Benavides Vílchez, cédula de identidad número 401021032, en su condición de Presidente con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma.

Notificaciones: Al correo electrónico ruben@zamoracr.com

Generación

- a)** *Indica el oponente que el ajuste solicitado a las tarifas de generación y distribución, significa un aumento en las tarifas, que pagan las distribuidoras, del 22,74% y que en enero de 2016 se sumará el aumento recién aprobado al ICE del 6% por compra a generadores privados y lo correspondiente por CVC.*
- b)** *Indican que según el ICE su estructura de costos y gasto presentará un incremento en relación con el 2015, cercano al 4,4% y que de aprobarse la solicitud, se tendría de enero de 2014 a enero 2016 modificaciones en las tarifas de generación del 18,6% que en promedio serían del 9,3%, esto sería más del doble que la inflación para el mismo periodo.*

Como los argumentos anteriores tienen relación se responden en conjunto.

Se le hace ver al oponente que todo estudio tarifario se hace en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionados o que no sea necesario para la prestación del servicio. En las distintas secciones se explican los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Además también se le recuerda, que también en enero empieza a regir la reducción decretada por esta Intendencia por el estudio de oficio de los beneficios que generó el mercado eléctrico regional a principios de este año. Por lo que en el primer semestre se neutralizarán algunos de los impactos señalados por el opositor.

- c)** *Argumenta el oponente que resulta inconsistente que la base tarifaria crezca en 6,24%, mientras que las ventas de energía hayan crecido en una tasa promedio del 1,14%. Por lo anterior se podría estar dando una sobre inversión por parte del ICE y solicitan a la ARESEP prudencia respecto a las inversiones que reconozca en las tarifas.*

Se le hace ver al oponente que esta Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y que lo correspondiente a las inversiones, éstas son analizadas por un equipo técnico que determinará la razonabilidad y necesidad de éstas para la prestación óptima del servicio, además de ser ajustadas a la capacidad real de ejecución de la petente, lo cual se detalla en la sección de inversiones.

- d)** *Indican que en las últimas solicitudes tarifarias de generación, se incluyen aumentos para las tarifas que pagan las empresas distribuidoras (T-CB y T-SD) y no así para sus usuarios directos (T-UD), por lo que consideran es un error ya que las industrias y hogares de bajos recursos estarían subsidiando a grandes industrias atendidas por el ICE.*

Es importante indicarle al opositor que la diferenciación de tarifas industriales, tanto en alta tensión como en media tensión, proviene de políticas públicas nacionales (Planes Nacionales de Desarrollo y Planes Nacionales de Energía), que han tenido como propósito mantener la competitividad del sector productivo costarricense. Es por esa razón, y en apego a lo establecido en el artículo 1 de la Ley 7593, que ésta Intendencia, a petición del ICE, ha decretado aumentos diferenciados para las tarifas industriales con que cuenta esa empresa.

No obstante lo anterior, el tema de competitividad para el sector productivo no es exclusivo del ICE, y es por esa razón que esta Intendencia está haciendo los esfuerzos para que, también de conformidad con el Plan Nacional de Energía vigente, se generalicen dichas tarifas competitivas a nivel nacional.

(...)

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas para el servicio de Transmisión de energía que presta el Instituto Costarricense de Electricidad ICE, tal y como se dispone.

**POR TANTO
EL INTENDENTE DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar para el servicio de Transmisión de energía que presta el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de la siguiente forma:

**ICE
Sistema de Transmisión**

► Tarifa T-TE Usuarios del servicio de transmisión ¢/kWh		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>	cada kWh	11,83

► Tarifa T-TEb Usuarios del servicio de transmisión \$/kWh		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>	cada kWh	0,0217

- II. Tener por analizadas y respondidas las diferentes oposiciones con el contenido del Considerando II de esta resolución y agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.
- III. Instar al ICE para que realice de una forma proactiva la implementación de la Contabilidad Regulatoria, la cual se realizará con el acompañamiento de funcionarios de esta Intendencia, instrumento regulatorio que permitirá dar transparencia, seguimiento, fiscalización y trazabilidad a los costos relacionados con la prestación del servicio y de esta forma cumplir con los principios establecidos en la Ley 7593.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

JUAN MANUEL QUESADA
INTENDENTE DE ENERGÍA

ECA/

1 vez.—Solicitud N° 45824.—O. C. N° 8377-2015.—(IN2015088264).

RIE-127-2015 DE LAS 15:50 HORAS DEL 15 DE DICIEMBRE DE 2015

SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR EL INSTITUTO CONSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) PARA EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ET-094-2015

RESULTANDO

- I. Que mediante la Ley de Creación del ICE, N° 449 del ocho de abril de 1949, se le otorgó a dicha institución la concesión para la prestación del servicio de generación y distribución de energía eléctrica, la cual tiene una vigencia de 99 años a partir de su promulgación.
- II. Que el 25 de setiembre de 2015, mediante el oficio 5407-215-2015, el Instituto Costarricense de Electricidad presentó solicitud para el ajuste de tarifas del servicio de distribución de energía eléctrica que presta (folios 1 al 886).
- III. Que el 30 de setiembre de 2015, mediante el oficio 1694-IE-2015, la Intendencia de Energía (IE) le previno al ICE el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de distribución de energía eléctrica (folios 888 a 890).
- IV. Que el 14 de octubre de 2015, mediante oficio 5407-231-2015, el ICE respondió la prevención realizada mediante oficio 1694-IE-215 (folios 891 a 910).
- V. Que el 14 de octubre de 2015, mediante oficio 5407-233-2015, el ICE aportó información adicional y modificó su petición respecto a las tarifas T-MTb (sistema de distribución) y T-CB (sistema de generación), de acuerdo con lo establecido en el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 (folios 911 a 910).
- VI. Que el 15 de octubre de 2015, por medio del Decreto ejecutivo N° 39219-MINAE, publicado en La Gaceta N° 200, entró a regir el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 como marco orientador del Subsector de energía para la programación y definición de programas y proyectos estratégicos de corto, mediano y largo plazo.
- VII. Que el 16 de octubre de 2015, mediante oficio 1819-IE-2015, la IE le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el servicio de distribución de electricidad (folios 920 al 921).
- VIII. Que el 27 de octubre del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N°208 (folios 922 y 923).
- IX. Que el 28 de octubre del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en dos diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 924 y 925).
- X. Que el 30 de octubre de 2015, mediante el oficio 1882-IE-2015, la IE le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 934 a 937).

- XI.** Que el 09 de noviembre de 2015, mediante oficio 5407-255-2015, el ICE presentó modificación de la redacción en la aplicación a la propuesta de la tarifa T-MTb del sistema de distribución de electricidad (folios 939 a 940).
- XII.** Que el 09 de noviembre de 2015, mediante oficio 5407-258-2015, el ICE solicitó prórroga para la presentación de la información solicitada con el oficio 1882-IE-2015 (folio 941).
- XIII.** Que el 11 de noviembre de 2015, mediante oficio 1962-IE-2015, la IE solicitó al ICE información referente componentes salariales y beneficios (folios 1015 a 1017).
- XIV.** Que el 12 de noviembre de 2015, mediante oficio 1977-IE-2015, la IE otorgó la prórroga solicitada por el ICE mediante el oficio 5407-258-2015 (folios 1018 a 1019).
- XV.** Que el 13 de noviembre de 2015, mediante oficio 0510-1476-2015, el ICE solicitó prórroga a lo solicitado mediante oficio 1962-IE-2015 (folio 1136).
- XVI.** Que el 16 de noviembre de 2015, mediante oficio 5407-270-2015, el ICE presentó la información solicitada por la IE mediante el oficio 1882-IE-2015 (folios 945 a 1014).
- XVII.** Que el 16 de noviembre de 2015, mediante oficio 1996-IE-2015, la IE otorgó la prórroga solicitada por el ICE mediante el oficio 0510-1476-2015 (folios 1020 a 1021).
- XVIII.** Que el 17 de noviembre de 2015, mediante el oficio 3932-DGAU-2015/109597 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 1089 a 1090).
- XIX.** Que el 18 de noviembre de 2015, mediante oficio 0510-1493-2015, el ICE entregó parcialmente la información solicitada por la IE mediante el oficio 1962-IE-2015 (folios 1022 a 1025).
- XX.** Que el 25 de noviembre de 2015, mediante oficio 0510-1524-2015, el ICE presentó la información pendiente de entrega según oficio 0510-1493-2015 (folios 1084 a 1086).
- XXI.** Que el 19 de noviembre del 2015 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 26 de noviembre del 2015 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 4037-DGAU-2015/110400) y el 26 de noviembre de 2015 la respectiva Acta de la Audiencia Pública # 110-2015 (oficio 4026-IE-2015/110286). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Defensoría de los Habitantes representada por la señora Ana Karina Zeledón Lepiz (portadora de la cédula de identidad número 1-0812-0378), Cámara de Industrias de Costa Rica cédula de persona jurídica número 3-002-042023 representada por el señor Carlos Montenegro Godínez (cédula de identidad número 1-0632-0878) y Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, cédula de persona jurídica número 3-002-697843, representada por el señor Edgar Allan Benavides Vílchez (cédula de identidad número 4-0102-1032).
- XXII.** Que el 15 de diciembre de 2015, mediante el oficio 2221-IE-2015, la IE, emitió el respectivo estudio técnico sobre la presente gestión tarifaria.

CONSIDERANDO

- I. Que del estudio técnico 2221-IE-2015, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria

Según la información aportada por el ICE y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicitó ajustes en las tarifas de distribución de energía, según el siguiente detalle (cifras en porcentajes):

Tarifa	Descripción	%de ajuste
T-RE	Residencial: Para consumo residencial (casas de habitación y apartamentos)	8,33%
T-GE	General: Servicios no especificados en otras tarifas del Sistema de Distribución. del ICE	8,33%
T-CS	Preferencial de carácter social	8,33%
T-MT	Media tensión	8,33%
T-MTb	Media tensión	0,00%
Ajuste promedio del Sistema		8,27%

Las razones que motivan la petición tarifaria para este servicio son: atender los costos y gastos operativos propios del sistema de distribución, cubrir el efecto de los incrementos de los sistemas de Generación y Transmisión (efecto GENTRA), así como generar los recursos para cubrir el costo de las distintas fuentes utilizadas para financiar el desarrollo actual y futuro, específicamente el servicio de la deuda y los aportes propios para el plan de inversiones.

Además en ampliación de su petición, solicita se modifique la tarifa T-MTb de conformidad con lo establecido en el Plan Nacional de Energía, tanto en cuanto a monto como en cuanto a descripción.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por el ICE para el servicio de distribución de electricidad.

a. Parámetros utilizados

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten, han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2015-2016 y sus respectivas revisiones, así como las perspectivas de la economía mundial, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) y otras entidades internacionales.

En el 2005 la Junta Directiva del Banco Central decidió migrar, de manera gradual y ordenada, hacia una estrategia de política monetaria de Metas de Inflación, proceso que aún no ha concluido. La actual política monetaria del BCCR establece que “su principal objetivo es la inflación, por lo que el anuncio de una meta para ésta (rango o valor puntual) constituye el ancla nominal explícita de la política monetaria. El principal instrumento de política es la tasa de interés de muy corto plazo y la ejecución de dicha política se realiza mediante la intervención discrecional del Banco Central en el mercado de dinero.”¹

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2015-2016 y su respectiva revisión (julio, 2015), estableció como objetivo de inflación un 4% para el 2015 y 2016, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.)².

Con estas premisas y tomando en cuenta que la inflación acumulada real al mes de octubre del 2015 es de -0,98%³, significativamente inferior a la meta fijada por el BCCR, se estima que la inflación al finalizar este año será del -0,33% (inflación de diciembre a diciembre).

Las estimaciones de la inflación local para el 2015 parten de la información acumulada real (datos a octubre del 2015), agregando para el resto del año la estimación citada anteriormente, en forma proporcional al tiempo que falta por transcurrir, calculando los meses faltantes con promedios geométricos.

En lo que respecta al tipo de cambio, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada⁴.

Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (IE) considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real y mantenerla constante para el periodo estimado, que en este caso corresponde al día de celebración de la respectiva audiencia pública (tipo de cambio de venta al 19 de noviembre de 2015), por lo que se utiliza un valor de $\text{¢ } 539,05$ por US\$.

En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), ésta ha sido, en promedio, cercana al 1,69% (promedio simple de largo plazo -últimos 5 años-)⁵. Algunas fuentes, como la Reserva Federal⁶ estima inflaciones para los EEUU cercanas al 2% para el futuro cercano; mientras que otras,

¹ BCCR, http://www.bccr.fi.cr/politica_monetaria/

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/Revision_PM2015-16.pdf

³ Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC).

⁴ BCCR; http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/

⁵ La fuente primaria de esta información es la Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América. Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost>

⁶ Ver: http://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/files/FOMC_LongerRunGoals.pdf.

como el Fondo Monetario Internacional (FMI) realizan proyecciones más puntuales, indicando que la inflación sería de 0,9% en el 2015 y 1,40% en el 2016⁷ (medidas al final de cada año).

En el siguiente cuadro resumen se puede observar el comportamiento de los índices de inflación antes mencionados (interno y externo) y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar para los dos últimos años reales (2013 y 2014) y las proyecciones para el 2015 y 2016.

Cuadro # 1
Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario
Porcentajes de Variación Anuales (%)
Periodo 2013-2016

INDICES	2012	2013	2014	2015	2016
Variaciones según ARESEP (al final del año)					
Inflación interna (IPC-CR)	4,55%	3,68%	5,13%	-0,33%	4,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,74%	1,50%	0,76%	0,90%	1,40%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-2,54%	0,16%	7,82%	-1,19%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)					
Inflación interna (IPC-CR)	4,50%	5,23%	4,52%	0,87%	2,14%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,07%	1,46%	1,62%	0,13%	0,70%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-0,82%	-0,56%	7,59%	-0,63%	-0,27%
Notas: Los años 2015 y 2016 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
Fuente: Elaboración propia con base en Programa Macroeconómico 2015 - 2016 y datos del BCCR, INEC, BLS y FMI.					

b. Análisis del mercado

i. Mercado presentado por ICE:

Como parte del análisis realizado por la Intendencia de Energía (IE), se procedió a evaluar las variables que dan sustento al estudio de mercado del servicio de distribución presentado por el ICE. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan a seguidamente:

1. La compra de energía del sistema de distribución de energía eléctrica a los sistemas de generación y de transmisión, constituye el costo más importante que debe enfrentar el ICE distribución durante el período

⁷ FMI; <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2015/whd/pdf/wreo1015s.pdf> (pág. 51) y <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/weo/2015/02/pdf/texts.pdf> (pág. 38)

para el cual se solicita el ajuste tarifario; gasto que representará 67% de los gastos totales de operación del 2014 y 73% para el 2015.

2. De acuerdo con lo manifestado por el ICE, el ajuste de 8,27% promedio en las tarifas de distribución sin combustible, le permitirá obtener ingresos adicionales por €28 137 millones en el 2016, con el fin cubrir los costos y gastos de operación y contribuir a la expansión del sistema de acuerdo con las necesidades de sus clientes.
3. El estudio de mercado presentado por el ICE utiliza datos reales hasta junio del 2015 y estima el resto del período; correspondiente de julio 2015 hasta diciembre del 2017. En el procedimiento descrito en la solicitud presentada, se indica que para las proyecciones se consideran las series históricas de ventas de energía en unidades físicas por sector de consumo debido al comportamiento irregular de los últimos años se realizó recortes a las series de datos utilizadas, de esta forma algunas se considera desde enero 2010 y otras desde enero 2012. El análisis de estas series de tiempo se hizo con el paquete econométrico Eviews hasta encontrar el modelo de mejor ajuste.

ii. Situación actual del mercado

Las ventas del Sistema de distribución del ICE, en kWh, representan el 39,1% de la energía eléctrica vendida en el país durante el pasado 2014.

Para 2014 el sistema de ICE distribución brindó el servicio de electricidad en promedio a 713 961 clientes directos, de los cuales el 87,2% son residenciales, el 11,8% pertenecen a la tarifa general, 0,9% a la tarifa preferencial y los industriales de la tarifa de media tensión que representan el 0,1%.

A pesar que la tarifa residencial representa una proporción de abonados muy superior a las demás tarifas, en cuanto al consumo en unidades físicas de energía (kWh) la distribución tiene importantes variaciones, la tarifa residencial consume el 38,5% de la energía vendida, la tarifa general 24,3%; la tarifa preferencial 4,0%; mientras que la tarifa media tensión y alumbrado público representan el 30,3% y 2,9% respectivamente.

De acuerdo con la información disponible en la IE, los abonados de la empresa registran una tasa de crecimiento promedio anual de 2,9% para el período 2012-2014.

iii. Mercado calculado por la Intendencia de Energía, ARESEP:

La IE actualizó con datos reales todas las cifras referentes al mercado eléctrico hasta octubre de 2015, y realizó proyecciones del mismo hasta el mes de diciembre de 2016. Para el año 2017 la proyección es equivalente a la estimada para 2016.

Para realizar las estimaciones del sistema de distribución ICE, la IE utilizó la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a

partir de datos históricos mensuales de abonados por categoría tarifaria. Para ello se empleó el paquete estadístico denominado Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo; en este caso, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) o de suavizamiento exponencial. Las ventas estimadas por cada tipo de tarifa se obtienen del producto de los abonados proyectados y del consumo promedio estimado por abonado.

Respecto al cálculo proyectado para las pérdidas del sistema de distribución, se utiliza 6,62%, que corresponde al promedio registrado de los últimos 2 años y que es menor al promedio industria de 8,0%.

Las estimaciones de ventas en unidades físicas del estudio de mercado IE y del ICE, son similares; para el año 2016 la IE proyecta ventas totales por 3 498 GWh (sin contar ventas a alumbrado público). La diferencia con respecto a la estimación del ICE se redondea a cero.

Para el cálculo de los ingresos sin combustibles, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada con información disponible para el año 2013 (enero a diciembre). Con esto se estiman ingresos con tarifa vigente que ascienden a los €341 897 millones para el 2016.

Estos montos no son comparables con el cálculo estimado por ICE debido a que durante el período en que se realizó el presente estudio, el sistema de generación del ICE cambió su estructura tarifaria, en virtud del estudio tarifario tramitado por la Aresep a solicitud del ICE para el reconocimiento de compras a generadores privados, según estudio ET-070-2015, resolución RIE-107-2015 y publicado en Gaceta del 30 de octubre de 2015. Al momento que el ICE presentó la solicitud, esta tarifa no se encontraba vigente.

Con base en las estimaciones realizadas por la IE, se propone una disminución de 5,56% para todas las tarifas del Sistema de Distribución del ICE y que entre a regir a partir del primero de enero de 2016. Lo anterior con respecto a la tarifa sin CVC que estaría vigente para 2016.

En el siguiente cuadro se puede analizar las ventas e ingresos estimados del mercado del sistema de distribución del ICE para los años 2015 y 2016.

Cuadro # 2
ICE DISTRIBUCIÓN: ESTIMACIÓN DE VENTAS ANUALES DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS,
INGRESOS VIGENTES Y PROPUESTOS POR LA IE. 2015-2016

AÑO	VENTAS Gwh	Ingresos vigentes (millones €)	Ingresos propuestos (millones €)
2015	3 562,3	330 554	330 554
2016	3 624,7	341 896	322 887

Fuente: Intendencia de Energía. ARESEP y Dirección de Servicios de Energía

En los anexos 1 y 2 se presenta la información detallada del cuadro anterior, con el desglose correspondiente por tipo de tarifa. Lo anterior, de aprobarse, implicaría que la tarifa promedio del sistema de distribución para el año 2016 y sin contemplar CVC, pase de ¢96,3 a ¢91,0.

Sin embargo en los ingresos propuestos no se incluyen la disminución del gasto por compras de energía a ICE-Generación (mayor detalle en ET-096-2015) por el beneficio de las exportaciones del ICE a otros países Centroamericanos.

En lo que respecta a los ingresos por concepto de exportaciones de energía (mayor detalle en ET-096-2015), el VII Plan Nacional de Energía (PNE) 2015-2030, publicado en La Gaceta N° 200 del 15 de octubre de 2015, establece disposiciones específicas sobre el uso de estos recursos. Al respecto, dicho plan, en el eje estratégico 3, referido a la sostenibilidad de la matriz energética, incorpora el objetivo específico 3.2.3 por medio del cual prevé ejecutar acciones orientadas a establecer tarifas competitivas. Destaca en este sentido la acción 3.2.3.2 por medio de la cual se establece:

“Realizar los ajustes tarifarios de manera que se puedan mantener las tarifas eléctricas en 10 centavos de dólar/kWh, utilizando para esto los ingresos por las exportaciones en el MER, que serán distribuidos por medio de las tarifas de generación del ICE, según el siguiente orden de prioridad hasta alcanzar en cada tarifa el límite indicado:

- 1) T-MTb*
- 2) TMT*
- 3) Tarifa general (sector industrial una vez segregado)*
- 4) Resto de tarifas*

Este orden de prioridad y el tope de los 10 centavos de dólar /kWh se mantendrá hasta diciembre de 2018 cuando deberá ser revisado”

De manera complementaria, la acción 3.2.3.3 prevé también la elaboración de una propuesta de modificación de requisitos y precios de la T-MTb, para que se fije un límite de consumo mínimo mensual de potencia máxima mayor o igual a 2 000 kW y en energía mayor o igual a 1 000 000 kWh/mes, en al menos 10 de los últimos 12 meses del año calendario.

En este contexto, para atender estas dos acciones específicas del VII Plan Nacional de Energía 2015-2030, incluidas en la solicitud tarifaria del ICE, se procedió a modelar el mercado con el cambio de especificaciones establecidas por medio de la acción 3.2.3.3 referida. De esta forma, se espera que alrededor de 16 empresas ingresen a la tarifa T-MTb (tarifa en dólares), y que tengan un consumo total de 366 GWh durante 2016. Lo anterior como condición necesaria para poder trasladar los ingresos por exportaciones al Mercado Eléctrico Regional (MER) inicialmente a los sistemas de distribución que cuenten con la tarifa T-MTb, por medio de las tarifas fijadas al sistema de generación del ICE (mayor detalle en el ET-096-2015).

En función de lo anterior, considerando los ingresos que ICE-distribución obtiene actualmente de los abonados que se encuentran en media tensión y que pasarían a media tensión b, así como la decisión de utilizar estos recursos para alcanzar, hasta donde sea posible, una tarifa promedio de 10 centavos de dólar, se requiere destinar para

cumplir con este objetivo aproximadamente ¢ 5 275 millones para que abonados de T-MTb obtengan una tarifa de \$0,10; del total de ¢7 986 millones estimados por exportaciones al MER en el año 2016.

Es importante adelantar que la meta de alcanzar los \$0,10 para la media tensión b, en esta solicitud de fijación tarifaria presentada por el ICE, se sustenta en el efecto simultáneo del ajuste en las tarifas del sistema de distribución del ICE por concepto de costos propios más la canalización del beneficio derivado de las exportaciones al MER.

Esto genera dos situaciones importantes para desarrollar, en primera el ajuste para la tarifa media tensión b (con los abonados potenciales) será distinta al ajuste de las demás tarifas (-5,56%), y será una disminución de la tarifa vigente de 20,1%.

La segunda es que del monto total que ingresa al Sistema de Generación por concepto de exportaciones y que es "cedido" al sistema de distribución vía tarifas (para cumplir con lo establecido en el PNE), es mayor al necesario para cumplir con los 10 centavos de dólar para la tarifa T-MTb, y que quedan como un saldo a compensar para las demás tarifas según PNE. Resulta importante aclarar que la IE en el corto plazo estará tomado las medidas de ajuste necesarias para que ambas metas del PNE se ejecuten en las demás empresas distribuidoras de electricidad que así lo ameriten (mayor detalle en anexo 3).

De esta forma se espera que la tarifa promedio general del sistema de distribución del ICE para 2016 sin CVC ronde los ¢89,8, lo que implica una rebaja promedio en las tarifas sin CVC de 6,75%. Lo anterior a partir del primero de enero de 2016.

c. Análisis de inversiones

El ICE presenta sus inversiones en tres secciones: Micro inversiones, que contempla el crecimiento vegetativo y la instalación de paneles fotovoltaicos; Macro inversiones, que contiene las llamadas obras de calidad como son la construcción de líneas, conversión y reconstrucción, equipo de protección y además contempla obras de desarrollo; por último las obras de Formación de Capital, conocido como Planta General.

En el siguiente cuadro se presentan las inversiones solicitadas por el ICE para el sistema de distribución, correspondientes al período 2015-2017:

Cuadro # 3

Sistema de Distribución Propuesta ICE - Programa Inversiones 2015-2017				
(Millones de Colones)				
	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
DISTRIBUCIÓN				
Micro Inversiones	7 201,43	7 243,47	6 887,16	21 332,05
Macro Inversiones	17 157,33	3 921,41	11 437,91	32 516,66
Planta General	1 288,19	12 356,15	3 813,92	17 458,26
TOTAL DE INVERSIONES	25 646,95	23 521,03	22 138,99	71 306,97

Anexo 10. Cuadros Distribución Cuadro 10.3.1

i. Capacidad de Ejecución

El ICE presentó como parte de su solicitud tarifaria el porcentaje de ejecución de obras de distribución para los años 2012, 2013 y 2014; sin embargo la metodología tarifaria vigente señala que se debe contar la información de los 5 años anteriores al año en consideración del estudio tarifario en trámite, que en este caso corresponde al 2014, por lo que se hace necesario contar con datos desde el 2010. Para tales efectos, para los años 2010 y 2011 se utilizaron los datos presentados por el ICE en el estudio tarifario del 2013 (ET-102-2013). Con estos datos se calculó el porcentaje promedio de ejecución promedio, que corresponde a un 95,41% promedio para el período 2010-2014. Dado que el mismo es menor al 100% (tope máximo según metodología tarifaria), este es porcentaje de ajuste aplicado en el presente estudio tarifario.

Cuadro # 4

Montos y porcentajes de obras ejecutadas según plan inversiones del Sistema de Distribución, ICE.
(Millones de Colones)

Año	Monto ARESEP	Monto ICE	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2010	34 461,80	29 373,30	85,23%	
2011	39 446,80	28 845,30	73,12%	
2012	39 490,40	39 404,30	99,78%	
2013	29 963,50	41 657,00	139,03%	
2014	30 611,30	24 449,40	79,87%	
Promedio			95,41%	95,4%

*Según Metodología Tarifaria Vigente

ET-094-2015, Anexo 10. Inversiones, folio 670. ET-102-2013, folio 93

El porcentaje de ejecución promedio del ICE es elevado, lo cual implica que en términos generales existe consistencia entre el monto ejecutado y el monto otorgado, que se asocia con una adecuada planificación de las inversiones del sistema de distribución en relación con sus necesidades y la capacidad de ejecución. No obstante lo anterior, en el 2013 se registró un porcentaje de sobre ejecución, que no está debidamente

justificado, por lo que es importante que en futuros estudios tarifarios el ICE detalle los motivos que den lugar a inversiones superiores a las reconocidas a nivel tarifario y la procedencia de los recursos con los que se financiaron.

ii. Inversiones en el sistema de distribución propuestas ARESEP

Para el análisis de las inversiones se procedió a revisar los datos aportados por el ICE así como las justificaciones dadas para cada rubro. En lo que respecta al crecimiento vegetativo, a la sustitución e instalación de nuevos servicios y equipos, es importante contar con un detalle estadístico por región de la cantidad de servicios que se instalan nuevos o aquellos que se sustituyen como parte de la justificación de la inversión.

Relativo al programa de macro inversiones lo referente a construcción de líneas (adición de fases) y lo relacionado con conversión, reconstrucción y nuevos alimentadores el ICE justifica cada una de la obras que pretende realizar para cada región. Se indica justificaciones como mejora de la calidad en diversas zonas, circuitos de respaldos, aumento en la confiabilidad, aumento en los índices de continuidad y calidad, mejora en la distribución de cargas, reubicación de circuitos para sacarlos de propiedades privadas, mejora en la regulación de tensión, reconstrucción de líneas con más de 30 años de servicio para las diversas obras a realizar. De la totalidad de obras presentadas se seleccionó una muestra tomando en consideración que ya estuviera comenzada la obra y aquellas obras que más pronto entrarán en operación, de acuerdo a lo indicado por el ICE, para realizar inspecciones de las obras; el detalle de esta fiscalización se encuentra en el Anexo 7 de este documento.

Así mismo, la adquisición de equipos se encuentra debidamente justificada en la cual se detallan aspectos como dónde se ubicará el equipo y donde será utilizado el mismo. Los equipos solicitados se requieren, según indica el ICE, para seccionar circuitos, mejorar la regulación de tensión, disminuir el tiempo para el restablecimiento ante fallas, sustitución de equipos cuya vida útil ha sido alcanzada. Entre los equipos solicitados se encuentran reconectores monofásicos y trifásicos, reguladores de tensión y UTR para diversos circuitos de diferentes regiones.

Por último en la sección de Formación de Capital o Planta General se encuentran los equipos de construcción, de transporte, de comunicación, equipo y mobiliario de oficina, equipo y programas de cómputo, equipo de laboratorio e investigación, equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativo, maquinaria y equipo diverso, maquinaria y equipo de mantenimiento, y equipo para fotografía, video y publicación. De éstas el ICE es claro en identificar cuáles son los activos que conforman cada cuenta.

Es importante indicar que para la cuenta equipo y mobiliario de oficina, en el año 2016 se detectó una inconsistencia en los datos presentados por el ICE, relacionada con una duplicación de información, situación que fue corregida por la IE en sus cálculos. De igual manera, en la cuenta equipo de transporte, el ICE justifica mediante el documento "JUSTIFICACIÓN MAQUINARIA MAYOR Y MENOR 2015-2020" la necesidad de adquirir maquinaria que permita el acceso a las nuevas técnicas constructivas (alturas mayores a 15 metros) ya que la maquinaria actual no permite el acceso a dichas alturas; para esto remite un listado de la maquinaria con su descripción y cantidad que se muestra a continuación:

Descripción	Cantidad
Cabezal con Brazo Hidráulico y Carreta (23 Ton)	2
Camión D/C 4x4 D/Canasta altura de trabajo 18 m	8
Camión D/C 4x4 D/Canasta Mediano	7
Camión grúa aislada	14
Camión Peq. Cab Sen. Tipo Isuzu 4x4 c/canasta	13
Camión 4x4 Grúa siembra postes	1
Grúas canasta p/instalar en los Isuzu con Herramientas	80
Camión D/C con Furgón 4x4 ó 4x2	10

Fuente: "JUSTIFICACIÓN MAQUINARIA MAYOR Y MENOR 2015-2020" Documento en Plan de Inversiones Sexenal 2015-2020

Analizando la respectiva cuenta, la totalidad de maquinaria descrita en la tabla anterior se adquirirá en el transcurso del 2016; sin embargo los cálculos remitidos por el ICE muestran que para el "Camión Peq. Cab Sen. Tipo Isuzu 4x4 c/canasta" se estaban considerando 14 unidades y no las 13 declaradas, a raíz de esto la Intendencia sólo reconocerá 13 unidades.

Con base en los datos aportados por el ICE, la revisión realizada a los mismos, el análisis de justificaciones y el porcentaje de ejecución de la empresa regulada, la IE procedió a re calcular los montos de las inversiones propuestas tal como se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro # 5

Sistema de Distribución Propuesta ARESEP - Programa Inversiones 2015-2017				
(Millones de Colones)				
	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
DISTRIBUCIÓN				
Micro Inversiones	6 870,59	6 910,70	6 570,76	20 352,06
Macro Inversiones	16 369,12	3 741,26	10 912,46	31 022,84
Planta General	1 229,01	11 315,01	3 638,71	16 182,73
TOTAL DE INVERSIONES	24 468,72	21 966,98	21 121,93	67 557,63

Elaboración ARESEP

Cabe destacar que para la asignación de activos de planta general no fue necesario aplicar un porcentaje de asignación ya que el ICE asignó directamente el monto correspondiente al sistema de distribución. Y el criterio se consideró razonable.

iii. Adición de activos del sistema de distribución.

A continuación se presenta el cuadro resumen del programa de adición de activos para el período 2015-2017 presentado por el ICE para el presente estudio tarifario.

Cuadro # 6

Sistema de Distribución Propuesta ICE- Programa Adición de Activos 2015-2017				
(Millones de Colones)				
	AÑO			
	2015	2016	2016	Total Período
DISTRIBUCIÓN				
Micro Inversiones	32 767,52	10 843,37	10 549,68	54 160,57
Macro Inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta General	1 288,19	12 491,02	4 034,54	17 813,75
TOTAL DE INVERSIONES	34 055,71	23 334,39	14 584,22	71 974,32

Anexo 9. Archivo Adiciones distribución final

El programa de adición de activos es recalculado por la IE considerando el porcentaje promedio de ejecución y los índices macroeconómicos. Nuevamente el ICE entregó la información de planta general aplicable únicamente al sistema de distribución, por lo cual no fue necesario utilizar el porcentaje de asignación en los cálculos realizados, cuyos resultados se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro # 7

Sistema de Distribución Propuesta ARESEP- Programa Adición de Activos 2015-2017				
(Millones de Colones)				
	AÑO			
	2015	2016	2017	Total Período
DISTRIBUCIÓN				
Micro Inversiones	31 145,85	10 105,71	10 037,98	51 289,53
Macro Inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta General	1 224,44	11 641,27	3 838,84	16 704,55
TOTAL DE INVERSIONES	32 370,29	21 746,97	13 876,82	67 994,08

Elaboración ARESEP

iv. Resumen de inversiones y adiciones

En el cuadro siguiente se muestra el resumen consolidado de las inversiones y adiciones, del Sistema de Distribución Eléctrica, de conformidad con la propuesta hecha por el ICE.

Cuadro # 8

Sistema de Distribución-Inversiones y Adiciones				
Propuesta ICE- Período 2015-2017				
(Millones de colones)				
Año	2015	2016	2017	Total del período 2015-2017
Inversiones	25 646,95	23 515,74	22 138,99	71 301,68
Adiciones	34 055,71	23 334,39	14 584,22	71 974,32

Por parte de la Autoridad Reguladora, conforme los lineamientos y parámetros de la metodología tarifaria, se presenta un ajuste a lo solicitado por el ICE dando como resultado una disminución de 5,3% y 5,5% en Inversiones y Adiciones respectivamente. A continuación se presenta el cuadro resumen con datos Aresep.

Cuadro # 9

Sistema de Distribución-Inversiones y Adiciones				
Propuesta ARESEP- Período 2015-2017				
(Millones de colones)				
Año	2015	2016	2017	Total del período 2015-2017
Inversiones	24 468,72	21 966,98	21 121,93	67 557,63
Adiciones	32 370,29	21 746,97	13 876,82	67 994,08

v. Retiro de activos del sistema de Distribución:

El retiro de activos es remitido por el ICE en el anexo 9 de su petición, mediante 2 archivos de Excel, uno que contiene los Activos Fijos en Operación (AFO) y otro documento de Excel con Otros Activos en Operación (OAO). En el siguiente cuadro se muestra el consolidado de retiros que realizó la IE con base en los archivos del ICE.

Cuadro # 10

Sistema de Distribución Propuesta ICE - Programa de Retiro de Activos 2015-2017				
(millones de colones)				
AÑO 2015				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Total Activos Fijos en Operación	1 077,83	1 278,59	370,13	880,95
Total Otros Activos en Operación	163,35	0,00	94,14	0,00
Total Retiro de Activos 2015	1 241,18	1 278,59	464,27	880,95
AÑO 2016				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Total Activos Fijos en Operación	319,65	379,19	109,77	261,27
Total Otros Activos en Operación	168,25	0,00	96,96	0,00
Total Retiro de Activos 2016	487,90	379,19	206,73	261,27
AÑO 2017				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Total Activos Fijos en Operación	593,45	703,99	203,81	485,06
Total Otros Activos en Operación	168,25	0,00	99,79	0,00
Total Retiro de Activos 2017	761,70	703,99	303,60	485,06

Fuente: Anexo 9. AFO Distribución 2015-2017 y OAO Distribución 2015-2017

De acuerdo con las justificaciones dadas, se reconocen los retiros que serán utilizados en la base tarifaria.

vi. Obras asociadas al régimen de calidad reflejadas en las inversiones del Sistema de Distribución del ICE:

En el caso del ICE, como se indicó en la sección de inversiones, muchas de las macro inversiones (construcción de líneas o adición de fases y; conversión, reconstrucción y nuevos alimentadores) están relacionadas con mejoras a la calidad de las redes. Se indican mejoras en los niveles de tensión y mejoras en el tiempo de respuesta ante falla, lo cual como bien indica el ICE mejora los índices de calidad que evalúa la Autoridad Reguladora.

d. Retribución al capital

Según la metodología tarifaria vigente publicada en el diario oficial La Gaceta del lunes 10 de agosto del 2015, resolución RJD-139-2015, 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, el Costo Promedio Ponderado de Capital y el Modelo de Valoración de Activos de Capital; más adelante se detalla el cálculo del rédito para el

desarrollo para el ICE, así como las circunstancias presentadas que influyeron en cierta medida para el desarrollo de los cálculos.

El ICE obtuvo para el sistema de distribución, un costo de capital propio para el 2015 del 6,90% y un 6,18% del costo promedio ponderado de capital, según se muestra en el folio 898. Cabe mencionar que estos cálculos fueron corregidos por la empresa regulada en la etapa de prevención, ya que anteriormente presentaban discrepancias según metodología vigente y aun así presentan errores en la parte metodológica con relación al valor de la deuda la cual indica que se deben considerar solamente las obligaciones con costo financiero del sistema de generación obtenidas del último estado financiero auditado disponible.

Para obtener una tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo que sirva como parámetro para esta fijación tarifaria, la IE utilizó ambos modelos, según especificaciones dadas en la metodología vigente.

Los valores y fuentes de información utilizados en el cálculo son:

La tasa libre de riesgo es la tasa nominal de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América, los bonos son a 10 años, en cuanto a la extensión de la serie histórica, se utilizan 5 años; tomándose para cada año el promedio anual publicado. Esta información está disponible en la dirección electrónica <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>. En este caso corresponde a un 2,54%

Para el cálculo de la beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,60 para el periodo en estudio.

Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,55%. Estos datos se obtienen de la página de internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, calculándose a partir de una serie histórica de 5 años, una observación por año.

En el caso del beta apalancado, se considerara los valores del beta desapalancada, relación de deuda y capital propio y la tasa impositiva. Este último con un valor de 0% según metodología vigente.

Para el cálculo del valor de la deuda se consideraron únicamente las obligaciones con costo financiero, del sistema de distribución, del cual se obtuvieron del estado financiero auditado e información relevante proporcionada por ICE.

En el análisis de la información suministrada, ICE asigna un porcentaje de cada una de las deudas internas y externas para cada sistema, el cual coincide a nivel de total en relación al estado auditado, mas no a nivel de cuentas, por ejemplo los títulos valores por pagar en algunos casos no coincidía a nivel de monto entre el estado auditado y el archivo "Costo Deuda Diciembre 2014 Electricidad". Por lo que la empresa regulada deberá revisar la asignación de las deudas de manera que la información reportada para próximos estudios coincida en su totalidad con los estados auditados.

Al ICE, se le solicitó tanto en la información adicional como en consultas posteriores por correo electrónico, que presentaran el valor de la deuda a diciembre 2014 en concordancia con los estados auditados, y que indicara el destino del préstamo, tasa de interés, plazo, entre otros datos, sin embargo la calidad de la información suministrada fue insuficiente, por ejemplo el ICE indicó como destino de los recursos las siguientes justificaciones: "proyectos varios compra de bienes y servicios, proyectos ejecutados por la uen pysa, proyectos de generación, mejoras de proyectos de gener. y trans, nuevos proyectos de generación, necesidades de inversión en proy de transmisión" según consta en el archivo "Informe Características Diciembre 2014" no indican a cuales proyectos se refieren y tampoco profundizan en las necesidades de inversión. También se

solicitaron los contratos de todas las obligaciones financieras, y existieron deudas en las cuales no había un contrato asociado.

En función de lo anterior, la falta de justificaciones claras y contratos con base en la detalle de cálculo de la metodología vigente, conllevó a que varias deudas no fueran incorporadas en el cálculo realizado por la Intendencia de Energía.

Para el costo de endeudamiento se utilizaron los datos proporcionados por el ICE para el estudio tarifario; a su vez se analizaron los contratos presentados para revisar su concordancia con el servicio público en estudio.

Como resultado de lo anterior se determinó que el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta el ICE es el siguiente:

Cuadro # 11
ICE-Distribución
Rédito de Desarrollo

Sistemas de la empresa ICE	Estimación ICE		Estimación ARESEP	
	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Distribución	6,90%	6,18%	5,89%	5,41%
Nota: Se espera que las tarifas empiecen a regir en enero 2016.				

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado al ICE para el sistema de distribución (modelo WACC) es de 5,41%; mientras que el costo del capital propio es de 5,89% y el costo de endeudamiento de un 4,33%.

e. Base tarifaria

Según la metodología tarifaria vigente publicada la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa.

El activo fijo neto en operación revaluado promedio, se obtiene como una media aritmética simple del activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo establecido como año base y el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de diciembre del periodo proyectado y así sucesivamente en los siguientes años donde se esté solicitando tarifa.

Los saldos iniciales se tomaron de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre del 2014, remitidos por ICE a la ARESEP para el presente estudio y la segregación por cuentas de la información adicional remitida por la empresa.

Del auxiliar de activos con corte al 31 de diciembre de 2014 se procedió a excluir de la base tarifaria todos aquellos activos que se encontraban totalmente depreciados, los que habían alcanzado su valor de rescate, de igual forma los activos donados según información enviada por el petente, además de aquellos que poseían

valores negativos. El auxiliar el ICE envió previamente según oficio 5407-205-2015, los archivos “Base de datos auxiliar activos en operación (110) corte Diciembre 2014” y “Base Datos 140 Dic-2014” sin embargo este último presentaba diferencias con el estado auditado, posteriormente ante varias consultas con la empresa regulada se determinó que faltaba por incluir los activos de Corporación ICE (oficina 50), el cual se incorporó a la base tarifaria según los criterios de asignación dados por la empresa.

Los porcentajes de los componentes interno y externo para cada activo corresponden a los datos suministrados por la empresa para el presente estudio tarifario, según consta en el “ANEXO 9 A.F.O Y O.A.O” archivo “A.F.O. DISTRIBUCIÓN 2015-2017 corregido” y que se muestra a continuación:

Detalle	Componente	
	Local	Externo
GENERACIÓN HIDRAULICA	34,9%	65,1%
GENERACIÓN TÉRMICA	43,9%	56,1%
GENERACIÓN SOLAR	77,3%	22,7%
GENERACIÓN GEOTÉRMICA	59,4%	40,6%
GENERACIÓN EÓLICA	36,3%	63,7%
OBRAS DE TRANSMISIÓN	67,6%	32,4%
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	82,5%	17,5%
SUBESTACIONES	52,5%	47,5%
OBRAS DE DISTRIBUCIÓN	52,4%	47,6%
OBRAS DE ALUMBRADO PÚBLICO	38,3%	61,7%
OTROS ACTIVOS EN OPERACIÓN	82,6%	17,4%

Sin embargo, el ICE asigna dicho componente de manera general y posteriormente tiene un componente como otros activos en operación con un 82,6% local y un 17,4% externo. El ICE debe revisar su metodología para la determinación de este componente ya que está asignando una parte externa a activos que por su naturaleza son internos como es el caso de terrenos y edificios; para estos dos ejemplos en el cálculo de la revaluación, se les asignó un 100% de componente local.

En el siguiente cuadro se detalla la base tarifaria para el año 2016.

Cuadro # 12
ICE - Sistema de Distribución
Cálculo de la Base Tarifaria 2016
(Millones de colones)

Activo fijo neto revaluado promedio	284 616,5
Capital de trabajo	7 351,0
Base tarifaria	291 967,6

i. Saldos iniciales:

Los saldos de las cuentas de activos concernientes a los servicios regulados, según los estados financieros auditados se muestran en el siguiente cuadro resumen:

Cuadro # 13
ICE – Estados Financieros Auditados
Saldos de las Cuentas de Activos al 31/12/2014

Sistema	Cuenta	Costo Act Fijo	Dep. Acm Costo	Revaluación	Dep Acm Rev	V.L
Distribución	Activos en Operación	223.941,00	77.931,00	284.989,00	192.533,00	238.466,00
	Otros Activos en Operación	56.584,00	34.475,00	14.776,00	8.575,00	28.310,00

Fuente: Elaboración propia con datos de Estados Financieros auditados ICE.

ii. Adiciones de activos

Las adiciones de activos se tomaron de las cifras estimadas por los técnicos de la Intendencia de Energía, de acuerdo con el análisis de inversiones efectuado, según se detalló en la sección Análisis de inversiones. (Ver apartado II.2.c.iii).

iii. Retiros

La información de los retiros de activos, fue suministrada por los técnicos de inversiones de la Intendencia de Energía, según se detalla en la sección Análisis de inversiones. (Ver apartado II.2.c.v)

iv. Cálculo del activo fijo neto revaluado

Para el cálculo del activo fijo neto en operación revaluado promedio se utilizaron los siguientes criterios:

- Se partió de los saldos a diciembre del 2014, según Estados Financieros Auditados. Estos saldos coinciden con lo reportado en el auxiliar de activos a diciembre 2014, del cual se tomaron las respectivas cuentas, dado que el estado financiero se encontraba de manera resumida.
- Los parámetros económicos utilizados son los indicados en la sección de parámetros de este informe, y se encuentran actualizados con respecto a los utilizados por ICE en sus proyecciones.
- Se utilizaron las tasas de depreciación indicadas por la empresa en el estudio tarifario.
- Se excluyeron los activos totalmente depreciados de la base tarifaria, al igual que los donados, los que alcanzaron su valor de rescate y activos con valores negativos.

- Los porcentajes de componentes interno y externo se tomaron del estudio tarifario de ICE.

Debido a todos los factores citados anteriormente, los saldos del total del activo neto en operación mostraron cambios con respecto a lo calculado por ICE, ya que según la información suministrada en el archivo electrónico "ESTADOS PROPUESTO DISTRIBUCION 9 SET.xls" la empresa calculaba para el periodo 2014 ¢266 776 millones, para el 2015 ¢288 979 millones, en el 2016 ¢301 344 y el 2017 por ¢ 301 733 millones.

Con base a lo indicado anteriormente, se obtienen los siguientes saldos finales:

Cuadro # 14
ICE
Detalle del activo fijo neto en operación revaluado anual por sistema - Cálculo IE
2014-2017
(Millones de colones)

Sistema	ICE				ARESEP			
	AFNOR* 2014	AFNOR* 2015	AFNOR* 2016	AFNOR* 2017	AFNOR* 2014	AFNOR* 2015	AFNOR* 2016	AFNOR* 2017
Distribución	266 776,00	288 979,93	301 344,13	301 733,22	267 042,06	280 187,65	289 045,45	292 412,36

Fuente: Elaboración propia con datos de ICE.

* Las siglas AFNOR significa Activo Fijo Neto en Operación Revaluado.

Cuadro # 15
ICE
Detalle del activo neto en operación revaluado promedio por sistema - Cálculo IE
2014-2017
(Millones de colones)

Sistema	ICE			ARESEP		
	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2014/2015	2015/2016	2016/2017
Distribución	277 877,97	295 162,03	301 538,68	273 614,86	284 616,55	290 728,90

Fuente: Elaboración propia con datos de ICE.

v. Depreciación

Según oficio 750-JD-89 emitido el 02 de junio de 1989 por el antiguo SNE, se aprobaron las tablas de depreciación para el ICE, en el cual se detallan cada una de las categorías de activos y sus respectivos valores, por ejemplo plantas de distribución tiene una vida estimada de 30 años, un valor de rescate de 10% y una tasa anual de 3%, posteriormente indican los otros activos inmovilizados con las tasas de depreciación de las categorías que lo conforman. En el caso de distribución el archivo "Base de datos auxiliar activos en operación (110) corte Diciembre 2014" incluye dos cuentas a nivel general "OBRA CIVIL Y DIST ALUMBRADO PUBLICO" y

“OBRA ELEC. DIST Y ALUMBRADO PUBLICO” por lo que no puede visualizarse el contenido de las mismas, por ejemplo postes torres y accesorios, líneas, subestaciones entre otros por lo que se sugiere que el ICE revise la forma en que está categorizando sus cuentas y con ello las depreciaciones utilizadas.

Por lo anterior se utilizaron las tablas de depreciación enviadas por el petente en consultas adicionales para el estudio tarifario.

Activos en operación	Vida útil (años)	Valor de rescate (del costo)	Tasa anual (%)
<u>ICE Electricidad:</u>			
<i>Plantas Hidráulicas</i>	40	10%	2,25%
<i>Plantas Térmicas</i>	30	5%	3,17%
<i>Plantas Geotérmicas</i>	40	10%	2,25%
<i>Plantas Eólicas</i>	20	0%	5,00%
<i>Plantas Generación Solar</i>	30	5%	3,17%
<i>Subestaciones</i>	30	5%	3,17%
<i>Líneas Distribución</i>	30	10%	3,00%
<i>Líneas Transmisión</i>	30	5%	3,17%
<i>Alumbrado Público</i>	20	4%	4,80%
<i>Equipos de control y comunicación</i>	30	5%	3,17%

Fuente: ICE

f. Análisis financiero

i. Criterios de proyección aplicados

Los criterios financieros utilizados por la Intendencia para proyectar los gastos del servicio de distribución, son los siguientes:

- Para la proyección de gastos de todos los sistemas (generación, transmisión, distribución, y alumbrado público) correspondientes a los años 2015 y 2016, se tomó como año base el 2014, con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo.
- Se realizó un análisis histórico de las partidas para cada uno de los sub periodos de enero a mayo y junio a diciembre 2014, y de enero a mayo 2015 se utilizaron valores reales los cuales se anualizaron y se observó su variación respecto al indicador económico (inflación, decretos salariales, etc.) de los periodos correspondientes.
- Para la proyección de los gastos generales se utilizaron los porcentajes de -0,43% (para los meses de junio a diciembre 2015), 0,87% y 2,14% para los periodos 2015 y 2016, respectivamente.

- Los tipos de cambio utilizados son de ¢540,51 y ¢539,05 por US\$ para los periodos 2015 y 2016, respectivamente.
- Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:
 - ✓ El análisis horizontal sobre las partidas objeto de gasto y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).
 - ✓ El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.
- Para el análisis de las partidas objeto de gasto, se analizó las justificaciones que presentó el ICE, en el caso de las partidas relevantes dentro de la estructura de gastos se procedió a verificar la documentación de respaldo de los registros significativos que permitiera validar la justificación del gasto incurrido.
- Cabe señalar, que en la minuta correspondiente a reunión con funcionarios del ICE el día 13 de abril de 2015, esta Intendencia solicitó al petente aportar la documentación que respalda el gasto incurrido. Ante la omisión de ésta, se consideró los criterios generales de proyección para las partidas concernientes a “servicios”, “materiales” y “transferencias corrientes”.
- En el caso de partidas cuya proyección o ejecución refleja un incremento menor al indicador económico, se consideró el dato que indica la empresa (en el tanto no exista evidencia de que la cuenta amerite otro valor, resultado de su depuración).
- No se consideró la variación de las partidas en las que la entidad no presentó justificación alguna.
- Se excluyó de la proyección las erogaciones de naturaleza no recurrente.
- Se analizaron las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:
 - ✓ Se cotejó las remuneraciones de los periodos 2014 y 2015, así como los reportes a la Caja Costarricense de Seguro Social. Se observó una disminución significativa de estos objetos de gasto en el año 2015 respecto al anterior.
 - ✓ Se proyectó los salarios del ejercicio 2016, a partir de las erogaciones incurridas por ese concepto para el periodo 2015, éste último contempla los aumentos según los decretos del poder ejecutivo que corresponden a un 1,08% y 0,08% para el primer y segundo semestre del 2015, respectivamente y la inflación para el año 2016 correspondiente a un 4,0% en ese periodo.
 - ✓ Se contemplaron los siguientes porcentajes 8,33%, 8,19%, 9,25%, 0,50%, 1,50%, 5,00%, 0,50%, 5,08%, 1,50% y 3,00% para los objeto de gastos No. 18 “Décimo tercer mes”, 19 “Salario escolar”, 27 “Contribución patronal al seguro de salud de la CCSS”, 28 “Contribución patronal al IMAS”, 29 “Contribución patronal al INA”, 30 “Contribución patronal al fondo de desarrollo social y asignaciones familiares”, 31 “Contribución patronal al BPDC”, 34 “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS”, 35 “Aporte patronal al ROPC” y 36 “Aporte patronal al FCL”, respectivamente.

- ✓ *No se consideró contrataciones en el periodo 2016.*
 - ✓ *Se excluyó los objetos de gasto N° 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos” y los salarios con goce de salario de los miembros de la asociación de bienestar social, el detalle se presenta en el apartado “II.2.f.vi”.*
 - ✓ *Al no demostrar el gasto a incurrir en el periodo 2016, por concepto de prestaciones legales de las personas próximas a jubilar, retirar, etc.; se excluyó lo concerniente al objeto de gasto N° 311 “Prestaciones legales”.*
- *Para el caso específico de las cuentas denominadas “contables”, al presentar limitaciones para dar trazabilidad a los montos registrados en cada sistema y cuenta, y no demostrar el gasto incurrido en el sector electricidad (con sus justificaciones y respaldos) se consideró para el año base las cifras ejecutadas del ejercicio 2014, en el tanto éstas no superen el valor incluido para ese periodo en las tarifas vigentes (según consta en el expediente ET-147-2014), en cuyo caso se considera el dato menor, a partir de éste se proyecta los años 2015 y 2016, utilizando como parámetro de referencia la inflación del periodo, citada en los indicadores y criterios generales de proyección. Lo anterior por cuanto, con la información suministrada, tampoco se pudo corroborar los saldos del año base.*
- *No se consideró la justificación de la partida N°816 denominada “Estimación para validación existencias en inventario”, la cual indica que su variación “obedece a una aplicación contable realizada a fin de hacer una estimación para validación de existencias en inventarios, debido a un estudio solicitado en los materiales y que se han considerado con riesgo de obsolescencia, lo cual afectó dicho rubro.”*
- De lo anterior se desprende que dada la naturaleza de estos inventarios, no se incluyó en la proyección la partida denominada “estimación por validación de existencias en inventarios”, ya que es deber de la institución comprobar su obsolescencia, daño y destrucción del bien, a efectos de incorporar el costo en las tarifas eléctricas.*
- *No se incorporó en la proyección el objeto de gasto N°817 “estimación de cuentas incobrables”, ya que la entidad debe demostrar la antigüedad de su cartera, la forma de determinar la incobrabilidad de ésta y las gestiones de cobro realizadas, a efectos de incluir su costo en las tarifas, así como la forma de asignar el gasto entre los sistemas y cuentas del sector eléctrico.*
- *No se incluyó el objeto de gasto “N° 819 Vacaciones no disfrutadas”, ya que para efectos de incluir la erogación del disfrute de vacaciones de los funcionarios, se determina el gasto real incurrido, éste se refleja en los reportes a la C.C.S.S., la provisión no representa el gasto ejecutado.*
- *Se validaron las fechas y montos incluidos en la partida “absorción de partidas amortizables e intangibles” para los periodos de estudio.*
- *El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de generación, transmisión, distribución y alumbrado público, con base en los siguientes porcentajes 27%, 18%, 46% y 9%, respectivamente; los cuales se obtuvieron del oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 07 de abril del año 2000. Los montos asignados en el año 2016, ascienden a las sumas de ¢440,54, ¢293,69, ¢579,25 y ¢146,85 millones, en el mismo orden citado, conforme al canon de regulación publicado en la gaceta N° 206 del 23 de octubre del 2015.*

ii. Análisis de las principales cuentas del estado de resultados:

➤ **Ingresos por venta de energía**

Se tomaron los datos recomendados en el estudio de mercado del presente informe.

➤ **Gastos de operación y mantenimiento:**

- ✓ El objeto de gasto N° 86 "Servicios generales", se incorporó en los meses de junio a diciembre 2014, tomando en consideración el precio promedio de las impregnaciones en silicona realizadas en el año 2013, aunado a la inflación del periodo y la cantidad de impregnaciones efectuadas en ese periodo.
- ✓ La entidad no justificó total el incremento de las partidas N° 86 "Servicios generales ", 89 "Otros servicios de gestión y apoyo ", 117 "Mantenimiento y reparación de otros equipos ", 154 "Materiales y productos metálicos", 157 "Materiales y productos eléctricos, telefónicos y de cómputo", 164 "Repuestos y accesorios", 180 "Textiles y vestuario" y 184 "Otros útiles, materiales y suministros", por lo que se proyectó el gasto con la inflación del periodo.
- ✓ Al no justificar la recurrencia del gasto descrito en la partida N°94 "Actividades de capacitación", se excluyó de la proyección.
- ✓ Las partidas de "contables" se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.
- ✓ En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de ¢26 598,1 millones por concepto de gastos de operación y mantenimiento.

➤ **Gastos comercialización**

- ✓ Las partidas incluidas en los apartados de Servicios y Materiales y suministros se proyectan con la inflación del periodo.
- ✓ Las partidas de "contables" se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.
- ✓ En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de ¢20 020,8 millones por concepto de gastos de comercialización.

➤ **Servicio de regulación**

- ✓ El canon asignado al sistema de generación corresponde a la suma de ¢579,3 millones, estimado al aplicar un 18%, sobre el canon del periodo 2016, publicado en La Gaceta N° 206 del 23 de octubre del 2015. Este porcentaje fue fijado según lo aprobado en su oportunidad por la ARESEP (el oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 07 de abril del año 2000)

➤ **Gastos administrativos**

- ✓ *La entidad no justificó el incremento de las partidas N° 86 “Servicios generales “ y 89 “Otros servicios de gestión y apoyo “, por lo que se proyectó el gasto con la inflación del periodo.*
- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.*
- ✓ *En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de €6 976,7 millones por concepto de gastos de gastos administrativos.*
- **Seguros**
- ✓ *el monto por concepto de “seguros” asignado al sistema de distribución asciende a €95,4 millones.*
- **Depreciación de activos y otros activos en operación**
- ✓ *El monto incluido en las tarifas del sistema de generación por concepto de “depreciación de activos y otros activos en operación” corresponde a €20 253,5 millones, estimado con base en el cálculo de la base tarifaria y la revaluación de activos, según se detalla en la sección de base tarifaria.*
- **Absorción de partidas amortizables e intangibles**
- ✓ *Para la estimación de esta cuenta se utilizó la metodología empleada por el ICE, ésta involucra la comprobación de los cálculos (considerando las fechas de adquisición de los activos), el resultado de este análisis demostró la existencia de dos o más adquisiciones de una licencia y/o software en un mismo periodo, amortizables a un plazo de 3 años, para efectos de cálculo, se consideró una licencia por periodo, ajustando el monto a amortizar. Siendo el monto incluido en el cálculo de €145,3 millones.*
- **Gastos por incobrables**
- ✓ *No se incorporó este costo en las tarifas del año 2016, por cuanto la empresa no justificó adecuadamente este gasto, ni demostró la incobrabilidad y/o las gestiones realizadas para su recuperación.*
- **Energía y Potencia distribución**
- ✓ *El monto incluido en las tarifas del sistema de distribución por concepto de “energía y potencia distribución” corresponde a €186 777,0 millones, según el detalle del apartado de mercado.*
- **Peaje**
- ✓ *El monto incluido en las tarifas del sistema de distribución por concepto de “peaje” corresponde a €186 777,0 millones, según el detalle del apartado de mercado.*
- **Gestión Productiva**

- ✓ *Las partidas incluidas en los apartados de Servicios y Materiales y suministros se proyectan con la inflación del periodo.*
- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.*
- ✓ *En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de ¢8 384,3 por concepto de gastos de gestión productiva.*

iii. Capital de trabajo:

El capital de trabajo es el producto de los costos diarios de la empresa y el período medio de cobro de cada sistema objeto de estudio.

El período medio de cobro se obtiene de las cuentas por cobrar por servicios prestados (no incluye cuentas no comerciales), según saldo promedio mostrado en los Estados Financieros Auditados de los años 2012, 2013 y 2014. El total de estas cuentas por cobrar se divide entre las ventas de energía local, según los Estados Financieros Auditados (no incluye servicios institucionales) y se multiplica por 360 días, para la obtención de un período medio de cobro de 42,24 días, el detalle de estos cálculos se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro # 16
ICE - Sistema de Distribución
Calculo del Período Medio de Cobro
(Millones de colones y días)

CONCEPTO	2012	2013	2014	PROMEDIO
CUENTAS POR COBRAR	34.260,00	30.033,00	32.706,00	32.333,00
VENTAS	269.475,00	279.510,00	277.762,00	275.582,33
ROTACION DE CUENTAS POR COBRAR	0,13	0,11	0,12	0,12
PERIODO PROMEDIO DE COBRO	45,77	38,68	42,39	42,24

Fuente: Elaboración propia.

En el cálculo del capital de trabajo, al gasto de operación se le excluye las depreciaciones, tanto de activos en operación como de otros activos en operación y los gastos por partidas amortizables, ya que éstas no representan erogaciones reales de efectivo. Los gastos así obtenidos, se dividen entre 360 días, para obtener los costos diarios y se multiplican por el periodo medio de cobro detallado en el cuadro anterior para obtener un capital de trabajo por el monto de €7 351,0 millones para el año 2016.

iv. Análisis de Resultados

Los siguientes son los resultados obtenidos para el sistema de generación una vez que se realizaron las modificaciones explicadas en los puntos anteriores; se registra una disminución de un 11,2% en el total de gastos, respecto a los costos solicitados por el ICE en el periodo 2016, tal como se muestra en el cuadro a continuación:

Cuadro # 17
ICE –Sistema de Distribución
Resumen de Costos y Gastos de Operación 2015
(Millones de Colones)

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Variación Absoluta	Variación Porcentual
Operación y Mantenimiento	33.349,76	26.598,08	(6.751,68)	-20%
Comercialización	25.981,95	20.020,81	(5.961,14)	-23%
Servicios de regulación	653,60	579,25	(74,35)	-11%
Administrativos	9.089,26	6.976,67	(2.112,59)	-23%
Seguros	97,03	95,39	(1,63)	-2%
Depreciación activos en operación	16.468,18	20.253,49	1.019,40	6%
Depreciación otros activos en operación	2.765,92			
Absorción de partidas amortizables e intangibles	145,50	145,34	(0,16)	0%
Energía y Potencia distribución	202.920,74	186.777,00	(16.143,74)	-8%
Gastos por incobrables	600,66	-	(600,66)	-100%
Peaje	49.109,20	43.346,20	(5.763,00)	-12%
Gestión productiva	11.497,94	8.384,29	(3.113,65)	-27%
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	352.679,73	313.176,52	(39.503,21)	-11%

Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía

v. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito calculado, se concluye que el servicio de distribución que presta el ICE necesita una disminución promedio del 6,75% en sus tarifas generando un rédito del 5,41% para el año 2016.

vi. Sobre componentes y gastos relacionados con el Estatuto de Personal del ICE

a) Competencias de la Aresep para excluir costos no relacionados con el servicio público

La Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de los servicios públicos regulados, de conformidad con las metodologías aprobadas por la Junta Directiva, así como lo establecido para tales efectos en el artículo 4 inciso c) en relación con el artículo 3 inciso b), así como los artículos 6 incisos a) y d), 31 y 32 incisos b) y c)2 de la Ley 7593, facultan a la Aresep a excluir de los estudios tarifarios gastos que sean incompatibles con el principio de servicio al costo o que no tengan relación directa con la prestación del servicio.

Al respecto, el 22 de octubre de 2012, el Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda del II Circuito Judicial de San José, mediante la resolución 2510-2012, definió claramente las competencias amplias,

excluyentes y exclusivas, que posee la Autoridad Reguladora en la fijación de tarifas en los servicios públicos. De dicha resolución, se extrae lo siguiente:

[...]

Luego de analizar los artículos 4, 6, 14, 31 y 32, de la Ley 7593, el juez, llega a las siguientes conclusiones: [...] 1) ARESEP por su Ley 7593, tiene competencias amplias, excluyentes y exclusivas en la regulación, fijación y supervisión de las tarifas o precios de los servicios públicos; 2) La ARESEP tiene discrecionalidad técnica que le permite realizar los análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios de las fijaciones tarifarias, utilizando las metodologías o modelos económicos que mejor se adapten al servicio público que se debe evaluar; 3) La discrecionalidad técnica de la ARESEP debe estar orientada por los principios de equilibrio financiero, servicio al costo, de no coadministrar y de responsabilidad del gestor; 4) La ARESEP está obligada a girar instrucciones técnicas con la finalidad de que los servicios públicos se brinden de la mejor manera posible. Estas recomendaciones técnicas no pueden confundirse con coadministración del prestador ni con la extralimitación de funciones; 5) Los prestadores de servicios públicos están obligados por la Ley 7593, a acatar las instrucciones o recomendaciones técnicas de la ARESEP y tienen la obligación de realizar los ajustes internos que estimen convenientes, sin que esto se confunda con una invasión de las facultades propias del operador del servicio público; 6) En el presente caso, la ARESEP es competente para analizar técnicamente la solicitud de ajuste tarifario [...]

En relación a la discrecionalidad dada por el artículo 32 de la Ley 7593, la cual faculta a la Aresep para excluir costos ajenos a la prestación del servicio público, la Procuraduría General de la República en el Dictamen C-242-2003, del 11 de agosto de 2003, ha señalado:

[...] el artículo 32 reconoce una cierta "discrecionalidad" a la Autoridad Reguladora e incluye conceptos jurídicos indeterminados en su redacción. Lo que da un margen de libertad de apreciación al Ente Regulador a efecto de determinar si una erogación es necesaria para la prestación del servicio, si es proporcional en relación con los "gastos normales de actividades equivalentes" o si es excesiva.

Por el contrario, escapa a la discrecionalidad de la Autoridad Reguladora la posibilidad de reconocer como costo: "las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada". De manera que si un gasto o inversión pretende financiar actividades ajenas a esos elementos relacionados con la actividad regulada, tendría que ser rechazado, deber jurídico, por la Autoridad Regulador.

Es por ello que [...]En tratándose de los servicios públicos de carácter económico, por el contrario, la fijación de la tarifa debe permitir cubrir los costos y optimizar la prestación económica, de manera tal que no exista o se reduzca el déficit de explotación, se practiquen costos reales y se garantice una cierta competitividad. Por ello, la regla es que la tarifa debe responder al costo. Ergo, la tarifa debe cubrir los costos del servicio y permitir un normal beneficio o utilidad para el prestatario del servicio [...] (Dictamen C-242-2003, ya citado)

En virtud de todo lo anterior, la Aresep en uso de sus competencias y facultades está autorizada por ley para excluir aquellos gastos ajenos a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.

b) Costos a excluir derivados del Estatuto de Personal del ICE

Mediante el oficio 1962-IE-2015, del 11 de noviembre de 2015, la IE le solicitó al ICE, el detalle de los componentes salariales y beneficios otorgados a sus funcionarios, contenidos en el Estatuto de Personal vigente, y es por medio de los oficios 0510-1493-2015 del 18 de noviembre de 2015, 0510-1524-2015 del 25 de noviembre de 2015, que el ICE dio su respuesta.

Una vez analizada la información enviada por el ICE, mediante el oficio 2124-IE-2015 del 2 de diciembre de 2015, la IE le solicitó al ICE aclarar el alcance de una serie de rubros específicos, contenidos en los oficios citados, a saber, en lo conducente:

[...]

- 1. Para aquellos objetos de gasto que registran dos o más "Componentes salariales y beneficios a trabajadores del ICE" [...]*
- 2. Para los componentes referenciados con letras de la "A" a la "J" (según archivo electrónico "0510-1524-2015-Anexo (Anexo 1).xls"), indicar en cual objeto de gasto están incluidos.*
- 3. Del componente "Permisos varios con goce de salario" con referencia "C" [...]*
- 4. En el caso específico de que el componente "Pago de prestaciones por terminación de contrato" con referencia "H" no esté incluido en los OG N°37 "Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos" y N° 311 "Prestaciones legales", deberá demostrar y detallar el gasto incurrido con su respectivo cálculo.*
- 5. Del componente "Permisos para la asociación de bienestar social" con referencia "F" se requiere remitir detalle con las horas y el monto del salario que concierne al permiso otorgado a los miembros de la Junta directiva de la asociación de Bienestar Social para realizar sus actividades. Asimismo, indicar si el ICE otorga un beneficio económico para atender las necesidades citadas, tales como la compra de equipo, beca a hijos, entre otros; en caso afirmativo, es necesario suministrar detalle de éste incentivo.*
- 6. En relación al OG N° 37 "Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos" se requiere identificar los montos asociados a cada sistema correspondientes a: i) el aporte del patrono para satisfacer las necesidades de vivienda de los funcionarios, ii) el aporte del patrono para cubrir la provisión de cesantía, iii) el aporte porcentaje destinado a los indicado en los puntos i y ii, que totalizan un 6% según el "estatuto de personal del ICE" y iv) demostrar el origen del total del gasto tomando en consideración que este rubro registra un equivalente al 10,5%, por lo que el 4,5% restante no se contempla en el estatuto citado.*
- 7. Indicar si la entidad cuenta con la figura de Asociación Solidarista de empleados.*

8. *Demostrar los cargos registrados en el OG N°311 “Prestaciones legales” con un detalle de los funcionarios que se acogieron a este derecho (para los periodos del 2014 al 2016), así como los rubros y montos considerados en su cálculo. Indicar la diferencia que existe entre este objeto de gasto y la cesantía que se indica en el OG N°37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos”. [...]*

Posteriormente, mediante el oficio 0510-1570-2015 del 4 de diciembre de 2015, el ICE, procedió a dar respuesta parcial a las aclaraciones solicitadas por esta Intendencia. El ICE mediante archivo adjunto al citado oficio respondió lo siguiente:

[...]

- Punto 1: En los rubros correspondientes a los OG 010-017 y 020. Periodos 2014 y 2015*
- Punto 3: Sobre permisos varios con goce de salario de personas que se encuentran laborando en otras instituciones.*
- Punto 5: Permisos para la ASOBISO*
- Punto 7: Sobre el tema de la Asociación Solidarista [...]*

En este mismo oficio, el ICE señaló que quedaron pendientes de respuesta los puntos 1,2,4,6 y 8 contenidos en el oficio 2124-IE-2015, en razón de que esos rubros [...] son muy gruesos y requieren de mucho análisis para poder concluir con promedios salariales y promedios de los trabajadores[...].

El 8 de diciembre de 2015 mediante el oficio 0510-1578-2015, el ICE, de forma extemporánea al plazo otorgado por la Intendencia en el oficio 2124-IE-2015, procedió a entregar parte de la información faltante requerida, sin embargo la misma, no completó los datos solicitados por la IE.

Una vez analizada la documentación remitida por el ICE, así como las justificaciones y documentación complementaria, se identificaron algunos costos relacionados con beneficios y componentes incluidos en el Estatuto de Personal, que el ICE no justificó debidamente su relación con el servicio público, razón por la cual lo que procede es excluirlos del cálculo de las tarifas, al amparo de lo establecido en la Ley 7593.

El cuadro 18 muestra el resumen de los beneficios del Estatuto de Personal que se excluyen del cálculo tarifario, cuyo detalle se presenta a continuación:

Cuadro # 18
Detalle de beneficios del Estatuto de Personal que se excluyen en las tarifas
Periodo 2016
(Datos en millones de colones)

Norma Estatutaria	Descripción y análisis	OG	2016
Fondo de Garantías y Ahorro. Capítulo XXXVIII del Estatuto de	Todo trabajador del Instituto nombrado en propiedad, con las excepciones establecidas en el párrafo 3-3 del Capítulo Disposiciones Generales, de este	OG-37	₡11.097,93

<p>Personal.</p>	<p>Estatuto, tiene derecho a recibir los beneficios del Fondo Garantías y Ahorro -originado en la Ley N° 3625 de 21 de diciembre de 1965-, de conformidad con las normas que regulan la operación del Fondo de Garantías y Ahorro, el Reglamento de Préstamos y el Reglamento de Préstamos para Vivienda, que se agregan como anexos y forman parte de este Estatuto. El trabajador del Instituto, al ser nombrado en propiedad y adquirir la condición de miembro del Fondo de Garantías y Ahorro, aportará al mismo una suma equivalente a un cinco por ciento (5%) de su salario ordinario, que será deducida directamente de los pagos periódicos que reciba por concepto de salarios. El Instituto aportará regularmente, con destino al Fondo de Garantías y Ahorro, una suma equivalente al seis por ciento (6%) de los salarios ordinarios, devengados por los trabajadores protegidos por el Fondo de Garantías y Ahorro. Capítulo XXXVIII.</p> <p>Ante la falta de justificación e inconsistencias citadas, la IE no incorporó en la proyección los registros del OG N°37 Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos, tal como se puede ver en el apartado "Análisis sobre Fondo de Garantías y Ahorro contenido en el Capítulo XXXVIII del Estatuto de Personal del ICE". Además el ICE no presenta las justificaciones que relacione este gasto con la prestación del servicio público.</p>		
<p>Gastos de funerales y</p>	<p>Como un beneficio independiente de las sumas que por cualquier</p>	<p>OG-309</p>	<p>¢2.51</p>

<p>sepelios. Capitulo XXXVI. Artículo 36-1 del Estatuto de Personal</p>	<p>concepto paguen el ICE y/u otras instituciones, con motivo de la terminación de un contrato por muerte del trabajador, el Instituto entregará a los familiares un auxilio para funerales y sepelio por un monto equivalente a la categoría salarial 21 con jornada de 40 horas, al momento del fallecimiento. Quienes reclamen esa suma deberán demostrar su parentesco y afinidad con el trabajador fallecido y aportar los comprobantes respectivos, que indiquen con certeza que realizaron el gasto. En caso de muerte por accidente laboral, la Gerencia General podrá autorizar el pago de otros gastos adicionales, propios de un suceso de esa índole.</p> <p>La IE, considera que este gasto responde a una colaboración económica del patrono al trabajador que resulta ajena e innecesaria para la prestación del servicio, ya que el ICE no justifica su relación con el mismo.</p>		
<p>Permisos para la asociación de bienestar social. Artículos 28-25 al 28-6 del Estatuto de Personal</p>	<p>Se concederá permiso especial a los miembros de la junta directiva de la asociación de Bienestar Social de la siguiente manera: medio día al mes para asistir a reuniones de Junta Directiva, medio día al año para realizar las asambleas ordinarias y medio día adicional para preparar la logística de estas asambleas, otros permisos adicionales para la atención de casos especiales, se concederá medio día de permiso especial, para los afiliados que participen en las asambleas aprobadas por DHC. En los oficios números No.0510-1524-2015, No. 0510-1570-2015 y sus anexos, el ICE señala que estos permisos corresponden a las reuniones de la Junta Directiva de</p>	<p>F</p>	<p>€1,70</p>

	<p>la Asociación de Bienestar Social que atiende situaciones y solicitudes de los trabajadores asociados sobre necesidades básicas y urgentes como: equipo y materiales médicos, becas hijos familias de bajos recursos, siniestros (inundaciones, incendios, derrumbes, otros).</p> <p>Se considera que este rubro es ajeno e innecesario con la prestación del servicio público brindado por esa Institución, ya que el ICE no justifica su relación con el mismo.</p>		
	Total		¢11.102,14

Fuente: Elaboración propia.

- c) *Análisis sobre Fondo de Garantías y Ahorro contenido en el Capítulo XXXVIII del Estatuto de Personal del ICE*

Con el fin de analizar los rubros contenidos en la Ley 3625 y el Estatuto de Personal de dicha Institución, la IE, mediante el oficio 2124-IE-2015 le solicitó al ICE justificar, entre otros rubros relacionados, la cuenta OG N° 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos”. Al respecto, según la respuesta brindada en el oficio N° 0510-1578-2015 citado, el ICE fue inconsistente y no logró justificar fehacientemente la información que resultaría trascendental para el análisis del presente estudio tarifario, en relación con lo anterior se realizan las siguientes observaciones:

En relación al objeto de gasto N° 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos”, el ICE indicó mediante el oficio N° 0510-1578-2015 mencionado supra, que éste corresponde al aporte que hace la Institución como patrono al Fondo de Garantía y Ahorro (FGA) de un 6% y un 4,5% sobre la pensión complementaria de cada uno de los funcionarios.

Cabe mencionar que los objetos de gasto N°35 “Aporte patronal al régimen obligatorio de pensiones complementarias” y 36 “Aporte patronal al fondo de capitalización laboral” incorporan el 4,5% correspondiente a la pensión complementaria de los funcionarios, éstos montos se reportan a la Caja Costarricense del Seguro Social y son la base de proyección utilizada por la IE para su cálculo. El objeto de gasto N° 37 refiere al mismo concepto y porcentaje, y la entidad no logró justificar la necesidad de incorporar éste aporte adicional en las tarifas, considerando que ya los funcionarios gozan de éste beneficio.

Por otra parte el Estatuto de Personal del ICE, en el artículo 38-1, establece que:

[...]Todo trabajador del Instituto nombrado en propiedad, con las excepciones establecidas en el párrafo 3-3 del Capítulo Disposiciones Generales, de este Estatuto, tiene derecho a recibir los beneficios del Fondo Garantías y Ahorro -originado en la Ley N° 3625 de 21 de diciembre de 1965-, de conformidad con las normas que regulan la operación del Fondo de Garantías y Ahorro, el Reglamento de Préstamos y el Reglamento de Préstamos para Vivienda [...]

Asimismo, la Ley 3625 indica lo siguiente:

[...]El Instituto deberá destinar las reservas y fondos constituidos con ese objeto, al pago de prestaciones laborales y fondo de garantías y ahorro del personal permanente, y continuar efectuando los aportes correspondientes en una suma no menor a la aportada por los funcionarios y empleados que coticen para el fondo [...]

El Estatuto y la Ley 3625, muestran que los recursos del FGA son destinados para préstamos de vivienda de los funcionarios y el pago de prestaciones legales. La IE considera que los costos originados de los préstamos y los préstamos de vivienda a los funcionarios, no fueron justificados por el ICE y es por ello que no se incluye en las tarifas eléctricas. En relación a las prestaciones legales, la entidad no brindó detalle de los funcionarios que se acogerán a este derecho para el año 2016, de forma tal que se pueda estimar el gasto a incurrir por ese concepto, que el que eventualmente podría ser incorporado.

Ante la falta de justificación e inconsistencias citadas, la IE no incorporó en la proyección los registros del OG N°37 Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos.

Es por lo anterior que la información técnica requerida por la Aresep a los prestadores de los servicios públicos resulta indispensable para el ejercicio adecuado de las competencias regulatorias, en este caso la de fijar tarifas, la cuales no se puede ejercer de forma efectiva sin la información solicitada, en el caso particular, el ICE no logró aclarar oportunamente las consultas realizadas por esta Intendencia, resultando la información aportada inconsistente e injustificada, por lo cual dicho Fondo no se incluye dentro de la fijación tarifaria, en aplicación de los artículo 32 y 33 de la Ley 7593.

4. Estructura tarifaria

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible del ICE-distribución a partir del año 2016, según el análisis realizado por la Intendencia de Energía, debe ajustarse con una disminución del 5,56% a partir del primero de enero del 2016 y hasta el 31 de diciembre 2016, de tal manera que permita compensar el aumento en los costos propios de la empresa.

Al presentar el ICE dos pliegos distintos durante el periodo 2016, un pliego para cada semestre del 2016, esto según resolución RIE-107-2015 publicada en Gaceta No. 211 del 30 de octubre de 2015 (columnas 1 y 2), el ajuste se realiza para ambos pliegos respetando la vigencia de precios diferentes para el primer y segundo semestre del año.

La disminución en las tarifas se realiza igual para todas las tarifas del sistema de distribución del ICE, excepto para la tarifa T-MTb, que de acuerdo lo establecido el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030, contiene

lineamientos específicos para modificar las características de ingresos de abonados y el precio promedio de compra del kWh, en los términos detallados en el presente estudio.

Es importante anotar que la metodología tarifaria vigente no define una estructura tarifaria directamente, es por esa razón que deja abierta la posibilidad de asignar los ingresos por exportaciones directamente a una tarifa en específico tal y como se determinó en el PNE.

Por lo anterior a partir del primero de enero de 2016, la tarifa T-MTb será diferenciada con el propósito de aproximarla en promedio a los 10 centavos de dólar establecidos como meta en el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030. Con esto el ajuste para esta tarifa será de -20,1%. Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos sin combustibles, ya que aún no se cuenta con los factores de ajuste por efecto de CVC vigentes para el año 2016 (columnas 3 y 4).

Considerando los ajustes propuestos para T-MTb (-20,1%) y para las demás tarifas (-5,56%), esto de forma integrada genera una rebaja promedio del 6,75% para las tarifas del sistema de distribución de energía que presta el ICE.

En las columnas 5 y 6 se aprecia la estructura de costos sin combustible vigente y propuesta a partir del 01 de enero del 2017, en dicho periodo la tarifa debe atender el incremento por costos propios, por tanto se propone un ajuste de -5,56% a las tarifas vigentes (establecidas según RIE-017-2015 del estudio ET-145-2014) para este periodo.

La siguiente tabla muestra el detalle de los precios sin combustibles por periodo, categoría tarifaria y bloque de consumo.

Cuadro No.19
ICE: Estructura de costos del sistema de distribución.
A partir de enero del 2016.

ICE Sistema de distribución		Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6
		Vigente	Vigente	Propuesta	Propuesta	Vigente	Propuesta
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Del 1/ene/2016 al 30/jun/2016	Del 1/jul/2016 al 31/dic/2016	Del 1/ene/2016 al 30/jun/2016	Del 1/jul/2016 al 31/dic/2016	Desde el 1/ene/2017	Desde el 1/ene/2017
► Tarifa T-RE: tarifa residencial							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-30 Cargo fijo	2 459,10	2 507,70	2 322,30	2 368,20	2 430,00	2 295,00
	Bloque 31-200 cada kWh	81,97	83,59	77,41	78,94	81,00	76,50
	Bloque 201-300 cada kWh	147,75	150,67	139,54	142,29	146,00	137,88
► Tarifa T-GE: tarifa general							
o Clientes consumo exclusivo de energía							
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	123,46	125,90	116,60	118,90	122,00	115,22
o Clientes consumo energía y potencia							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	221 610,00	226 020,00	209 280,00	213 450,00	219 000,00	206 820,00
	Bloque 3001 y más cada kWh	73,87	75,34	69,76	71,15	73,00	68,94
	<i>Por consumo de potencia (kW)</i> cada kW	12 211,55	12 453,14	11 532,59	11 760,75	12 067,00	11 396,07
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social							
o Clientes consumo exclusivo de energía							
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	82,98	84,62	78,37	79,92	82,00	77,44
o Clientes consumo energía y potencia							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	148 770,00	151 710,00	140 490,00	143 280,00	147 000,00	138 840,00
	Bloque 3001 y más cada kWh	49,59	50,57	46,83	47,76	49,00	46,28
	<i>Por consumo de potencia (kW)</i> cada kW	7 997,67	8 155,90	7 553,00	7 702,43	7 903,00	7 463,59
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Periodo Punta cada kWh	70,84	72,24	66,90	68,22	70,00	66,11
	Periodo Valle cada kWh	26,32	26,83	24,86	25,34	26,00	24,55
	Periodo Noche cada kWh	16,19	16,51	15,29	15,59	16,00	15,11
	<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	Periodo Punta cada kW	11 495,08	11 722,49	10 855,95	11 070,72	11 359,00	10 727,44
	Periodo Valle cada kW	8 026,01	8 184,79	7 579,76	7 729,72	7 931,00	7 490,04
	Periodo Noche cada kW	5 140,86	5 242,56	4 855,03	4 951,07	5 080,00	4 797,55
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión en dólares							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Periodo Punta cada kWh	0,121	0,123	0,097	0,098	0,119	0,110
	Periodo Valle cada kWh	0,042	0,043	0,034	0,034	0,042	0,040
	Periodo Noche cada kWh	0,026	0,027	0,021	0,022	0,026	0,020
	<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	Periodo Punta cada kW	19,227	19,608	15,362	15,667	19,000	17,940
	Periodo Valle cada kW	13,419	13,684	10,722	10,934	13,260	12,520
	Periodo Noche cada kW	8,602	8,772	6,873	7,009	8,500	8,030

III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS Y LA TARIFA

La variación en las tarifas del servicio de distribución que presta el ICE se explica primordialmente por las siguientes razones:

- 1. Los gastos que la Intendencia de Energía estima para el 2016 serían ¢ 39 503,2 millones menores a los solicitados por el ICE (-11,2%). Los gastos en los cuales se concentran los ajustes realizados por la IE, respecto a la propuesta presentada por el ICE son: gestión productiva, comercialización, administrativos, operación y mantenimiento y peajes. Cabe señalar que en la estructura de costos, las disminuciones del 35% y 8% corresponden a las partidas de contables y remuneraciones, respectivamente.*
- 2. En cuanto a las inversiones o adición de activos para el año 2016, la Intendencia estimó ¢ 3 136,18 millones menos que lo solicitado por el ICE (-6,69%).*
- 3. La base tarifaria que ha reconocido la IE para el 2016 es inferior en ¢ 12 140 millones a la base calculada por el ICE (-4,0%).*
- 4. Los ingresos que la IE estima para el año 2016 por concepto de venta de energía ascienden a la suma de ¢314 873,5 millones, sin embargo, al incorporar el ajuste por concepto de exportaciones en la tarifa T-MTb, el monto de los ingresos asciende a ¢318 540,6 millones, el detalle se presenta en el apartado de "mercado".*
- 5. Todo lo anterior implica que mientras el ICE solicita unos ingresos adicionales de ¢ 28 425,9 millones para el 2016, la IE recomienda disminuir los ingresos en ¢ 23 356 millones.*

(...)

V. CONCLUSIONES:

- 1. El ICE solicita un aumento medio del 8,27% en las tarifas sin combustible, para obtener unos ingresos adicionales de ¢28 137 millones en el 2016.*
- 2. Con base en las estimaciones de la IE, se propone una tarifa promedio general del sistema de distribución del ICE para 2016 sin CVC ronde los ¢89,8 kWh que entraría a regir a partir del 01 de enero de 2016. Lo anterior implica una disminución de 5,56%.*
- 3. Se propone fijar la tarifa TMTb en xxx, en atención a lo presentado por el ICE en la solicitud tarifaria y en cumplimiento a lo establecido en el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030.*

(...)

- II. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la consulta pública, del oficio 2221-IE-2015 citada, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

Oposición: Defensoría de los Habitantes: Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, portadora de la cédula de identidad número 108120378, en su condición de Directora de Asuntos Económicos de la Defensoría de los Habitantes. **Notificaciones:** Al fax número 4000-8700.

Generación y transmisión

Manifiesta que las observaciones realizadas para el sistema de generación y relacionadas con los procedimientos de proyección de los costos y gastos para los años 2015, 2016 y 2017, son válidas para el sistema de transmisión, por lo que se analizan en conjunto.

- a) Argumenta el oponente que el del rédito para el desarrollo de los años 2009 a 2015 ha oscilado entre 2,75% y 6,32%, lo que da un promedio de 4,24%. Excluyendo el monto solicitado por el ICE se obtiene un rédito del 3,01%, por lo que solicitan a la ARESEP definir un valor apropiado del rédito para el desarrollo de este sistema y que si se considera apropiado el rédito resultante a tarifas actuales (3,01%), no se apruebe ajuste alguno para este sistema.

Se le hace saber al oponente que con base a la metodología vigente, nos corresponde analizar y determinar la razonabilidad de la solicitud, entre otros lo correspondiente al rédito para el desarrollo, por lo que es a través de ese análisis que esta Intendencia determinará el rédito estrictamente necesario de tal forma que se pueda garantizar el adecuado desarrollo del servicio público, tal como lo establece la Ley 7593. Es importante tomar en cuenta que el fin del rédito para el desarrollo es que las empresas cuenten con fondos suficientes para garantizar las inversiones futuras que permitan la prestación del servicio en condiciones de calidad y que se preste de forma continua y confiable.

- b) Indica el oponente, que para la proyección de los costos y gastos del 2016 y 2017 basados en los datos estimados del 2015, se utilizan proyecciones de inflación interna, inflación externa y devaluación estimadas por el BCCR según el Programa Macroeconómico 2015-2016, revisado en julio 2015. Dichas premisas se encuentran en revisión dado que los resultados reales no se ajustan a lo previsto en esa oportunidad, por lo que consideran se podrían estar exagerando la inflación y devaluación esperada para estos años.

El análisis que se ha efectuado a la solicitud presentada por el ICE incluye la incorporación de parámetros macroeconómicos calculados por la Intendencia, que se ajustan a la realidad económica actual, las proyecciones efectuadas por el BCCR y el Fondo Monetario Internacional, pero ajustados tal y como indica el opositor a los resultados obtenidos a la fecha, tal como se expone en el apartado de parámetros utilizados.

- c) Indica el oponente, que la estructura de costo, presentada por el ICE, para el año 2015 muestra un aumento con relación al año anterior, y que ésta es la base para proyectar los años siguientes, por lo que considera necesario que la ARESEP realice una revisión de los datos de costos estimados para el periodo en cuestión ya que este tiene una base real (enero-mayo 2015) y otra proyectada mediante estimación del IPC (junio-diciembre 2015).

Tal y como lo indica el opositor, la Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionado o que no sea necesario para la prestación del servicio, utilizando las cifras reales más recientes con las que se contaba (mayo 2015), depurando las mismas de conformidad con los principios indicados.

- d)** *Expone el oponente que si para el 2016 se mantuvieran las mismas ventas del 2015 el rédito que se alcanzaría es de 3,88% y que si se le aplicara a las ventas del 2015 del 4% de demanda, según tabla 1.3 presentada en el estudio, el rédito alcanzaría el 4,84% el cual es mayor al resultado del 2014 y 2015 (4,22% y 3,68% respectivamente). Indican, que dependiendo de los supuestos realizados sobre el comportamiento de ventas, el sistema de generación podría requerir un ajuste menor o inclusive ningún ajuste para el 2016, por lo que consideran necesario que la Autoridad Reguladora revise la metodología utilizada para la proyección de ventas de energía eléctrica.*

Se le hace saber al oponente que con base a la metodología vigente, nos corresponde analizar y determinar la razonabilidad de la solicitud, entre otros lo correspondiente al rédito para el desarrollo, por lo que es a través de ese análisis que esta Intendencia determinará el rédito estrictamente necesario de tal forma que se pueda garantizar la prestación óptima del servicio público, tal como lo establece la Ley 7593. Con relación a las ventas proyectadas, esta Intendencia hace su propio análisis, tal como detalla en la sección de mercado.

- e)** *Solicitan a la Autoridad Reguladora revisar el programa de inversiones planteado por el ICE para los años 2016 y 2017 ya que se mantiene un nivel de ejecución por debajo de lo otorgado, por lo cual es necesario ajustar las estimaciones de inversión según lo realmente factible para que los recursos que se aprueben para financiar los planes de inversión no incremente innecesariamente las tarifas de los usuarios.*

Se coincide con lo externado por el opositor, la Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y que lo correspondiente a las inversiones, éstas son analizadas por un equipo técnico que determinará la razonabilidad, necesidad de éstas y capacidad real de ejecución de las mismas, tal y como se detalla en el apartado de inversiones.

Distribución

- f)** *Indica el oponente que del ajuste solicitado del 8,27% para el sistema de distribución, el 87,5% es para cubrir el efecto GENTRA (aumento solicitado en las tarifas de generación y transmisión), por lo que el aumento para costos propios sería del 1,1%. En el escenario de que no se aprueben ajustes para las tarifas de generación y transmisión se observa un aumento en los ingresos totales de distribución del 1,1%, igual para cubrir los costos propios, por lo que consideran, bajo ese escenario, que no es necesario ajustar las tarifas de este sistema.*

Tal y como lo expone el oponente, no se puede dejar de trasladar el efecto de generación y transmisión ya que se pondría en riesgo el equilibrio financiero de la empresa, pero le hace saber que tanto para el estudio del sistema de generación como para el de transmisión esta Intendencia hace los análisis basados en la metodología vigente y en apego al principio de servicio al costo de tal forma que se trasladen a al sistema de distribución lo necesario para prestar el servicio. Además cabe indicar que las proyecciones se basan en parámetros macroeconómicos calculados por la Intendencia, que se ajustan a la realidad económica actual, las

proyecciones efectuadas por el BCCR y el Fondo Monetario Internacional y el comportamiento de dichas variables a la fecha, tal como se expone en el apartado de parámetros utilizados.

- g)** En relación al rédito pretendido (6,37%), indica el oponente que de no realizarse ajustes a los otros sistemas (generación y transmisión) éste llegaría a 6,21%, sin embargo se da el ajuste a los ingresos adicionales se podría llegar a un 7,37%. Por lo anterior solicitan definir un valor apropiado del rédito para el servicio de distribución.

Se le hace saber al oponente que con base a la metodología vigente, nos corresponde analizar y determinar la razonabilidad de la solicitud, entre otros lo correspondiente al rédito para el desarrollo, por lo que es a través de ese análisis que esta Intendencia determinará el rédito estrictamente necesario de tal forma que se pueda garantizar el adecuado desarrollo del servicio público, tal como lo establece la Ley 7593. Es importante tomar en cuenta que el fin del rédito para el desarrollo es que las empresas cuenten con fondos suficientes para garantizar las inversiones futuras que permitan la prestación del servicio en condiciones de calidad y que se preste de forma continua y confiable.

- h)** Solicitan que revise el programa de inversiones del ICE para el sistema de distribución para los años 2016 y 2017, ya que este se sustenta, en parte, por los mayores ingresos que se obtendrían con el incremento solicitado y, además, no se ha mantenido un nivel estable de ejecución de las inversiones. Por lo anterior solicitan ajustar las proyecciones de inversión de acuerdo con lo que es factible desarrollar, de manera que no se recarguen las tarifas a los usuarios de todos los sistemas.

Se coincide con lo externado por el opositor, la Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y que lo correspondiente a las inversiones, éstas son analizadas por un equipo técnico que determinará la razonabilidad, necesidad de éstas y capacidad real de ejecución de las mismas, tal y como se detalla en el apartado de inversiones.

Alumbrado Público

- i)** Indican que la estimación de costos y gastos operativos del sistema de alumbrado público, sigue la metodología general aplicada por el ICE en los otros sistemas, de manera que lo indicado en los apartados anteriores, respecto al desfase de los indicadores macroeconómicos para proyección, es aplicable a la solicitud de ajuste de alumbrado público.

El análisis que se ha efectuado a la solicitud presentada por el ICE incluye la incorporación de parámetros macroeconómicos calculados por la Intendencia, que se ajustan a la realidad económica actual, las proyecciones efectuadas por el BCCR y el Fondo Monetario Internacional y el comportamiento de dichas variables a la fecha, tal como se expone en el apartado de parámetros utilizados.

Oposición: Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula de persona jurídica número 3-002-042023, representada por el señor Carlos Montenegro Godínez, cédula de identidad número 106320878, en su condición de Apoderado General de administración.

Notificaciones: A los correos electrónicos: cmontenegro@cicr.com, lpurras@cicr.com

Distribución

- a)** *Indican que debido a la pérdida en las ventas y clientes industriales, consideran importante apoyar los esfuerzos del MINAE para que desde el Plan Nacional de Energía se dictara una política para formalizar una tarifa competitiva para la industria costarricense. Además apoyan los esfuerzos de levantar requisitos a la tarifa de media tensión b (T-MTb) para que pueda ser usada por un grupo mayor de grandes industrias. Por lo anterior solicitan se logre instaurar la tarifa T-MTb para avanzar en el establecimiento de tarifas competitivas para la industria.*

Esta Intendencia concuerda con lo expuesto por el oponente y en apego a lo establecido en el Plan de Nacional de Energía se calcula en esta fijación tarifaria la nueva tarifa T-MTb de conformidad con el mismo, incluido el ajuste a la descripción de la misma. Por otro lado, se están realizando los esfuerzos para generalizar dicha tarifa al resto del país.

- b)** *Indican que los principales costos de distribución se deben a la energía y potencia de ICE generación y transmisión los cuales presentaban un exagerado aumento para el 2015 y 2016. También les preocupa el alto crecimiento que en los dos últimos años se han dado en los gastos de operación, mantenimiento, comercialización y administrativos, así como en la depreciación. Solicitan una revisión de estos gastos por parte de la ARESEP.*

Se le indica al oponente que no se puede dejar de trasladar el efecto de generación y transmisión ya que se pondría en riesgo el equilibrio financiero del servicio público, además se le hace saber que tanto para los estudios de todos los sistemas esta Intendencia hace los análisis basado en la metodología vigente y en apego al principio de servicio al costo de tal forma que se trasladen a al sistema de distribución lo adecuado, excluyendo todo aquel costo o gastos desproporcionados o que no sea necesario para la prestación del servicio. En las distintas secciones se explican los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Transmisión

- c)** *Argumentan que para el sistema de transmisión les preocupa el crecimiento de los ingresos y gastos por encima de la inflación que se alcanzará para los años 2015 y 2016, por lo que solicitan a la ARESEP revisar todos aquellos gastos que no son requeridos para brindar el servicio, así como el prorrateo de los costos reales en los periodos correctos, pues algunos gastos como los de alquileres operativos podrían estar cargando innecesariamente las tarifas.*
- d)** *Indican que el aumento solicitado para el peaje en el sistema de distribución no resulta consistente pues la demanda no está creciendo, por lo que solicitan a la ARESEP el rechazo de estos aumentos.*

Se le hace ver al oponente que esta Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionado o que no sea necesario para la prestación del servicio. En las distintas secciones se explican los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Respecto al estudio de transmisión incluso esta Intendencia propone una disminución de las tarifas, de conformidad con el resultado del análisis realizado.

Generación

- e) *A pesar de que se sustituyó la generación con combustibles fósiles por fuentes limpias, no se ha notado la ventaja para el consumidor en la tarifa eléctrica debido a que la compra a generadores privados reflejan pagos a costos comparables con la generación con combustibles fósiles, por lo que solicitan revisar los contratos firmados con los generadores privados para el impacto de éstos en las tarifas. Además consideran desproporcionado el aumento en los rubros de gastos de operación y mantenimiento y gastos administrativos. Por lo anterior solicitan a la ARESEP moderar el aumento al sistema de generación ya que hay mayor producción local de electricidad y no se tiene que acudir a niveles de generación térmica de años recientes y con esto se logre una reducción en las tarifas eléctricas del país.*

La sustitución de generación con combustibles fósiles por compra a generadores privados conlleva ya de por sí a un aumento del gasto, por el aumento en la cantidad de energía comprada, es importante indicar que en la actualidad existen en el parque de generación térmica una canasta de plantas que van desde unas con altos costos para el país (como Barranca, San Antonio, Moín II y Moín III) hasta otras no tanto (Moín I, Guápiles, Orotina y Garabito), por lo que la comparación no se puede generalizar sino identificarse sobre la planta específica que vino a sustituir esa energía renovable.

Por otro lado en relación al crecimiento de los demás gastos, se le hace ver al oponente que esta Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionado o que no sea necesario para la prestación del servicio. En las distintas secciones se explican los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Oposición: Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, cédula de persona jurídica número 3-002-697843, representada por el señor Edgar Allan Benavides Vílchez, cédula de identidad número 401021032, en su condición de Presidente con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma.

Notificaciones: Al correo electrónico ruben@zamoracr.com

Generación

- a) *Indica el oponente que el ajuste solicitado a las tarifas de generación y distribución, significa un aumento en las tarifas, que pagan las distribuidoras, del 22,74% y que en enero de 2016 se sumará el aumento recién aprobado al ICE del 6% por compra a generadores privados y lo correspondiente por CVC.*
- b) *Indican que según el ICE su estructura de costos y gasto presentará un incremento en relación con el 2015, cercano al 4,4% y que de aprobarse la solicitud, se tendría de enero de 2014 a enero 2016 modificaciones en las tarifas de generación del 18,6% que en promedio serían del 9,3%, esto sería más del doble que la inflación para el mismo periodo.*

Como los argumentos anteriores tienen relación se responden en conjunto.

Se le hace ver al oponente que todo estudio tarifario se hace en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionados o que no sea necesario para la prestación del servicio. En las distintas secciones se explican

los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Además también se le recuerda, que también en enero empieza a regir la reducción decretada por esta Intendencia por el estudio de oficio de los beneficios que generó el mercado eléctrico regional a principios de este año. Por lo que en el primer semestre se neutralizarán algunos de los impactos señalados por el opositor.

- c) Argumenta el oponente que resulta inconsistente que la base tarifaria crezca en 6,24%, mientras que las ventas de energía hayan crecido en una tasa promedio del 1,14%. Por lo anterior se podría estar dando una sobre inversión por parte del ICE y solicitan a la ARESEP prudencia respecto a las inversiones que reconozca en las tarifas.

Se le hace ver al oponente que esta Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y que lo correspondiente a las inversiones, éstas son analizadas por un equipo técnico que determinará la razonabilidad y necesidad de éstas para la prestación óptima del servicio, además de ser ajustadas a la capacidad real de ejecución de la petente, lo cual se detalla en la sección de inversiones.

- d) Indican que en las últimas solicitudes tarifarias de generación, se incluyen aumentos para las tarifas que pagan las empresas distribuidoras (T-CB y T-SD) y no así para sus usuarios directos (T-UD), por lo que consideran es un error ya que las industrias y hogares de bajos recursos estarían subsidiando a grandes industrias atendidas por el ICE.

Es importante indicarle al opositor que la diferenciación de tarifas industriales, tanto en alta tensión como en media tensión, proviene de políticas públicas nacionales (Planes Nacionales de Desarrollo y Planes Nacionales de Energía), que han tenido como propósito mantener la competitividad del sector productivo costarricense. Es por esa razón, y en apego a lo establecido en el artículo 1 de la Ley 7593, que ésta Intendencia, a petición del ICE, ha decretado aumentos diferenciados para las tarifas industriales con que cuenta esa empresa.

No obstante lo anterior, el tema de competitividad para el sector productivo no es exclusivo del ICE, y es por esa razón que esta Intendencia está haciendo los esfuerzos para que, también de conformidad con el Plan Nacional de Energía vigente, se generalicen dichas tarifas competitivas a nivel nacional.

(...)

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas para el servicio de Distribución de energía que presta el Instituto Costarricense de Electricidad ICE, tal y como se dispone.

**POR TANTO
EL INTENDENTE DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar para el servicio de Distribución que presta el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) el siguiente pliego tarifario:

ICE Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2016 al 30/jun/2016	Rige del 1/jul/2016 al 31/dic/2016	Rige desde el 1/ene/2017	
► Tarifa T-RE: tarifa residencial					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Bloque 0-30	Cargo fijo	2 322,30	2 368,20	2 295,00
	Bloque 31-200	cada kWh	77,41	78,94	76,50
	Bloque 201-300	cada kWh	139,54	142,29	137,88
► Tarifa T-GE: tarifa general					
○ Clientes consumo exclusivo de energía					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
		cada kWh	116,60	118,90	115,22
○ Clientes consumo energía y potencia					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	209 280,00	213 450,00	206 820,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	69,76	71,15	68,94
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
		cada kW	11 532,59	11 760,75	11 396,07
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social					
○ Clientes consumo exclusivo de energía					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
		cada kWh	78,37	79,92	77,44
○ Clientes consumo energía y potencia					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	140 490,00	143 280,00	138 840,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	46,83	47,76	46,28
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
		cada kW	7 553,00	7 702,43	7 463,59
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Periodo Punta	cada kWh	66,90	68,22	66,11
	Periodo Valle	cada kWh	24,86	25,34	24,55
	Periodo Noche	cada kWh	15,29	15,59	15,11
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	Periodo Punta	cada kW	10 855,95	11 070,72	10 727,44
	Periodo Valle	cada kW	7 579,76	7 729,72	7 490,04
	Periodo Noche	cada kW	4 855,03	4 951,07	4 797,55
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión en dólares					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Periodo Punta	cada kWh	0,097	0,098	0,110
	Periodo Valle	cada kWh	0,034	0,034	0,040
	Periodo Noche	cada kWh	0,021	0,022	0,020
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	Periodo Punta	cada kW	15,362	15,667	17,940
	Periodo Valle	cada kW	10,722	10,934	12,520
	Periodo Noche	cada kW	6,873	7,009	8,030

- II. Modificar la aplicación de la tarifa T-MTb de tal manera que se lea de la siguiente forma:

Tarifa T-MTb Media tensión

A. Aplicación: Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios) con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse los clientes a consumir como mínimo 1 000 000 kWh/mes de energía y 2 000 kW/mes de potencia, en al menos 10 de los últimos 12 meses de año calendario.

- III. Tener por analizadas y respondidas las diferentes oposiciones con el contenido del Considerando II de esta resolución y agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.
- IV. Instar al ICE para que realice de una forma proactiva la implementación de la Contabilidad Regulatoria, la cual se realizará con el acompañamiento de funcionarios de esta Intendencia, instrumento regulatorio que permitirá dar transparencia, seguimiento, fiscalización y trazabilidad a los costos relacionados con la prestación del servicio y de esta forma cumplir con los principios establecidos en la Ley 7593.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

JUAN MANUEL QUESADA
INTENDENTE DE ENERGÍA

ECA/

1 vez.—Solicitud N° 45825.—O. C. N° 8377-2015.—(IN2015088267).

RIE-128-2015 DE LAS 15:53 HORAS DEL 15 DE DICIEMBRE DE 2015

SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR EL INSTITUTO CONSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) PARA EL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO.

ET-095-2015

RESULTANDO

- I. Que mediante la Ley de Creación del ICE, N° 449 del ocho de abril de 1949, se le otorgó a dicha institución la concesión para la prestación del servicio de generación y distribución de energía eléctrica, la cual tiene una vigencia de 99 años a partir de su promulgación.
- II. Que el 25 de setiembre de 2015, mediante el oficio 5407-216-2015, el ICE presentó solicitud para el ajuste de tarifas del servicio de alumbrado público que presta (folios 1 al 569).
- III. Que el 30 de setiembre de 2015, mediante el oficio 1695-IE-2015, la Intendencia de Energía (IE) previno al ICE el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de alumbrado público (folios 573 a 574).
- IV. Que el 14 de octubre de 2015, mediante oficio 5407-229-2015, el ICE respondió la prevención realizada mediante oficio 1695-IE-215 (folios 575 a 576).
- V. Que el 15 de octubre de 2015, por medio del Decreto Ejecutivo N° 39219-MINAE, publicado en La Gaceta N° 200, entró a regir el VII Plan Nacional de Energía (PNE) 2015-2030, como marco orientador del Subsector energía para la programación y definición de programas y proyectos estratégicos de corto, mediano y largo plazo.
- VI. Que el 16 de octubre de 2015, mediante oficio 1822-IE-2015, la IE le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el servicio de alumbrado público (folios 579 al 580).
- VII. Que el 27 de octubre del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 208 (folios 582 y 583).
- VIII. Que el 28 de octubre del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en dos diarios de circulación nacional; La Teja y La Extra (folios 584 y 585).
- IX. Que el 30 de octubre de 2015, mediante el oficio 1883-IE-2015, la IE le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 594 a 597).
- X. Que el 09 de noviembre de 2015, mediante oficio 5407-256-2015, el ICE solicitó prórroga para la presentación de la información solicitada con el oficio 1883-IE-2015 (folio 599).
- XI. Que el 11 de noviembre de 2015, mediante oficio 1962-IE-2015, la IE solicitó al ICE información referente componentes salariales y beneficios (folios 603 a 605).

- XII.** Que el 12 de noviembre de 2015, mediante oficio 1975-IE-20155, la IE otorgó al ICE la prórroga para la presentación de la información requerida por medio del oficio 5407-256-2015 (folios 606 a 607).
- XIII.** Que el 13 de noviembre de 2015, mediante oficio 0510-1476-2015, el ICE solicitó prórroga para presentar la información solicitado mediante oficio 1962-IE-2015 (folio 700).
- XIV.** Que el 16 de noviembre de 2015, mediante oficio 5407-272-2015, el ICE presentó la información solicitada por la IE mediante el oficio 1883-IE-2015 (folios 608 a 629).
- XV.** Que el 16 de noviembre de 2015, mediante oficio 1996-IE-2015, la IE otorgó la prórroga solicita por el ICE mediante el oficio 0510-1476-2015 (folios 630 a 631).
- XVI.** Que el 17 de noviembre de 2015, mediante el oficio 3932-DGAU-2015/109597 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 669 a 661).
- XVII.** Que el 18 de noviembre de 2015, mediante oficio 0510-1493-2015, el ICE entregó parcialmente la información solicitada por la IE mediante el oficio 1962-IE-2015 (folios 632 a 635).
- XVIII.** Que el 25 de noviembre de 2015, mediante oficio 0510-1524-2015, el ICE presentó la información pendiente de entrega según oficio 0510-1493-2015 (folios 655 a 657).
- XIX.** Que el 19 de noviembre del 2015 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 26 de noviembre del 2015 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 4038-DGAU-2015/110401) y el 26 de noviembre de 2015 la respectiva Acta de la Audiencia Pública # 110-2015 (oficio 4026-IE-2015/110286). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Defensoría de los Habitantes representada por la señora Ana Karina Zeledón Lepiz (portadora de la cédula de identidad número 1-0812-0378), Cámara de Industrias de Costa Rica cédula de persona jurídica número 3-002-042023 representada por el señor Carlos Montenegro Godínez (cédula de identidad número 1-0632-0878) y Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, cédula de persona jurídica número 3-002-697843, representada por el señor Edgar Allan Benavides Vílchez (cédula de identidad número 4-0102-1032).
- XX.** Que el 15 de diciembre de 2015, mediante el oficio 2222-IE-2015, la IE, emitió el respectivo estudio técnico sobre la presente gestión tarifaria.

CONSIDERANDO

- I.** Que del estudio técnico 2222-IE-2015, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria

Según la información aportada por el ICE y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicita ajustar la tarifa de alumbrado público, según el siguiente detalle (cifras en porcentajes):

Tarifas	Descripción	% de ajuste
T-AP	Iluminación de vías públicas y zonas públicas para redes de distribución ICE	40,01%
Ajuste promedio del Sistema		40,01%

Las razones que motivan la petición tarifaria para este servicio son: atender los costos y gastos de mantenimiento propio del sistema de alumbrado público, así como cubrir el rubro de compras de energía, producto del aumento solicitado por el ICE para su Sistema de Distribución.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria presentada por el ICE para el servicio de alumbrado público.

a. Parámetros utilizados

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten, han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2015-2016 y sus respectivas revisiones, así como las perspectivas de la economía mundial, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) y otras entidades internacionales.

En el 2005 la Junta Directiva del Banco Central decidió migrar, de manera gradual y ordenada, hacia una estrategia de política monetaria de Metas de Inflación, proceso que aún no ha concluido. La actual política monetaria del BCCR establece que “su principal objetivo es la inflación, por lo que el anuncio de una meta para ésta (rango o valor puntual) constituye el ancla nominal explícita de la política monetaria. El principal instrumento de política es la tasa de interés de muy corto plazo y la ejecución de dicha política se realiza mediante la intervención discrecional del Banco Central en el mercado de dinero.”¹

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2015-2016 y su respectiva revisión (julio, 2015), estableció como objetivo de inflación un 4% para el 2015 y 2016, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.)².

Con estas premisas y tomando en cuenta que la inflación acumulada real al mes de octubre del 2015 es de -0,98%³, significativamente inferior a la meta fijada por el BCCR, se estima que la inflación al finalizar este año será del -0,33% (inflación de diciembre a diciembre).

¹ BCCR, http://www.bccr.fi.cr/politica_monetaria/

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/Revision_PM2015-16.pdf

³ Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC).

Las estimaciones de la inflación local para el 2015 parten de la información acumulada real (datos a octubre del 2015), agregando para el resto del año la estimación citada anteriormente, en forma proporcional al tiempo que falta por transcurrir, calculando los meses faltantes con promedios geométricos.

En lo que respecta al tipo de cambio, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada⁴.

Dadas estas condiciones, la IE considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real y mantenerla constante para el periodo estimado, que en este caso corresponde al día de celebración de la respectiva audiencia pública (tipo de cambio de venta al 19 de noviembre de 2015), por lo que se utiliza un valor de ¢ 539,05 por US\$.

En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), ésta ha sido, en promedio, cercana al 1,69% (promedio simple de largo plazo -últimos 5 años-)⁵. Algunas fuentes, como la Reserva Federal⁶ estima inflaciones para los EEUU cercanas al 2% para el futuro cercano; mientras que otras, como el Fondo Monetario Internacional (FMI) realizan proyecciones más puntuales, indicando que la inflación sería de 0,9% en el 2015 y 1,40% en el 2016⁷ (medidas al final de cada año).

En el siguiente cuadro resumen se puede observar el comportamiento de los índices de inflación antes mencionados (interno y externo) y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar para los dos últimos años reales (2013 y 2014) y las proyecciones para el 2015 y 2016.

⁴ BCCR; http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/

⁵ La fuente primaria de esta información es la Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América. Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost>

⁶ Ver: http://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/files/FOMC_LongerRunGoals.pdf.

⁷ FMI; <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2015/whd/pdf/wreo1015s.pdf> (pág. 51) y <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/weo/2015/02/pdf/texts.pdf> (pág. 38)

Cuadro # 1
Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario
Porcentajes de Variación Anuales (%)
Periodo 2013-2016

INDICES	2012	2013	2014	2015	2016
Variaciones según ARESEP (al final del año)					
Inflación interna (IPC-CR)	4,55%	3,68%	5,13%	-0,33%	4,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,74%	1,50%	0,76%	0,90%	1,40%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-2,54%	0,16%	7,82%	-1,19%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)					
Inflación interna (IPC-CR)	4,50%	5,23%	4,52%	0,87%	2,14%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,07%	1,46%	1,62%	0,13%	0,70%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-0,82%	-0,56%	7,59%	-0,63%	-0,27%
Notas: Los años 2015 y 2016 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
Fuente: Elaboración propia con base en Programa Macroeconómico 2015 - 2016 y datos del BCCR, INEC, BLS y FMI.					

b. Análisis del mercado

i. Mercado presentado por ICE:

Como parte del análisis realizado por la IE, se procedió a evaluar las variables que dan sustento al estudio de mercado del servicio de alumbrado público presentado por el ICE. Los aspectos más sobresalientes se detallan seguidamente:

- a. *El ICE solicita un incremento de 40% a partir de enero de 2016. Esto provocará que la tarifa pase de ¢3,81 por KWh a ¢5,33 para el año 2016 (folio 2). La justificación de dicho aumento se sustenta en la necesidad de atender los costos necesarios para prestar el servicio, así como obtener una retribución competitiva, que garanticen el adecuado desarrollo de la actividad.*
- b. *El ICE presenta información real hasta junio de 2015 y estima el resto del periodo, desde julio 2015 hasta diciembre de 2017. Se proyecta cerrar los años 2015 y 2016 con un total de luminarias de 194 160 y 196 389, respectivamente (folio 152-154 y cuadro 2.23 de archivos digitales).*
- c. *Utiliza un porcentaje de pérdidas por distribución del 6,62%, esto para efecto del cálculo de energía que debe comprar para brindar el servicio de alumbrado público (folio 130).*
- d. *Se utiliza un porcentaje de pérdidas por balastro de 17% para cada tipo de lámpara, esto según estudio elaborado por UEN Energía y Alumbrado Público del ICE.*

- e. En función de lo anterior, el consumo de la red de alumbrado público del servicio facilitado por ICE será de 111,81 GWh para el año 2015 y de 115,97 GWh para el año 2016.
- f. El consumo de energía de las luminarias multiplicado por un precio estimado (que incluye un porcentaje de pérdidas por distribución) determina el monto que debe cancelar el Sistema de Alumbrado Público como gasto por concepto de compras de energía. Según las estimaciones del ICE, este gasto será de €6 636,71 millones para el año 2015 y €6 619,61 millones para 2016.
- g. Para proyectar la electricidad sujeta a cobro de alumbrado público ICE utilizó 68,59%, como el porcentaje que representa la división de la energía consumida por los clientes con consumo inferior a 50 000 kWh entre el total de energía en las tarifas T-RE, T-CS, T-GE, y T-MT, para el año 2015 (folio 154), recordando que los consumos inferiores a 30 kWh, deben pagar el cargo fijo.
- h. Los ingresos por ventas de energía del Sistema de Alumbrado Público con tarifas vigentes se estiman en €9 055,44 millones para 2016.

ii. Mercado calculado por la Intendencia de Energía, ARESEP:

Los siguientes son los aspectos más sobresalientes del estudio de mercado calculado por la Intendencia de Energía:

1. La Intendencia de Energía utilizó información real a octubre de 2015, lo cual explica las principales diferencias que se registran en las estimaciones y proyecciones de la Aresep, respecto a las presentadas por el ICE en su solicitud.
2. Se hicieron ajustes en las unidades físicas proyectadas, de acuerdo con el plan de inversión reconocido por ARESEP. De esta forma se proyecta que el inventario de luminarias totales seguirá la siguiente estructura:

Cuadro # 2
ICE: SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO.
NÚMERO DE LÁMPARAS, POR POTENCIA Y AÑO. 2015 - 2016
-POTENCIA EN WATTS- 1/

	70	100	140	150	175	200	250	400	1000
2014	-	145 944	-	42 933	46	-	412	37	-
2015	-	147 294	-	49 029	47	-	476	43	-
2016	-	157 250	-	51 065	50	-	504	49	-

1/Datos reales a octubre de 2015.

Fuente: IE Aresep.

Es necesario destacar que este ajuste realizado por la IE en el número de luminarias totales provoca diferencias entre las proyecciones de ICE e IE, en lo que respecta al consumo esperado para los próximos años e incide, consecuentemente, en los ingresos vigentes y propuestos.

3. La Intendencia de Energía utiliza como porcentaje de pérdidas por distribución 6,62%. Este valor es el mismo utilizado por el ICE para el año 2015, considerando que es reconocido por la IE como un porcentaje razonable.
4. Sobre el porcentaje de pérdidas por balastro, se acepta el valor propuesto por la ICE, que es de 17% y que la ARESEP ha utilizado en en otras fijaciones tarifarias.
5. Con los términos anteriores se realizan las siguientes proyecciones del mercado del Sistema de Alumbrado Público de ICE para los años de 2015 y 2016:

Cuadro # 3
ICE: SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO. NÚMERO DE LÁMPARAS,
ENERGÍA REQUERIDA POR LAS LUMINARIAS Y COMPRAS. 2015 - 2016
-Tarifas vigentes y propuestas por la IE-

CONCEPTO	2015	2016
Luminarias		
Cantidad_1/	196 889	208 918
Consumo (GWh)_2/	111,70	117,88
Compras		
Físicas (GWh)_3/	119,61	126,23
Monetarias (Millones de colones)	6 613,36	7 022,05
Colones / kWh	55,29	55,63

_1/ Datos reales a octubre de 2015.

_2/ Incluye el consumo propio de las lámparas (pérdidas por balastro)

_3/ Incluye el porcentaje de pérdida del sistema de distribución (6,62%)

Fuente: ICE y Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía

6. Las diferencias relativas para la proyección del consumo de luminarias calculadas por ARESEP son -0,11% menores a las esperadas por ICE para el año 2015, mientras que para el año 2016 la proyección de ARESEP es 1,6% mayor a la estimación de ICE. Estas diferencias se deben a los cambios en el inventario de luminarias y al límite de información real.
7. Para calcular las compras de energía en unidades monetarias del Sistema de Alumbrado Público se obtiene el resultado de multiplicar la compra de energía en unidades físicas por un precio medio estimado. Este precio medio se calcula para cada mes, generando un promedio simple de ¢55,24 para el año 2015 y de ¢55,62 para el año 2016. Dentro del cálculo del precio promedio ARESEP considera las tarifas vigentes sin efecto del cargo variable por combustibles (CVC) y no considera el porcentaje de pérdidas por distribución, ya que este porcentaje es incluido para calcular las compras de energía en unidades físicas.

8. Estos precios medios incorporan las modificaciones tarifarias del último estudio de los sistemas de Generación y transmisión del ICE, definidos en RIE-107-2015 y publicados en la Gaceta Nº 211, Alcance 89 del 30 de octubre de 2015. Esta modificación en los precios de los distintos sistemas del ICE no es contemplada por la petición tarifaria, ya que estas modificaciones se publicaron posterior a la entrega de la solicitud de la empresa, esto evidentemente eleva las diferencias entre las estimaciones, en cifras monetarias de ARESEP e ICE. Por ello los importes por compras de energía entre los mercados no pueden compararse.
9. Respecto a los ingresos que percibe el sistema de Alumbrado Público de ICE. Como se establece en el procedimiento metodológico, el alumbrado público se cobra a los abonados del servicio de distribución, según la cantidad de kWh. Las ventas netas que se consideran dentro del cobro de alumbrado público son aquellos kWh consumidos al mes hasta un máximo de 50 000 kWh, es decir a las estimaciones de ventas de la empresa deben disminuirse las unidades físicas sobre las cuales no se cobra ese servicio. ARESEP estima la cantidad de abonados con consumo superior a los 50 000 kWh en 0,05% de los abonados totales. Las ventas netas con respecto al total de ventas de energía para el año se suponen en 70,08% para 2015 y 70,16% para 2016. Además el Sistema de Alumbrado Público cobra un mínimo de 30 kWh por abonado, ARESEP proyecta en 9,25% los abonados cuyo consumo mensual se encuentra por debajo de los 30 kWh.
10. Considerando los aspectos y supuestos descritos, se estima que para la empresa obtendrá los ingresos:

Cuadro # 4

ICE: VENTAS TOTALES Y NETAS DE ENERGÍA. INGRESOS RECAUDADOS DE LOS ABONADOS DIRECTOS POR ALUMBRADO PÚBLICO CON TARIFA VIGENTE Y PROPUESTA. 2015 -2016

CONCEPTO	2015	2016
Ventas totales (en GWh)_1/	3 442,79	3 498,47
Excesos (en GWh) _2/	1 029,99	1 044,04
Ventas netas (en GWh) _3/	2 412,80	2 454,43
Ing. Vigentes (millones de colones)	9 192,78	9 351,36
Ing. Propuestos (en millones de colones)	9 192,78	11 192,18

_1/ Corresponden a los sectores: residencial, general e industrial

_2/ Ventas superiores a 50 000 kWh

_3/ Ventas sobre las cuales se cobra el recargo por alumbrado público

Fuente: ICE y Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía.

11. Los ingresos estimados dependen de las ventas de energía que facturará el sistema de distribución de la empresa ICE para cada uno de sus abonados. Los supuestos utilizados y los valores de la demanda de energía de los abonados de ICE se encuentran en el estudio de ajuste tarifario paralelo realizado para su sistema de distribución.

12. A pesar de los términos anteriores, la diferencia entre los ingresos con tarifa vigente calculados por ARESEP e ICE es de 3,16% para el 2016; y estos se consideran mayores.
13. Dado lo anterior, la Intendencia de Energía propone una tarifa de ¢ 4,56 por kWh consumido y hasta 50 000 kWh, a partir del primero de enero del 2016. Esto representa un incremento de 19,7% con respecto a la tarifa vigente. Con esta propuesta el Sistema de Alumbrado Público del ICE generará ingresos por ¢11 192,18 millones para 2016.

c. Análisis de inversiones

El Anexo 10, Inversiones Sistema de Alumbrado Público, folios del 466 al 474, del actual estudio tarifario, el ICE presentó el plan de inversiones 2015-2017 y las justificaciones correspondientes.

El Sistema de Alumbrado Público (SAP) está conformado por todas aquellas lámparas o luminarias que se instalan en los postes de la red de distribución propiedad del ICE, y están compuestas por lámparas abiertas de 100W, cerradas de 150W y LED de 100W, con sus respectivos componentes internos y externos necesarios para su operación normal (Folio 524). Para diciembre de 2014 el ICE indicó haber instalado 191 271 luminarias (folio 524).

En el plan de inversiones, el ICE, argumenta que entre los años 2012 y 2014, los costos y gastos en los que ha incurrido el SAP han sido principalmente por costos de energía y potencia los cuales representan un 65% de éstos, seguidos por los costos de mantenimiento del servicio los cuales representan un 14% y los gastos administrativos también con un 14%. Los costos asociados con las cuentas de Gestión Productiva, depreciación y seguros, así como el canon de regulación, representan de manera conjunta el restante 7% (Folio 552). El ICE argumenta que en el 2013 se realizó el último ajuste tarifario por lo que deben cubrir el costo de varios rubros, por ejemplo la compra de energía y potencia que entre el 2012 al 2014 ha crecido en promedio un 14%. El ajuste realizado en 2013 fue del 10,3% (folios 553 y 554) y su efecto se vio reflejado a partir de la incorporación del CVC en 2012, el cual se estabilizó en 2014 debido al no reconocimiento tarifario. Pero en el año 2015 se realizó otro ajuste tarifario, en el cual se aumentó la tarifa del SAP en 0,53%.

Además desde 2012 el SAP registró pérdidas según el ICE en el excedente de operación (gráfico 7.4, folio 555) el cual se asocia directamente con el rédito para el desarrollo, pues cualquier cambio que se experimente, sea en base tarifaria o sea en los excedentes de operación afectan directamente a dicho rédito. Indicando dicha Institución que esta situación ha sumido al SAP en un régimen deficitario, lo que no ha permitido hacer frente a los requerimientos propios del sistema ni generar los recursos para el desarrollo del mismo (Folio 557).

En el 2014 el activo fijo total neto mostró una tendencia por el incremento en la capitalización de las obras de construcción, principalmente por el Proyecto Obras para Alumbrado Público y el Proyecto de Modernización de la Iluminación. Según se argumenta, con el incremento solicitado la base tarifaria debería de subir para el periodo 2015-2017 según el plan sexenal de inversiones en un 60%.

Las inversiones presentadas por el ICE, para el período analizado, contemplan tres conceptos principales:

- a. Instalación de luminarias en red existente. (Microinversión)
- b. Instalación de luminarias en líneas cortas (menores a 1km). (Microinversión)
- c. Instalación de luminarias en nuevos segmentos de red. (Macroinversión)

Según lo anterior, en el siguiente cuadro se muestra el resumen del plan de inversiones propuesto por el ICE.

Cuadro # 5

<i>Sistema de Alumbrado Público Propuesta ICE - Programa Inversiones 2015-2017</i>				
<i>(Millones de Colones)</i>				
	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
Alumbrado Público y Comercialización				
Micro Inversiones	1 569,11	1 576,89	399,06	3 545,06
Macro Inversiones	86,35	11,85	13,12	111,32
Activos Inmovilizados	170,67	177,50	184,61	532,78
TOTAL DE INVERSIONES	1 826,13	1 766,24	596,79	4 189,16

Fuente: Folio 567, Hoja Electrónica Anexo 10. Inversiones/ALP, ET-095-2015

Dicho plan contempla el mejoramiento del sistema actual incorporando nuevos activos, extendiendo el área servida por el SAP y mejorando la calidad de vida de los usuarios.

i. Capacidad de Ejecución

En lo que se refiere a la capacidad de ejecución de inversiones del ICE, se muestra en el siguiente cuadro, los porcentajes de ejecución declarados en el estudio tarifario, con respecto a los montos otorgados por ARESEP y las ejecuciones realmente realizadas por el prestador del servicio. Además se presenta el promedio real de las ejecuciones (en términos porcentuales) y el porcentaje de reconocimiento tarifario final, en atención a los procedimientos establecidos en la metodología vigente para estos efectos.

Cuadro # 6
Montos y porcentajes de obras ejecutadas según plan inversiones Alumbrado Público ICE
Millones de colones

Año	Montos de ejecución declarados ICE	Montos de ejecución reconocidos ARESEP	Porcentaje de Ejecución anual	Porcentaje de Ejecución Reconocido
2010	497,8	672,6	135,1%	100%
2011	393,4	667,2	169,5%	
2012	714,4	899,5	100%	
2013	410,2	1 701,2	100%	
2014	438,4	1 275,7	291%	
Promedio			206%	

Fuente: Elaboración ARESEP RIE-020-2015

El ICE para el presente estudio reportó los porcentajes de ejecución del año 2012 al 2014, y debido a la necesidad de contar con al menos un quinquenio, tal como lo establece la metodología, se utilizaron los montos de ejecución aprobados en el último reconocimiento tarifario, en el cual se reconoció un 100% de ejecución para los años 2010 y 2011. Con base en la tabla anterior, se aprecia como el prestador del servicio ha sobreinvertido todos los años respecto a lo otorgado vía tarifas, lo que evidencia una deficiencia entre la planificación de obras para satisfacción de las necesidades de los usuarios y la capacidad de ejecución de obras de la empresa. El porcentaje de ejecución promedio resulta en 206% lo que demuestra que los planes de inversión no se han ajustado a las ejecuciones realizadas, lo que representa un riesgo para la empresa pues pone en peligro la estabilidad financiera de la misma, pues realiza inversiones superiores a las autorizadas por éste ente regulador, pudiendo poner al mismo tiempo en peligro la prestación del servicio para el beneficio de los usuarios.

En el cálculo del promedio del porcentaje de ejecución, se debe considerar lo relativo al monto máximo autorizado por la metodología actual, que indica que el porcentaje de ejecución promedio para un período de cinco años, no puede superar el 100%.

ii. Inversiones en el sistema de alumbrado público propuestas ARESEP

Para efectos de este estudio, la IE tomó también en consideración las premisas económicas que se detallan en la sección correspondiente de este informe.

Con base en los datos reales y proyecciones de inflación, tipo de cambio y porcentaje de ejecución, utilizados por la Autoridad Reguladora, para los citados años, aplicables a los valores aportados por el ICE para sus cálculos tarifarios, se procedió a re calcular, los montos de las inversiones para elaborar la propuesta de reconocimiento por parte de ésta Intendencia. Dicha propuesta se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro # 7

Sistema de Alumbrado Público Propuesta ARESEP- Programa Inversiones 2015-2017				
(Millones de Colones)				
	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
Alumbrado Público y Comercialización				
Micro Inversiones	1 569,11	1 576,89	399,06	3 545,06
Macro Inversiones	86,35	11,85	13,12	111,32
Activos Inmovilizados	170,67	177,50	184,61	532,78
TOTAL DE INVERSIONES	1 826,13	1 766,24	596,79	4 189,16

Fuente: Elaboración ARESEP

Así mismo, para la elaboración del cuadro anterior, se consideró la descripción y justificación de las inversiones en alumbrado público. Si bien dichas justificaciones se consideran suficientes para el reconocimiento de la totalidad de las inversiones solicitadas, es necesario indicarle al ICE que para futuros estudios tarifarios, las

inversiones deben incluir un mayor nivel de detalle en sus justificaciones de manera que indiquen el número de usuarios que potencialmente se verán beneficiados con la incorporación de nuevas obras de AP y de la misma forma que se incorporen los criterios mediante los cuales se determina la prioridad asignada a cada obra para su desarrollo.

iii. Adición de activos del sistema de alumbrado público.

El ICE en su petición tarifaria, expediente ET-095-2015, presenta un resumen de adición de activos para el periodo 2015-2017, como se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro # 8

<i>Sistema de Alumbrado Público Propuesta ICE - Programa Adición de Activos 2015-2017</i>				
<i>(Millones de Colones)</i>				
	AÑO			
	2015	2016	2017	Total Período
Alumbrado Público y Comercialización				
	1	1		
Micro Inversiones	569,11	576,89	399,06	3 545,06
Macro Inversiones	86,35	11,85	13,12	111,32
Planta General	170,67	177,50	184,61	532,78
TOTAL DE ADICIONES	1	1		
	826,13	766,24	596,79	4 189,16

Fuente: ET-095-2015 Folio 567, Hoja Electrónica Anexo 10. Inversiones/ALP,

Según lo anterior, el monto reconocido, en la propuesta de adiciones de ARESEP es 99,39% del valor solicitado por el ICE.

De acuerdo con el ICE, la adición de activos corresponde a las obras en construcción que al entrar en operación, pasan a formar parte del activo fijo en el SAP, y de acuerdo con los porcentajes de ejecución presentados, de mantenerse la tendencia, el prestador del servicio estará en la capacidad de ejecutar todas las obras planteadas en el plan de inversiones, de manera tal que se espera la incorporación del 100% de éstas en el periodo planteado.

Dicho resumen de adición de activos fue analizado por la Intendencia, al cual se le aplicó el porcentaje de ejecución determinado, así como los índices derivados de los componentes locales y externos, así como la inflación interna y externa y el tipo de devaluación. De lo anterior se obtuvo el cuadro siguiente que muestra la propuesta de reconocimiento de adiciones por parte de la ARESEP.

Cuadro # 9

Sistema de Alumbrado Público Propuesta ARESEP - Programa Adición de Activos 2015-2017				
(Millones de Colones)				
	AÑO			
	2015	2016	2017	Total Período
Alumbrado Público y Comercialización				
Micro Inversiones	563,37	573,54	389,27	3 526,17
Macro Inversiones	86,03	11,82	12,81	110,67
Planta General	170,53	176,22	180,06	526,81
TOTAL DE ADICIONES	819,93	761,58	582,14	4 163,65

Fuente: Intendencia de Energía. Aresep. Vs Elaboración propia.

En la RIE 020 2015 se reconocen los siguientes montos mostrados en el cuadro #4 de la citada:

Cuadro # 4
Programa de inversiones de alumbrado según ICE
(millones de colones)

Proyecto	2014	2015
Microinversiones	859,3	1266,1
Macroinversiones	39,2	68,8
Otros activos para operación	159,9	176,4
Total	1058,5	1511,3

Fuente: Folios 54-65 del ET-148-2014

De lo anterior queda en evidencia que para 2015, ya se habían reconocido por adiciones un total de 1 511,3 millones de colones.

De lo anterior se puede extraer el nuevo cuadro que se muestra a continuación, en el cual se realiza la resta de los montos reconocidos por la RIE-020-2015 y los nuevos montos presentados, con el objetivo de obtener los montos por reconocer:

Cuadro # 10

Sistema de Alumbrado Público Propuesta ARESEP - Programa Adición de Activos 2015-2017				
(Millones de Colones)				
	AÑO			
	2015	2016	2017	Total Período
Alumbrado Público y Comercialización				
Micro Inversiones	704,07	573,54	389,27	3 526,17
Macro Inversiones	46,83	11,82	12,81	110,67
Planta General	19,63	176,22	180,06	526,81
	1	1		
TOTAL DE ADICIONES	819,93	761,58	582,14	4 163,65
Sistema de Alumbrado Público Propuesta ARESEP - Programa Adición de Activos 2015-2017				
(Millones de Colones)				

Ahora bien, resulta interesante observar que según el anexo 4, en el libro electrónico “Proyección de Costos de Alumbrado Público” en la hoja “Proy. Luminarias” muestra el siguiente cuadro:

Cuadro # 11
Instituto Costarricense de Electricidad
Cantidad de Luminarias Real 2014 y Proyectadas 2015-2017

Año	CANTIDAD TOTAL LUMINARIAS	ACUMULADO
2014 real		191 271
2015 proyec.	2 663	193 934
2016 proyec.	12 029	205 963
2017 proyec.	12 467	218 430
2015-2017	27 159	

Fuente: Anexo 4. Proyección de Costos de Alumbrado Público. ICE

Dicho cuadro hace referencia al plan sexenal, sin embargo en dicho plan y de acuerdo con el cuadro 10.2 del Anexo 10, se hace referencia a que las luminarias por instalar para el trienio 2015-2017 son las siguientes:

Cuadro # 12

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD			
SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO			
PLAN DE INSTALACIÓN DE LUMINARIAS 2015 – 2017			
AÑO	2015	2016	2017
TOTALES	12 533	12 029	2 467

Fuente: Anexo 10. Libro electrónico: “Cuadros de Alumbrado Público” y con referencia al Plan Sexenal 2015-2020. ET-095-2015.

Nótense las discrepancias de valores entre lo proyectado en ambos cuadros con alrededor de 10 000 lámparas.

No queda claro si la diferencia entre las lámparas declaradas para el 2015 se excluyó en parte aquellas ya colocadas o si se decidió a última hora en transferir la instalación de casi 10 000 para el 2017, quedando en evidencia la falta de comunicación entre las proyecciones de inversión y las declaraciones de cantidad de luminarias por instalar.

Estando el 2015 por terminar y habiéndose declarado los valores de luminarias acumuladas instaladas se pretende reconocer como acumulado de instalación el siguiente cuadro:

Cuadro # 13

Año	CANTIDAD TOTAL LUMINARIAS SEGÚN ICE	ACUMULADO SEGÚN ICE	ACUMULADO CORREGIDO POR ARESEP	TOTAL DE LUMINARIAS POR INSTALAR SEGÚN ARESEP
2014 real		191 271		
2015 proyec.	12 533	203 804	193 934	2 663
2016 proyec.	12 029	215 833	205 963	12 029
2017 proyec.	2 467	218 300	208 430	2 467
2015-2017	27 029	829 208	608 327	17 159

Fuente: Elaboración ARESEP.

Al haber una ausencia, según el cuadro anterior, de casi 10 000 lámparas se supone que las mismas fueron instaladas durante el 2015, siendo las 2 663 restantes el remanente por instalar en los últimos meses del 2015.

Además de las inconsistencias mostradas previamente, es importante destacar que según la RIE-020-2015, página 9, se muestra el histórico de instalación de lámparas para el ICE en el periodo 2008-2012 y que fue en promedio de 5 861 lámparas, por lo que resultaría pertinente que se detalle el plan para alcanzar a instalar casi el doble de dicho promedio en 2016 y 2017.

iv. Resumen de inversiones y adiciones

En el cuadro siguiente se muestra el resumen consolidado de las inversiones y adiciones, del Sistema de Alumbrado Público conforme a la propuesta presentada por el ICE.

Cuadro # 14
Sistema de Alumbrado Público - Inversiones y Adiciones.
Propuesta ICE - Período 2015-2017
(Millones de colones)

Año	2015	2016	2017	Total Período 2015-2017
Actividad				
INVERSIONES	1 826,13	1 766,24	596,79	4 189,16
ADICIONES	1 819,93	1 766,24	596,79	4 189,16

Fuente: Elaboración ARESEP

En el cuadro siguiente se muestra el resumen consolidado de las inversiones y adiciones, del Sistema de Alumbrado Público, conforme los lineamientos y parámetros de la Autoridad Reguladora.

Cuadro # 15
Sistema de Alumbrado Público - Inversiones y Adiciones.
Propuesta ARESEP - Período 2015-2017
(Millones de colones)

Año	2015	2016	2017	Total Período 2015-2017
Actividad				
INVERSIONES	1 826,13	1 766,24	596,79	4 189,16
ADICIONES	1 819,93	1 761,58	582,14	4 163,65

Fuente: Elaboración ARESEP

v. Retiro de activos del sistema alumbrado público:

En las hojas electrónicas Activos Fijos en Operación-Alumbrado Públicos 2014-2017 y Otros Activos Inmovilizados-Alumbrado Público 2014-2017, el ICE presenta el retiro de activos, indicando que los mismos están vinculados con el plan de inversiones respectivo.

El siguiente cuadro presenta un resumen por actividad que muestra el retiro de activos al costo, revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluado para las obras del Servicio de Alumbrado Público, para el período 2015-2017, elaborado por la IE, con el detalle de las cuentas utilizadas por el ICE.

Cuadro # 16

Sistema de Alumbrado Público Propuesta ICE - Programa de Retiro de Activos 2015-2017				
(millones de colones)				
	AÑO			
	2015			
OBRAS	Act. Costo	Act. Revaluó	Dep. Costo	Dep. Revaluó
Total Planta Alumbrado Público y Comercialización	66,00	49,00	15,00	0,40
Total Retiro de Activos 2014	66,00	49,00	15,00	0,40
	2016			
OBRAS	Act. Costo	Act. Revaluó	Dep. Costo	Dep. Revaluó
Total Planta Alumbrado Público y Comercialización	73,00	54,00	17,00	0,44
Total Retiro de Activos 2015	73,00	54,00	17,00	0,44
	2017			

OBRAS	Act.Costo	Act.Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Total Planta Alumbrado Público y Comercialización	20,00	15,00	5,00	0,13
Total Retiro de Activos 2016	20,00	15,00	5,00	0,13

Fuente: ICE. Folio 628, Hoja Electrónica: "Resumen Alumbrado Público, Punto I.2"

Una vez analizados los índices de consistencia para determinar la lógica de activos versus depreciaciones, se determina que los mismos son positivos, de tal forma que se consideran consistentes los datos. A partir de lo anterior queda a criterio del área financiera el reconocimiento de los montos declarados para activos a retirar.

vi. Obras asociadas al régimen de calidad reflejadas en las inversiones en el sistema de alumbrado público:

La mayoría de las obras que el ICE propone conllevan, según indica dicha empresa, la intención de cumplir con el Plan Sexenal y con el desarrollo del SAP en ampliación de la cobertura y mejoramiento de la misma, así como la revisión de los objetivos y metas cumplidas en años anteriores y asimismo en las metas a desarrollar en los próximos años tomando en cuenta la disponibilidad razonable de recursos, por lo cual, considerando el nivel de ejecutoria y la prioridad institucional de las distintas obras se determina que las obras declaradas en el plan de inversiones son razonables, las adiciones propuestas guardan una clara relación con las inversiones y los retiros presentan datos consistentes contablemente, por lo que técnicamente se considera aceptable la petición tarifaria.

d. Retribución al capital

Según la metodología tarifaria vigente publicada en el diario oficial La Gaceta del lunes 10 de agosto del 2015, resolución RJD-139-2015, 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, el Costo Promedio Ponderado de Capital y el Modelo de Valoración de Activos de Capital; más adelante se detalla el cálculo del rédito para el desarrollo para el ICE, así como las circunstancias presentadas que influyeron en cierta medida para el desarrollo de los cálculos.

El ICE obtuvo para el sistema de Alumbrado Público, un costo de capital propio para el 2015 del 8.59% y un 5.89% del costo promedio ponderado de capital, según se muestra en el folio 898 del sistema de distribución. Cabe mencionar que estos cálculos fueron corregidos por la empresa regulada en la etapa de prevención, ya que anteriormente presentaban discrepancias según metodología vigente y aun así presentan errores en la parte metodológica con relación al valor de la deuda la cual indica que se deben considerar solamente las obligaciones con costo financiero del sistema de generación obtenidas del último estado financiero auditado disponible.

Para obtener una tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo que sirva como parámetro para esta fijación tarifaria, la IE utilizó ambos modelos, según especificaciones dadas en la metodología vigente.

Los valores y fuentes de información utilizados en el cálculo son:

La tasa libre de riesgo es la tasa nominal de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América, los bonos son a 10 años, en cuanto a la extensión de la serie histórica, se utilizan 5 años; tomándose para cada año el promedio anual publicado. Esta información está disponible en la dirección electrónica <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>. En este caso corresponde a un 2,54%

Para el cálculo de la beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,60 para el periodo en estudio.

Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,55%. Estos datos se obtienen de la página de internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, calculándose a partir de una serie histórica de 5 años, una observación por año.

En el caso del beta apalancado, se considerara los valores del beta desapalancada, relación de deuda y capital propio y la tasa impositiva. Este último con un valor de 0% según metodología vigente.

Para el cálculo del valor de la deuda se consideraron únicamente las obligaciones con costo financiero, del sistema de Alumbrado Público, del cual se obtuvieron del estado financiero auditado e información relevante proporcionada por el ICE.

En el análisis de la información suministrada, el ICE asigna un porcentaje de asignación de cada una de las deudas internas y externas para cada sistema, el cual coincide a nivel de total en relación al estado auditado, mas no a nivel de cuentas, por ejemplo los títulos valores por pagar en algunos casos no coincidía a nivel de monto entre el estado auditado y el archivo "Costo Deuda Diciembre 2014 Electricidad". Se solicita a la empresa regulada revisar la asignación de las deudas de manera que la información reportada para próximos estudios coincida en su totalidad con los estados auditados.

Al ICE, se le solicitó tanto en la información adicional como en consultas posteriores por correo electrónico que presentaran el valor de la deuda a diciembre 2014 en concordancia con los estados auditados que indicara el destino del préstamo, tasa de interés, plazo, entre otros datos, sin embargo la calidad de la información suministrada fue insuficiente, por ejemplo el ICE indicó como destino de los recursos las siguientes justificaciones: "proyectos varios compra de bienes y servicios, proyectos ejecutados por la uen pysa, proyectos de generación, mejoras de proyectos de gener. y trans, nuevos proyectos de generación, necesidades de inversión en proy de transmisión" según consta en el archivo "Informe Características Diciembre 2014", no indican a cuales proyectos se refieren y tampoco profundizan en las necesidades de inversión. También se solicitaron los contratos de todas las obligaciones financieras, y existieron deudas en las cuales no había un contrato asociado.

En función de lo anterior, la falta de justificaciones claras y contratos con base en la detalle de cálculo de la metodología vigente, conllevó a que varias deudas no fueran incorporadas en el cálculo realizado por la Intendencia de Energía.

El costo de endeudamiento se utilizaron los datos proporcionados por el ICE para el estudio tarifario; a su vez se analizaron los contratos presentados para revisar su concordancia con el servicio público en estudio.

Como resultado de lo anterior, se determinó que el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta el ICE es el siguiente:

Cuadro # 17
ICE-Alumbrado Público
Rédito de Desarrollo

Sistemas de la empresa ICE	Estimación ICE		Estimación ARESEP	
	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Alumbrado Publico	8,59%	5,89%	7,60%	6,10%
Nota: Se espera que las tarifas empiecen a regir en enero 2016.				

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital de ICE para el sistema de alumbrado público (modelo WACC) es de 6,10%; mientras que el costo del capital propio es de 7,60% y el costo de endeudamiento de un 4,82%.

e. Base tarifaria

Según la metodología tarifaria vigente, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa.

El activo fijo neto en operación revaluado promedio, se obtiene como una media aritmética simple del activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo establecido como año base y el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de diciembre del periodo proyectado y así sucesivamente en los siguientes años donde se esté solicitando tarifa.

Los saldos iniciales se tomaron de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre del 2014, remitidos por el ICE a la ARESEP para el presente estudio y la segregación por cuentas de la información adicional remitida por la empresa.

Del auxiliar de activos con corte al 31 de diciembre de 2014 se procedió a excluir de la base tarifaria todos aquellos activos que se encontraban totalmente depreciados, los que habían alcanzado su valor de rescate, de igual forma los activos donados según información enviada por el petente, además de aquellos que poseían valores negativos. El auxiliar del ICE envió previamente según oficio 5407-205-2015, los archivos "Base de datos auxiliar activos en operación (110) corte Diciembre 2014" y "Base Datos 140 Dic-2014" sin embargo este último presentaba diferencias con el estado auditado, posteriormente ante varias consultas con la empresa regulada se determinó que faltaba por incluir los activos de "Corporación ICE" (oficina 50), el cual se incorporó a la base tarifaria según los criterios de asignación dados por la empresa.

Los porcentajes de los componentes interno y externo para cada activo corresponden a los datos suministrados por la empresa para el presente estudio tarifario, según consta en el archivo "Activos Fijos de Operación 2015-Alumbrado Público (VFINAL aresep)" y que se muestra a continuación:

Detalle	Componente	
	Local	Externo
GENERACIÓN HIDRAULICA	34,9%	65,1%
GENERACIÓN TÉRMICA	43,9%	56,1%
GENERACIÓN SOLAR	77,3%	22,7%
GENERACIÓN GEOTÉRMICA	59,4%	40,6%
GENERACIÓN EÓLICA	36,3%	63,7%
OBRAS DE TRANSMISIÓN	67,6%	32,4%
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	82,5%	17,5%
SUBESTACIONES	52,5%	47,5%
OBRAS DE DISTRIBUCIÓN	52,4%	47,6%
OBRAS DE ALUMBRADO PÚBLICO	38,3%	61,7%
OTROS ACTIVOS EN OPERACIÓN	82,6%	17,4%

Sin embargo, el ICE asigna dicho componente de manera general y posteriormente tiene un componente como otros activos en operación con un 82,6% local y un 17,4% externo. Se solicita que el ICE revise su metodología para la determinación de este componente ya que esta asignando una parte externa a activos que por su naturaleza son internos como es el caso de terrenos y edificios; para estos dos ejemplos en el cálculo de la revaluación, se les asignó un 100% de componente local.

En función de lo anterior, en el siguiente cuadro se detalla la base tarifaria para el año 2016.

Cuadro # 18
ICE - Sistema de Alumbrado Público
Cálculo de la Base Tarifaria 2016
(Millones de colones)

Activo fijo neto revaluado promedio	6 683,5
Capital de trabajo	210,0
Base tarifaria	6 893,5

i. Saldos iniciales:

Los saldos de las cuentas de activos concernientes a los servicios regulados, según los estados financieros auditados se muestran en el siguiente cuadro resumen:

Cuadro # 19
ICE – Estados Financieros Auditados
Saldos de las Cuentas de Activos al 31/12/2014

Sistema	Cuenta	Costo Act	Dep. Acm		Dep Acm Rev	V.L
		Fijo	Costo	Revaluación		
Alumbrado Publico	Activos en Operación	6 063,00	2 370,00	5 135,00	4 685,00	4 143,00
	Otros Activos en Operación	2 103,00	1 576,00	833,00	495,00	865,00

Fuente: Elaboración propia con datos de Estados Financieros auditados ICE.

ii. Adiciones de activos

Las adiciones de activos se tomaron de las cifras estimadas por los técnicos de la IE, de acuerdo con el análisis de inversiones efectuado, según se detalló en la sección Análisis de inversiones. (Ver apartado II.2.c.iii).

iii. Retiros

La información de los retiros de activos, fue suministrada por los técnicos de inversiones de la IE, según se detalla en la sección Análisis de inversiones. (Ver apartado II.2.c.v).

iv. Cálculo del activo fijo neto revaluado

Para el cálculo del activo fijo neto en operación revaluado promedio se utilizaron los siguientes criterios:

- Se partió de los saldos a diciembre del 2014, según Estados Financieros Auditados. Estos saldos coinciden con lo reportado en el auxiliar de activos a diciembre 2014, del cual se tomaron las respectivas cuentas, dado que el estado financiero se encontraba de manera resumida.
- Los parámetros económicos utilizados son los indicados en la sección de parámetros de este informe, y se encuentran actualizados con respecto a los utilizados por ICE en sus proyecciones.
- Se utilizaron las tasas de depreciación indicadas por la empresa en el estudio tarifario.
- Se excluyeron los activos totalmente depreciados de la base tarifaria, al igual que los donados, los que alcanzaron su valor de rescate y activos con valores negativos.
- Los porcentajes de componentes interno y externo se tomaron del estudio tarifario de ICE.

Debido a todos los factores citados anteriormente, los saldos del total del activo neto en operación mostraron cambios con respecto a lo calculado por el ICE, ya que según la información suministrada en el archivo electrónico "ESTADOS PROPUESTOS SISTEMA DE ALUMBRADO (Definitivo)" la empresa calculaba para el periodo 2014 ¢5 008 millones, para el 2015 ¢8 560 millones, en el 2016 ¢11 646 y el 2017 por ¢13 428 millones.

Con base a todo lo indicado se obtienen los siguientes saldos finales:

Cuadro # 20
ICE

**Detalle del activo fijo neto en operación revaluado por sistema - Cálculo IE
2014-2017
(Millones de colones)**

Sistema	ICE				ARESEP			
	AFNOR* 2014	AFNOR* 2015	AFNOR* 2016	AFNOR* 2017	AFNOR* 2014	AFNOR* 2015	AFNOR* 2016	AFNOR* 2017
Alumbrado Publico	5 008,00	8 560,61	11 646,92	13 428,76	4 963,26	6 086,28	7 280,64	7 288,84

Fuente: Elaboración propia con datos de ICE.

* Las siglas AFNOR significa Activo Fijo Neto en Operación Revaluado.

**Cuadro # 21
ICE
Detalle del activo neto en operación revaluado promedio por sistema - Cálculo IE
2014-2017
(Millones de colones)**

Sistema	ICE			ARESEP		
	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2014/2015	2015/2016	2016/2017
Alumbrado Publico	6 784,30	10 103,76	12 537,84	5 524,77	6 683,46	7 284,74

Fuente: Elaboración propia con datos de ICE.

v. Depreciación

Según oficio 750-JD-89 emitido el 02 de junio de 1989 por el antiguo SNE, se aprobaron las tablas de depreciación para el ICE, en el cual se detallan cada una de las categorías de activos y sus respectivos valores, por ejemplo Alumbrado Público tiene una vida estimada de 20 años, un valor de rescate de 4% y una tasa anual de 4,80%, posteriormente indican los otros activos inmovilizados con las tasas de depreciación de las categorías que lo conforman. En el caso de Alumbrado Público el archivo "Base de datos auxiliar activos en operación (110) corte Diciembre 2014" incluye dos cuentas a nivel general "OBRA CIVIL Y DIST ALUMBRADO PUBLICO" y "OBRA ELEC. DIST Y ALUMBRADO PUBLICO" por lo que no puede visualizarse el contenido de las mismas, por ejemplo postes torres y accesorios, luminarias, entre otros, por lo que se sugiere que el ICE para el próximo estudio tarifario revise la forma en que está categorizando sus cuentas y con ello las depreciaciones utilizadas.

Por lo anterior se utilizaron las tablas de depreciación enviadas por el petente en consultas adicionales para el estudio tarifario.

Activos en operación	Vida útil (años)	Valor de rescate (del costo)	Tasa anual (%)

ICE Electricidad:			
<i>Plantas Hidráulicas</i>	40	10%	2,25%
<i>Plantas Térmicas</i>	30	5%	3,17%
<i>Plantas Geotérmicas</i>	40	10%	2,25%
<i>Plantas Eólicas</i>	20	0%	5,00%
<i>Plantas Generación Solar</i>	30	5%	3,17%
<i>Subestaciones</i>	30	5%	3,17%
<i>Líneas Distribución</i>	30	10%	3,00%
<i>Líneas Transmisión</i>	30	5%	3,17%
<i>Alumbrado Público</i>	20	4%	4,80%
<i>Equipos de control y comunicación</i>	30	5%	3,17%

Fuente: INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

f. Análisis financiero

i. **Criterios de proyección aplicados**

Los criterios financieros utilizados por la Intendencia para proyectar los gastos del servicio de alumbrado público, son los siguientes:

- Para la proyección de gastos de todos los sistemas (generación, transmisión, distribución, y alumbrado público) correspondientes a los años 2015 y 2016, se tomó como año base el 2014, con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo.
- Se realizó un análisis histórico de las partidas para cada uno de los sub periodos de enero a mayo y junio a diciembre 2014, y de enero a mayo 2015 se utilizaron valores reales los cuales se anualizaron y se observó su variación respecto al indicador económico (inflación, decretos salariales, etc.) de los periodos correspondientes.
- Para la proyección de los gastos generales se utilizaron los porcentajes de -0,43% (para los meses de junio a diciembre 2015), 0,87% y 2,14% para los periodos 2015 y 2016, respectivamente.
- Los tipos de cambio utilizados son de ₡540,51 y ₡539,05 por US\$ para los periodos 2015 y 2016, respectivamente.
- Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:
 - ✓ El análisis horizontal sobre las partidas objeto de gasto y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).

- ✓ *El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.*

- *Para el análisis de las partidas objeto de gasto, se analizó las justificaciones que presentó el ICE, en el caso de las partidas relevantes dentro de la estructura de gastos se procedió a verificar la documentación de respaldo de los registros significativos que permitiera validar la justificación del gasto incurrido.*
- *Cabe señalar, que en la minuta correspondiente a reunión con funcionarios del ICE el día 13 de abril de 2015, esta Intendencia solicitó al petente aportar la documentación que respalda el gasto incurrido. Ante la omisión de ésta, se consideró los criterios generales de proyección para las partidas concernientes a “servicios”, “materiales” y “transferencias corrientes”.*
- *En el caso de partidas cuya proyección o ejecución refleja un incremento menor al indicador económico, se consideró el dato que indica la empresa (en el tanto no exista evidencia de que la cuenta amerite otro valor, resultado de su depuración).*
- *No se consideró la variación de las partidas en las que la entidad no presentó justificación alguna.*
- *Se excluyó de la proyección las erogaciones de naturaleza no recurrente.*
- *Se analizaron las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:*
 - ✓ *Se cotejó las remuneraciones de los periodos 2014 y 2015, así como los reportes a la Caja Costarricense de Seguro Social. Se observó una disminución significativa de estos objetos de gasto en el año 2015 respecto al anterior.*
 - ✓ *Se proyectó los salarios del ejercicio 2016, a partir de las erogaciones incurridas por ese concepto para el periodo 2015, éste último contempla los aumentos según los decretos del poder ejecutivo que corresponden a un 1,08% y 0,08% para el primer y segundo semestre del 2015, respectivamente y la inflación para el año 2016 correspondiente a un 4,0% en ese periodo.*
 - ✓ *Se contemplaron los siguientes porcentajes 8,33%, 8,19%, 9,25%, 0,50%, 1,50%, 5,00%, 0,50%, 5,08%, 1,50% y 3,00% para los objeto de gastos No. 18 “Décimo tercer mes”, 19 “Salario escolar”, 27 “Contribución patronal al seguro de salud de la CCSS”, 28 “Contribución patronal al IMAS”, 29 “Contribución patronal al INA”, 30 “Contribución patronal al fondo de desarrollo social y asignaciones familiares”, 31 “Contribución patronal al BPDC”, 34 “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS”, 35 “Aporte patronal al ROPC” y 36 “Aporte patronal al FCL”, respectivamente.*
 - ✓ *No se consideró contrataciones en el periodo 2016.*
 - ✓ *Se excluyó los objetos de gasto N° 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos” y los salarios con goce de salario de los miembros de la asociación de bienestar social.*
 - ✓ *Al no demostrar el gasto a incurrir en el periodo 2016, por concepto de prestaciones legales de las personas próximas a jubilar, retirar, etc.; se excluyó lo concerniente al objeto de gasto N° 311 “Prestaciones legales”.*

- *Para el caso específico de las cuentas denominadas “contables”, al presentar limitaciones para dar trazabilidad a los montos registrados en cada sistema y cuenta, y no demostrar el gasto incurrido en el sector electricidad (con sus justificaciones y respaldos) se consideró para el año base las cifras ejecutadas del ejercicio 2014, en el tanto éstas no superen el valor incluido para ese periodo en las tarifas vigentes (según consta en el expediente ET-148-2014), en cuyo caso se considera el dato menor, a partir de éste se proyecta los años 2015 y 2016, utilizando como parámetro de referencia la inflación del periodo, citada en los indicadores y criterios generales de proyección. Lo anterior considerando que con la información suministrada por el ICE, a pesar de las aclaraciones solicitadas, no fue posible cotejar los saldos del año base.*
- *No se consideró la justificación de la partida N°816 denominada “Estimación para validación existencias en inventario”, la cual indica que su variación “obedece a una aplicación contable realizada a fin de hacer una estimación para validación de existencias en inventarios, debido a un estudio solicitado en los materiales y que se han considerado con riesgo de obsolescencia, lo cual afectó dicho rubro.”*

De lo anterior se desprende que dada la naturaleza de estos inventarios, no se incluyó en la proyección la partida denominada “estimación por validación de existencias en inventarios”, ya que es deber de la institución comprobar su obsolescencia, daño y destrucción del bien, a efectos de incorporar el costo en las tarifas eléctricas.

- *No se incorporó en la proyección el objeto de gasto N°817 “estimación de cuentas incobrables”, ya que la entidad debe demostrar la antigüedad de su cartera, la forma de determinar la incobrabilidad de ésta y las gestiones de cobro realizadas, a efectos de incluir su costo en las tarifas, así como la forma de asignar el gasto entre los sistemas y cuentas del sector eléctrico.*
- *No se incluyó el objeto de gasto “N° 819 Vacaciones no disfrutadas”, ya que para efectos de incluir la erogación del disfrute de vacaciones de los funcionarios, se determina el gasto real incurrido, éste se refleja en los reportes a la C.C.S.S., la provisión no representa el gasto ejecutado.*
- *Se validaron las fechas y montos incluidos en la partida “absorción de partidas amortizables e intangibles” para los periodos de estudio.*
- *El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de generación, transmisión, distribución y alumbrado público, con base en los siguientes porcentajes 27%, 18%, 46% y 9%, respectivamente; los cuales se obtuvieron del oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 07 de abril del año 2000. Los montos asignados en el año 2016, ascienden a las sumas de ¢440,54, ¢293,69, ¢579,25 y ¢146,85 millones, en el mismo orden citado, conforme al canon de regulación publicado en la gaceta N° 206 del 23 de octubre del 2015.*

ii. Análisis de las principales cuentas del estado de resultados:

- **Ingresos por venta de energía**

Se tomaron los datos recomendados en el estudio de mercado del presente informe.

- **Gastos de operación y mantenimiento:**

- ✓ *Las partidas incluidas en los apartados de Servicios y Materiales y suministros se proyectan con la inflación del periodo.*
- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.*
- ✓ *En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de ¢1 335,7 millones por concepto de gastos de operación y mantenimiento.*

➤ **Servicio de regulación**

- ✓ *El canon asignado al sistema de generación corresponde a la suma de ¢146,8 millones, estimado al aplicar un 9%, sobre el canon del periodo 2016, publicado en La Gaceta N° 206 del 23 de octubre del 2015. Este porcentaje fue fijado según lo aprobado en su oportunidad por la ARESEP (el oficio N° 280-DAF-2000, emitido por el Ente Regulador el 07 de abril del año 2000)*

➤ **Gastos administrativos**

- ✓ *La ICE no justificó el incremento de las partidas, además no cuantificó, ni presentó la documentación de respaldo de las partidas objeto de gasto N° 86 “servicios generales” y 89 “otros servicios de gestión y apoyo”, se proyectó el gasto con la inflación del periodo.*
- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.*
- ✓ *En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de ¢1 187,6 millones por concepto de gastos administrativos.*

➤ **Seguros**

- ✓
- ✓ *El monto por concepto de “seguros” asignado al sistema de alumbrado público asciende a ¢13,0 millones.*

➤ **Depreciación de activos y otros activos en operación**

- ✓ *El monto incluido en las tarifas del sistema de generación por concepto de “depreciación de activos y otros activos en operación” corresponde a €692,9 millones, según se detalla en la sección de base tarifaria.*

➤ **Absorción de partidas amortizables e intangibles**

- ✓ *Para la estimación de esta cuenta se utilizó la metodología empleada por el ICE, esta involucra la comprobación de los cálculos (considerando las fechas de adquisición de los activos), el resultado de este análisis demostró la existencia de dos o más adquisiciones de una licencia y/o software en un mismo periodo, amortizables a un plazo de 3 años, para efectos de cálculo, se consideró una licencia por periodo, ajustando el monto a amortizar. Siendo el monto incluido en el cálculo de €31,4 millones por concepto de absorción de partidas amortizables e intangibles.*

➤ **Energía y potencia de alumbrado público**

- ✓ *Para el año 2016, se incluyó en las tarifas del servicio de alumbrado público el monto de €7 022,1 millones por concepto de energía y potencia de alumbrado.*

➤ **Gestión Productiva**

- ✓ *Las partidas incluidas en los apartados de Servicios y Materiales y suministros se proyectan con la inflación del periodo.*
- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general.*

En el año 2016 se incluyó en las tarifas el monto de €334,3 millones por concepto de gastos de gestión productiva.

iii. Capital de trabajo:

El capital de trabajo es el producto de los costos diarios de la empresa y el período medio de cobro de cada sistema objeto de estudio.

El período medio de cobro se obtiene de las cuentas por cobrar por servicios prestados (no incluye cuentas no comerciales), según saldo promedio mostrado en los Estados Financieros Auditados de los años 2012, 2013 y 2014. El total de estas cuentas por cobrar se divide entre las ventas de energía local, según los Estados Financieros Auditados (no incluye servicios institucionales) y se multiplica por 360 días, para la obtención de un período medio de cobro de 25,06 días, el detalle de estos cálculos se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro # 22
ICE – Servicio de alumbrado público
Calculo del Período Medio de Cobro
(Millones de colones y días)

CONCEPTO	2012	2013	2014	PROMEDIO
CUENTAS POR COBRAR	528,00	576,00	611,00	571,67
VENTAS	6.663,00	8.879,00	9.094,00	8.212,00
ROTACION DE CUENTAS POR COBRAR	0,08	0,06	0,07	0,07
PERIODO PROMEDIO DE COBRO	28,53	23,35	24,19	25,06

Fuente: Elaboración propia.

En el cálculo del capital de trabajo, al gasto de operación se le excluye las depreciaciones, tanto de activos en operación como de otros activos en operación y los gastos por partidas amortizables, ya que éstas no representan erogaciones reales de efectivo. Los gastos así obtenidos, se dividen entre 360, para obtener los costos diarios y se multiplican por el periodo medio de cobro detallado en el cuadro anterior para obtener un capital de trabajo por el monto de ¢210,0 millones para el año 2016.

iv. Análisis de Resultados

Los siguientes son los resultados obtenidos para el sistema de alumbrado público una vez que se realizaron los ajustes explicados en los apartados anteriores. Se registra una disminución de 10,6% en el total de gastos, respecto a los costos solicitados por el ICE en el periodo 2016, según se detalla a continuación:

Cuadro # 23
ICE –Sistema de Alumbrado público
Resumen de Costos y Gastos de Operación 2016
(en millones de colones)

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Variación Absoluta	Variación Porcentual
Operación y Mantenimiento Alumbrado Público	1.519,16	1.335,68	(183,47)	-12%
Servicios de regulación	130,50	146,85	16,35	13%
Administrativos	1.571,10	1.187,56	(383,54)	-24%
Seguros	13,20	12,98	(0,22)	-2%
Depreciación activos en operación	664,52	692,88	(94,29)	-12%
Depreciación otros activos en operación	122,65			
Absorción de partidas amortizables e intangibles	31,40	31,44	0,04	0%
Energía y Potencia alumbrado	7.427,67	7.022,05	(405,62)	-5%
Gestión productiva	554,76	334,30	(220,46)	-40%
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	12.034,95	10.763,74	(1.271,21)	-11%

Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía

v. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito calculado, se concluye que el servicio de alumbrado público que presta el ICE necesita un aumento promedio del 19,6% en sus tarifas, generando un rédito ajustado por redondeo del 6,2% para el año 2016.

vi. Sobre componentes y gastos relacionados con el Estatuto de Personal del ICE

a) Competencias de la Aresep para excluir costos no relacionados con el servicio público

La Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de los servicios públicos regulados, de conformidad con las metodologías aprobadas por la Junta Directiva, así como lo establecido para tales efectos en el artículo 4 inciso c) en relación con el artículo 3 inciso b), así como los artículos 6 incisos a) y d), 31 y 32 incisos b) y c)2 de la Ley 7593, facultan a la Aresep a excluir de los estudios tarifarios gastos que sean incompatibles con el principio de servicio al costo o que no tengan relación directa con la prestación del servicio.

Al respecto, el 22 de octubre de 2012, el Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda del II Circuito Judicial de San José, mediante la resolución 2510-2012, definió claramente las competencias amplias, excluyentes y exclusivas, que posee la Autoridad Reguladora en la fijación de tarifas en los servicios públicos. De dicha resolución, se extrae lo siguiente:

[...]

Luego de analizar los artículos 4, 6, 14, 31 y 32, de la Ley 7593, el juez, llega a las siguientes conclusiones: [...] 1) ARESEP por su Ley 7593, tiene competencias amplias, excluyentes y exclusivas en la regulación, fijación y supervisión de las tarifas o precios de los servicios públicos; 2) La ARESEP tiene discrecionalidad técnica que le permite realizar los análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios de las fijaciones tarifarias, utilizando las metodologías o modelos económicos que mejor se adapten al servicio público que se debe evaluar; 3) La discrecionalidad técnica de la ARESEP debe

estar orientada por los principios de equilibrio financiero, servicio al costo, de no coadministrar y de responsabilidad del gestor; 4) La ARESEP está obligada a girar instrucciones técnicas con la finalidad de que los servicios públicos se brinden de la mejor manera posible. Estas recomendaciones técnicas no pueden confundirse con coadministración del prestador ni con la extralimitación de funciones; 5) Los prestadores de servicios públicos están obligados por la Ley 7593, a acatar las instrucciones o recomendaciones técnicas de la ARESEP y tienen la obligación de realizar los ajustes internos que estimen convenientes, sin que esto se confunda con una invasión de las facultades propias del operador del servicio público; 6) En el presente caso, la ARESEP es competente para analizar técnicamente la solicitud de ajuste tarifario [...]

En relación a la discrecionalidad dada por el artículo 32 de la Ley 7593, la cual faculta a la Aresep para excluir costos ajenos a la prestación del servicio público, la Procuraduría General de la República en el Dictamen C-242-2003, del 11 de agosto de 2003, ha señalado:

[...] el artículo 32 reconoce una cierta "discrecionalidad" a la Autoridad Reguladora e incluye conceptos jurídicos indeterminados en su redacción. Lo que da un margen de libertad de apreciación al Ente Regulador a efecto de determinar si una erogación es necesaria para la prestación del servicio, si es proporcional en relación con los "gastos normales de actividades equivalentes" o si es excesiva. Por el contrario, escapa a la discrecionalidad de la Autoridad Reguladora la posibilidad de reconocer como costo: "las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada". De manera que si un gasto o inversión pretende financiar actividades ajenas a esos elementos relacionados con la actividad regulada, tendría que ser rechazado, deber jurídico, por la Autoridad Regulador. Es por ello que [...]En tratándose de los servicios públicos de carácter económico, por el contrario, la fijación de la tarifa debe permitir cubrir los costos y optimizar la prestación económica, de manera tal que no exista o se reduzca el déficit de explotación, se practiquen costos reales y se garantice una cierta competitividad. Por ello, la regla es que la tarifa debe responder al costo. Ergo, la tarifa debe cubrir los costos del servicio y permitir un normal beneficio o utilidad para el prestatario del servicio [...] (Dictamen C-242-2003, ya citado)

En virtud de todo lo anterior, la Aresep en uso de sus competencias y facultades está autorizada por ley para excluir aquellos gastos ajenos a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.

b) Costos a excluir derivados del Estatuto de Personal del ICE

Mediante el oficio 1962-IE-2015, del 11 de noviembre de 2015, la IE le solicitó al ICE, el detalle de los componentes salariales y beneficios otorgados a sus funcionarios, contenidos en el Estatuto de Personal vigente, y es por medio de los oficios 0510-1493-2015 del 18 de noviembre de 2015, 0510-1524-2015 del 25 de noviembre de 2015, que el ICE dio su respuesta.

Una vez analizada la información enviada por el ICE, mediante el oficio 2124-IE-2015 del 2 de diciembre de 2015, la IE le solicitó al ICE aclarar el alcance de una serie de rubros específicos, contenidos en los oficios citados, a saber, en lo conducente:

[...]

1. *Para aquellos objetos de gasto que registran dos o más "Componentes salariales y beneficios a trabajadores del ICE" [...]*
2. *Para los componentes referenciados con letras de la "A" a la "J" (según archivo electrónico "0510-1524-2015-Anexo (Anexo 1).xls"), indicar en cual objeto de gasto están incluidos.*
3. *Del componente "Permisos varios con goce de salario" con referencia "C" [...]*
4. *En el caso específico de que el componente "Pago de prestaciones por terminación de contrato" con referencia "H" no esté incluido en los OG N°37 "Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos" y N° 311 "Prestaciones legales", deberá demostrar y detallar el gasto incurrido con su respectivo cálculo.*
5. *Del componente "Permisos para la asociación de bienestar social" con referencia "F" se requiere remitir detalle con las horas y el monto del salario que concierne al permiso otorgado a los miembros de la Junta directiva de la asociación de Bienestar Social para realizar sus actividades. Asimismo, indicar si el ICE otorga un beneficio económico para atender las necesidades citadas, tales como la compra de equipo, beca a hijos, entre otros; en caso afirmativo, es necesario suministrar detalle de éste incentivo.*
6. *En relación al OG N° 37 "Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos" se requiere identificar los montos asociados a cada sistema correspondientes a: i) el aporte del patrono para satisfacer las necesidades de vivienda de los funcionarios, ii) el aporte del patrono para cubrir la provisión de cesantía, iii) el aporte porcentaje destinado a los indicado en los puntos i y ii, que totalizan un 6% según el "estatuto de personal del ICE" y iv) demostrar el origen del total del gasto tomando en consideración que este rubro registra un equivalente al 10,5%, por lo que el 4,5% restante no se contempla en el estatuto citado.*
7. *Indicar si la entidad cuenta con la figura de Asociación Solidarista de empleados.*
8. *Mostrar los cargos registrados en el OG N°311 "Prestaciones legales" con un detalle de los funcionarios que se acogieron a este derecho (para los periodos del 2014 al 2016), así como los rubros y montos considerados en su cálculo. Indicar la diferencia que existe entre este objeto de gasto y la cesantía que se indica en el OG N°37 "Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos". [...]*

Posteriormente, mediante el oficio 0510-1570-2015 del 4 de diciembre de 2015, el ICE, procedió a dar respuesta parcial a las aclaraciones solicitadas por esta Intendencia. El ICE mediante archivo adjunto al citado oficio respondió lo siguiente:

[...]

- *Punto 1: En los rubros correspondientes a los OG 010-017 y 020. Periodos 2014 y 2015*

- Punto 3: Sobre permisos varios con goce de salario de personas que se encuentran laborando en otras instituciones.
- Punto 5: Permisos para la ASOBISO
- Punto 7: Sobre el tema de la Asociación Solidarista [...]

En este mismo oficio, el ICE señaló que quedaron pendientes de respuesta los puntos 1,2,4,6 y 8 contenidos en el oficio 2124-IE-2015, en razón de que esos rubros [...] son muy gruesos y requieren de mucho análisis para poder concluir con promedios salariales y promedios de los trabajadores[...].

El 8 de diciembre de 2015 mediante el oficio 0510-1578-2015, el ICE, de forma extemporánea al plazo otorgado por la Intendencia en el oficio 2124-IE-2015, procedió a entregar parte de la información faltante requerida, sin embargo la misma, no completó los datos solicitados por la IE.

Una vez analizada la documentación remitida por el ICE, así como las justificaciones y documentación complementaria, se identificaron algunos costos relacionados con beneficios y componentes incluidos en el Estatuto de Personal, que el ICE no justificó debidamente su relación con el servicio público, razón por la cual lo que procede es excluirlos del cálculo de las tarifas, al amparo de lo establecido en la Ley 7593.

El cuadro 18 muestra el resumen de los beneficios del Estatuto de Personal que se excluyen del cálculo tarifario, cuyo detalle se presenta a continuación:

Cuadro # 24
Detalle de beneficios del Estatuto de Personal que se excluyen en las tarifas
Periodo 2016
(Datos en millones de colones)

Norma Estatutaria	Descripción y análisis	OG	2016
Fondo de Garantías y Ahorro. Capítulo XXXVIII del Estatuto de Personal.	Todo trabajador del Instituto nombrado en propiedad, con las excepciones establecidas en el párrafo 3-3 del Capítulo Disposiciones Generales, de este Estatuto, tiene derecho a recibir los beneficios del Fondo Garantías y Ahorro -originado en la Ley N° 3625 de 21 de diciembre de 1965-, de conformidad con las normas que regulan la operación del Fondo de Garantías y Ahorro, el Reglamento de Préstamos y el Reglamento de Préstamos para Vivienda, que se agregan como anexos y forman parte de este Estatuto. El trabajador del Instituto, al ser nombrado en	OG-37	¢11.097,93

	<p><i>propiedad y adquirir la condición de miembro del Fondo de Garantías y Ahorro, aportará al mismo una suma equivalente a un cinco por ciento (5%) de su salario ordinario, que será deducida directamente de los pagos periódicos que reciba por concepto de salarios. El Instituto aportará regularmente, con destino al Fondo de Garantías y Ahorro, una suma equivalente al seis por ciento (6%) de los salarios ordinarios, devengados por los trabajadores protegidos por el Fondo de Garantías y Ahorro. Capítulo XXXVIII.</i></p> <p><i>Ante la falta de justificación e inconsistencias citadas, la IE no incorporó en la proyección los registros del OG N°37 Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos, tal como se puede se amplía en el apartado "Análisis sobre Fondo de Garantías y Ahorro contenido en el Capítulo XXXVIII del Estatuto de Personal del ICE". Además el ICE no presenta las justificaciones que relacione este gasto con la prestación del servicio público.</i></p>		
<p><i>Gastos de funerales y sepelios. Capítulo XXXVI. Artículo 36-1 del Estatuto de Personal</i></p>	<p><i>Como un beneficio independiente de las sumas que por cualquier concepto paguen el ICE y/u otras instituciones, con motivo de la terminación de un contrato por muerte del trabajador, el Instituto entregará a los familiares un auxilio para funerales y sepelio por un monto equivalente a la categoría salarial 21 con jornada de 40 horas, al momento del fallecimiento. Quienes reclamen esa suma deberán demostrar su parentesco y afinidad con el trabajador fallecido y aportar los</i></p>	<p><i>OG-309</i></p>	<p><i>€2.51</i></p>

	<p><i>comprobantes respectivos, que indiquen con certeza que realizaron el gasto. En caso de muerte por accidente laboral, la Gerencia General podrá autorizar el pago de otros gastos adicionales, propios de un suceso de esa índole.</i></p> <p><i>La IE, considera que este gasto responde a una colaboración económica del patrono al trabajador que resulta ajena e innecesaria para la prestación del servicio, ya que el ICE no justifica su relación con el mismo.</i></p>		
<p><i>Permisos para la asociación de bienestar social. Artículos 28-25 al 28-6 del Estatuto de Personal</i></p>	<p><i>Se concederá permiso especial a los miembros de la junta directiva de la asociación de Bienestar Social de la siguiente manera: medio día al mes para asistir a reuniones de Junta Directiva, medio día al año para realizar las asambleas ordinarias y medio día adicional para preparar la logística de estas asambleas, otros permisos adicionales para la atención de casos especiales, se concederá medio día de permiso especial, para los afiliados que participen en las asambleas aprobadas por DHC. En los oficios números No.0510-1524-2015, No. 0510-1570-2015 y sus anexos, el ICE señala que estos permisos corresponden a las reuniones de la Junta Directiva de la Asociación de Bienestar Social que atiende situaciones y solicitudes de los trabajadores asociados sobre necesidades básicas y urgentes como: equipo y materiales médicos, becas hijos familias de bajos recursos, siniestros (inundaciones, incendios, derrumbes, otros).</i></p> <p><i>Se considera que este rubro es ajeno e innecesario con la prestación del servicio público</i></p>	<p>F</p>	<p>€1,70</p>

	brindado por esa Institución, ya que el ICE no justifica su relación con el mismo.		
	Total		¢11.102,14

Fuente: Elaboración propia.

c) *Análisis sobre Fondo de Garantías y Ahorro contenido en el Capítulo XXXVIII del Estatuto de Personal del ICE*

Con el fin de analizar los rubros contenidos en la Ley 3625 y el Estatuto de Personal de dicha Institución, la IE, mediante el oficio 2124-IE-2015 le solicitó al ICE justificar, entre otros rubros relacionados, la cuenta OG N° 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos”. Al respecto, según la respuesta brindada en el oficio N° 0510-1578-2015 citado, el ICE fue inconsistente y no logró justificar fehacientemente la información que resultaría trascendental para el análisis del presente estudio tarifario, en relación con lo anterior se realizan las siguientes observaciones:

En relación al objeto de gasto N° 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos”, el ICE indicó mediante el oficio N° 0510-1578-2015 mencionado supra, que éste corresponde al aporte que hace la Institución como patrono al Fondo de Garantía y Ahorro (FGA) de un 6% y un 4,5% sobre la pensión complementaria de cada uno de los funcionarios.

Cabe mencionar que los objetos de gasto N°35 “Aporte patronal al régimen obligatorio de pensiones complementarias” y 36 “Aporte patronal al fondo de capitalización laboral” incorporan el 4,5% correspondiente a la pensión complementaria de los funcionarios, éstos montos se reportan a la Caja Costarricense del Seguro Social y son la base de proyección utilizada por la IE para su cálculo. El objeto de gasto N° 37 refiere al mismo concepto y porcentaje, y la entidad no logró justificar la necesidad de incorporar éste aporte adicional en las tarifas, considerando que ya los funcionarios gozan de éste beneficio.

Por otra parte el Estatuto de Personal del ICE, en el artículo 38-1, establece que:

[...]Todo trabajador del Instituto nombrado en propiedad, con las excepciones establecidas en el párrafo 3-3 del Capítulo Disposiciones Generales, de este Estatuto, tiene derecho a recibir los beneficios del Fondo Garantías y Ahorro -originado en la Ley N° 3625 de 21 de diciembre de 1965-, de conformidad con las normas que regulan la operación del Fondo de Garantías y Ahorro, el Reglamento de Préstamos y el Reglamento de Préstamos para Vivienda [...]

Asimismo, la Ley 3625 indica lo siguiente:

[...]El Instituto deberá destinar las reservas y fondos constituidos con ese objeto, al pago de prestaciones laborales y fondo de garantías y ahorro del personal permanente, y continuar efectuando los aportes correspondientes en una suma no menor a la aportada por los funcionarios y empleados que coticen para el fondo [...]

El Estatuto y la Ley 3625, muestran que los recursos del FGA son destinados para préstamos de vivienda de los funcionarios y el pago de prestaciones legales. La IE considera que los costos originados de los préstamos y los préstamos de vivienda a los funcionarios, no fueron justificados por el ICE y es por ello que no se incluye en las tarifas eléctricas. En relación a las prestaciones legales, la entidad no brindó detalle de los funcionarios que se acogerán a este derecho para el año 2016, de forma tal que se pueda estimar el gasto a incurrir por ese concepto, que el que eventualmente podría ser incorporado.

Ante la falta de justificación e inconsistencias citadas, la IE no incorporó en la proyección los registros del OG N°37 Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos.

Es por lo anterior que la información técnica requerida por la Aresep a los prestadores de los servicios públicos resulta indispensable para el ejercicio adecuado de las competencias regulatorias, en este caso la de fijar tarifas, la cuales no se puede ejercer de forma efectiva sin la información solicitada, en el caso particular, el ICE no logró aclarar oportunamente las consultas realizadas por esta Intendencia, resultando la información aportada inconsistente e injustificada, por lo cual dicho Fondo no se incluye dentro de la fijación tarifaria, en aplicación de los artículo 32 y 33 de la Ley 7593.

III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS Y LA TARIFA

La variación en las tarifas del servicio de alumbrado público que presta el ICE se explica primordialmente por las siguientes razones:

- 1. Los gastos que la Intendencia de Energía estima para el 2016 serían ¢ 1 271,2 millones menores a los solicitados por el ICE (-10,6%). Algunos de los gastos que más se ha ajustado, según los cálculos de la IE con respecto a los presentados por el ICE son: energía y potencia de alumbrado, administrativos, gestión productiva y operación y mantenimiento. Cabe señalar que en la estructura de costos, la disminución del 36% corresponde a las partidas de contables.*
- 2. En cuanto a las inversiones o adición de activos para el año 2016, la Intendencia estimó ¢ 5 millones menos que lo solicitado por el ICE (-0,1%).*
- 3. La base tarifaria que ha reconocido la IE para el 2016 es inferior en ¢ 3 466,5 millones a la base calculada por el ICE (-33,5%).*
- 4. Todo lo anterior implica que mientras el ICE solicita unos ingresos adicionales de ¢ 3 623,0 millones para el 2016, la IE recomienda aprobar una disminución de ¢ 1 840,8 millones.*

(...)

V. CONCLUSIONES:

1. El ICE solicita un incremento de 40% a partir de enero de 2016. Esto provocará que la tarifa pase de ¢3,81 por KWh a ¢5,33 para el año 2016
2. Con base en las estimaciones de la IE, se propone una tarifa de ¢ 4,56 por kWh consumido y hasta 50 000 kWh, a partir del primero de enero del 2016.
3. Con esta propuesta el Sistema de Alumbrado Público alcanzará ingresos por ¢11 192,18 millones para 2016.

(...)

- II. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la consulta pública, del oficio 2222-IE-2015 citada, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

Oposición: Defensoría de los Habitantes: Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, portadora de la cédula de identidad número 108120378, en su condición de Directora de Asuntos Económicos de la Defensoría de los Habitantes. **Notificaciones:** Al fax número 4000-8700.

Generación y transmisión

Manifiesta que las observaciones realizadas para el sistema de generación y relacionadas con los procedimientos de proyección de los costos y gastos para los años 2015, 2016 y 2017, son válidas para el sistema de transmisión, por lo que se analizan en conjunto.

- a) Argumenta el oponente que el del rédito para el desarrollo de los años 2009 a 2015 ha oscilado entre 2,75% y 6,32%, lo que da un promedio de 4,24%. Excluyendo el monto solicitado por el ICE se obtiene un rédito del 3,01%, por lo que solicitan a la ARESEP definir un valor apropiado del rédito para el desarrollo de este sistema y que si se considera apropiado el rédito resultante a tarifas actuales (3,01%), no se apruebe ajuste alguno para este sistema.

Se le hace saber al oponente que con base a la metodología vigente, nos corresponde analizar y determinar la razonabilidad de la solicitud, entre otros lo correspondiente al rédito para el desarrollo, por lo que es a través de ese análisis que esta Intendencia determinará el rédito estrictamente necesario de tal forma que se pueda garantizar el adecuado desarrollo del servicio público, tal como lo establece la Ley 7593. Es importante tomar en cuenta que el fin del rédito para el desarrollo es que las empresas cuenten con fondos suficientes para garantizar las inversiones futuras que permitan la prestación del servicio en condiciones de calidad y que se preste de forma continua y confiable.

- b) Indica el oponente, que para la proyección de los costos y gastos del 2016 y 2017 basados en los datos estimados del 2015, se utilizan proyecciones de inflación interna, inflación externa y devaluación

estimadas por el BCCR según el Programa Macroeconómico 2015-2016, revisado en julio 2015. Dichas premisas se encuentran en revisión dado que los resultados reales no se ajustan a lo previsto en esa oportunidad, por lo que consideran se podrían estar exagerando la inflación y devaluación esperada para estos años.

El análisis que se ha efectuado a la solicitud presentada por el ICE incluye la incorporación de parámetros macroeconómicos calculados por la Intendencia, que se ajustan a la realidad económica actual, las proyecciones efectuadas por el BCCR y el Fondo Monetario Internacional, pero ajustados tal y como indica el opositor a los resultados obtenidos a la fecha, tal como se expone en el apartado de parámetros utilizados.

- c) Indica el oponente, que la estructura de costo, presentada por el ICE, para el año 2015 muestra un aumento con relación al año anterior, y que ésta es la base para proyectar los años siguientes, por lo que considera necesario que la ARESEP realice una revisión de los datos de costos estimados para el periodo en cuestión ya que este tiene una base real (enero-mayo 2015) y otra proyectada mediante estimación del IPC (junio-diciembre 2015).*

Tal y como lo indica el opositor, la Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionado o que no sea necesario para la prestación del servicio, utilizando las cifras reales más recientes con las que se contaba (mayo 2015), depurando las mismas de conformidad con los principios indicados.

- d) Expone el oponente que si para el 2016 se mantuvieran las mismas ventas del 2015 el rédito que se alcanzaría es de 3,88% y que si se le aplicara a las ventas del 2015 del 4% de demanda, según tabla 1.3 presentada en el estudio, el rédito alcanzaría el 4,84% el cual es mayor al resultado del 2014 y 2015 (4,22% y 3,68% respectivamente). Indican, que dependiendo de los supuestos realizados sobre el comportamiento de ventas, el sistema de generación podría requerir un ajuste menor o inclusive ningún ajuste para el 2016, por lo que consideran necesario que la Autoridad Reguladora revise la metodología utilizada para la proyección de ventas de energía eléctrica.*

Se le hace saber al oponente que con base a la metodología vigente, nos corresponde analizar y determinar la razonabilidad de la solicitud, entre otros lo correspondiente al rédito para el desarrollo, por lo que es a través de ese análisis que esta Intendencia determinará el rédito estrictamente necesario de tal forma que se pueda garantizar la prestación óptima del servicio público, tal como lo establece la Ley 7593. Con relación a las ventas proyectadas, esta Intendencia hace su propio análisis, tal como detalla en la sección de mercado.

- e) Solicitan a la Autoridad Reguladora revisar el programa de inversiones planteado por el ICE para los años 2016 y 2017 ya que se mantiene un nivel de ejecución por debajo de lo otorgado, por lo cual es necesario ajustar las estimaciones de inversión según lo realmente factible para que los recursos que se aprueben para financiar los planes de inversión no incremente innecesariamente las tarifas de los usuarios.*

Se coincide con lo externado por el opositor, la Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y que lo correspondiente a las inversiones, éstas son analizadas por un equipo técnico que determinará la razonabilidad, necesidad de éstas y capacidad real de ejecución de las mismas, tal y como se detalla en el apartado de inversiones.

Distribución

- f)** Indica el oponente que del ajuste solicitado del 8,27% para el sistema de distribución, el 87,5% es para cubrir el efecto GENTRA (aumento solicitado en las tarifas de generación y transmisión), por lo que el aumento para costos propios sería del 1,1%. En el escenario de que no se aprueben ajustes para las tarifas de generación y transmisión se observa un aumento en los ingresos totales de distribución del 1,1%, igual para cubrir los costos propios, por lo que consideran, bajo ese escenario, que no es necesario ajustar las tarifas de este sistema.

Tal y como lo expone el oponente, no se pudo dejar de trasladar el efecto de generación y transmisión ya que se pondría en riesgo el equilibrio financiero de la empresa, pero le hace saber que tanto para el estudio del sistema de generación como para el de transmisión esta Intendencia hace los análisis basados en la metodología vigente y en apego al principio de servicio al costo de tal forma que se trasladen a al sistema de distribución lo necesario para prestar el servicio. Además cabe indicar que las proyecciones se basan en parámetros macroeconómicos calculados por la Intendencia, que se ajustan a la realidad económica actual, las proyecciones efectuadas por el BCCR y el Fondo Monetario Internacional y el comportamiento de dichas variables a la fecha, tal como se expone en el apartado de parámetros utilizados.

- g)** En relación al rédito pretendido (6,37%), indica el oponente que de no realizarse ajustes a los otros sistemas (generación y transmisión) éste llegaría a 6,21%, sin embargo se da el ajuste a los ingresos adicionales se podría llegar a un 7,37%. Por lo anterior solicitan definir un valor apropiado del rédito para el servicio de distribución.

Se le hace saber al oponente que con base a la metodología vigente, nos corresponde analizar y determinar la razonabilidad de la solicitud, entre otros lo correspondiente al rédito para el desarrollo, por lo que es a través de ese análisis que esta Intendencia determinará el rédito estrictamente necesario de tal forma que se pueda garantizar el adecuado desarrollo del servicio público, tal como lo establece la Ley 7593. Es importante tomar en cuenta que el fin del rédito para el desarrollo es que las empresas cuenten con fondos suficientes para garantizar las inversiones futuras que permitan la prestación del servicio en condiciones de calidad y que se preste de forma continua y confiable.

- h)** Solicitan que revise el programa de inversiones del ICE para el sistema de distribución para los años 2016 y 2017, ya que este se sustenta, en parte, por los mayores ingresos que se obtendrían con el incremento solicitado y, además, no se ha mantenido un nivel estable de ejecución de las inversiones. Por lo anterior solicitan ajustar las proyecciones de inversión de acuerdo con lo que es factible desarrollar, de manera que no se recarguen las tarifas a los usuarios de todos los sistemas.

Se coincide con lo externado por el opositor, la Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y que lo correspondiente a las inversiones, éstas son analizadas por un equipo técnico que determinará la razonabilidad, necesidad de éstas y capacidad real de ejecución de las mismas, tal y como se detalla en el apartado de inversiones.

Alumbrado Público

- i) Indican que la estimación de costos y gastos operativos del sistema de alumbrado público, sigue la metodología general aplicada por el ICE en los otros sistemas, de manera que lo indicado en los apartados anteriores, respecto al desfase de los indicadores macroeconómicos para proyección, es aplicable a la solicitud de ajuste de alumbrado público.*

El análisis que se ha efectuado a la solicitud presentada por el ICE incluye la incorporación de parámetros macroeconómicos calculados por la Intendencia, que se ajustan a la realidad económica actual, las proyecciones efectuadas por el BCCR y el Fondo Monetario Internacional y el comportamiento de dichas variables a la fecha, tal como se expone en el apartado de parámetros utilizados.

Oposición: Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula de persona jurídica número 3-002-042023, representada por el señor Carlos Montenegro Godínez, cédula de identidad número 106320878, en su condición de Apoderado General de administración.

Notificaciones: A los correos electrónicos: cmontenegro@cicr.com, lperras@cicr.com

Distribución

- a) Indican que debido a la pérdida en las ventas y clientes industriales, consideran importante apoyar los esfuerzos del MINAE para que desde el Plan Nacional de Energía se dictara una política para formalizar una tarifa competitiva para la industria costarricense. Además apoyan los esfuerzos de levantar requisitos a la tarifa de media tensión b (T-MTb) para que pueda ser usada por un grupo mayor de grandes industrias. Por lo anterior solicitan se logre instaurar la tarifa T-MTb para avanzar en el establecimiento de tarifas competitivas para la industria.*

Esta Intendencia concuerda con lo expuesto por el oponente y en apego a lo establecido en el Plan de Nacional de Energía se calcula en esta fijación tarifaria la nueva tarifa T-MTb de conformidad con el mismo, incluido el ajuste a la descripción de la misma. Por otro lado, se están realizando los esfuerzos para generalizar dicha tarifa al resto del país.

- b) Indican que los principales costos de distribución se deben a la energía y potencia de ICE generación y transmisión los cuales presentaban un exagerado aumento para el 2015 y 2016. También les preocupa el alto crecimiento que en los dos últimos años se han dado en los gastos de operación, mantenimiento, comercialización y administrativos, así como en la depreciación. Solicitan una revisión de estos gastos por parte de la ARESEP.*

Se le indica al oponente que no se puede dejar de trasladar el efecto de generación y transmisión ya que se pondría en riesgo el equilibrio financiero del servicio público, además se le hace saber que tanto para los estudios de todos los sistemas esta Intendencia hace los análisis basado en la metodología vigente y en apego al principio de servicio al costo de tal forma que se trasladen a al sistema de distribución lo adecuado, excluyendo todo aquel costo o gastos desproporcionados o que no sea necesario para la prestación del servicio. En las distintas secciones se explican los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Transmisión

- c) Argumentan que para el sistema de transmisión les preocupa el crecimiento de los ingresos y gastos por encima de la inflación que se alcanzará para los años 2015 y 2016, por lo que solicitan a la ARESEP revisar todos aquellos gastos que no son requeridos para brindar el servicio, así como el prorrateo de los costos reales en los periodos correctos, pues algunos gastos como los de alquileres operativos podrían estar cargando innecesariamente las tarifas.*
- d) Indican que el aumento solicitado para el peaje en el sistema de distribución no resulta consistente pues la demanda no está creciendo, por lo que solicitan a la ARESEP el rechazo de estos aumentos.*

Se le hace ver al oponente que esta Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionado o que no sea necesario para la prestación del servicio. En las distintas secciones se explican los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Respecto al estudio de transmisión incluso esta Intendencia propone una disminución de las tarifas, de conformidad con el resultado del análisis realizado.

Generación

- e) A pesar de que se sustituyó la generación con combustibles fósiles por fuentes limpias, no se ha notado la ventaja para el consumidor en la tarifa eléctrica debido a que la compra a generadores privados reflejan pagos a costos comparables con la generación con combustibles fósiles, por lo que solicitan revisar los contratos firmados con los generadores privados para el impacto de éstos en las tarifas. Además consideran desproporcionado el aumento en los rubros de gastos de operación y mantenimiento y gastos administrativos. Por lo anterior solicitan a la ARESEP moderar el aumento al sistema de generación ya que hay mayor producción local de electricidad y no se tiene que acudir a niveles de generación térmica de años recientes y con esto se logre una reducción en las tarifas eléctrica del país.*

La sustitución de generación con combustibles fósiles por compra a generadores privados conlleva ya de por sí a un aumento del gasto, por el aumento en la cantidad de energía comprada, es importante indicar que en la actualidad existen en el parque de generación térmica una canasta de plantas que van desde unas con altos costos para el país (como Barranca, San Antonio, Moín II y Moín III) hasta otras no tanto (Moín I, Guápiles, Orotina y Garabito), por lo que la comparación no se puede generalizar sino identificarse sobre la planta específica que vino a sustituir esa energía renovable.

Por otro lado en relación al crecimiento de los demás gastos, se le hace ver al oponente que esta Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionado o que no sea necesario para la prestación del servicio. En las distintas secciones se explican los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Oposición: Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, cédula de persona jurídica número 3-002-697843, representada por el señor Edgar Allan Benavides Vílchez, cédula de identidad número 401021032, en su condición de Presidente con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma.

Notificaciones: Al correo electrónico ruben@zamoracr.com

Generación

- a)** *Indica el oponente que el ajuste solicitado a las tarifas de generación y distribución, significa un aumento en las tarifas, que pagan las distribuidoras, del 22,74% y que en enero de 2016 se sumará el aumento recién aprobado al ICE del 6% por compra a generadores privados y lo correspondiente por CVC.*
- b)** *Indican que según el ICE su estructura de costos y gasto presentará un incremento en relación con el 2015, cercano al 4,4% y que de aprobarse la solicitud, se tendría de enero de 2014 a enero 2016 modificaciones en las tarifas de generación del 18,6% que en promedio serían del 9,3%, esto sería más del doble que la inflación para el mismo periodo.*

Como los argumentos anteriores tienen relación se responden en conjunto.

Se le hace ver al oponente que todo estudio tarifario se hace en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo o gastos desproporcionados o que no sea necesario para la prestación del servicio. En las distintas secciones se explican los análisis realizados de la información aportada por la solicitante y además de los criterios técnicos utilizados en los cálculos.

Además también se le recuerda, que también en enero empieza a regir la reducción decretada por esta Intendencia por el estudio de oficio de los beneficios que generó el mercado eléctrico regional a principios de este año. Por lo que en el primer semestre se neutralizarán algunos de los impactos señalados por el opositor.

- c)** *Argumenta el oponente que resulta inconsistente que la base tarifaria crezca en 6,24%, mientras que las ventas de energía hayan crecido en una tasa promedio del 1,14%. Por lo anterior se podría estar dando una sobre inversión por parte del ICE y solicitan a la ARESEP prudencia respecto a las inversiones que reconozca en las tarifas.*

Se le hace ver al oponente que esta Intendencia realizó el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y que lo correspondiente a las inversiones, éstas son analizadas por un equipo técnico que determinará la razonabilidad y necesidad de éstas para la prestación óptima del servicio, además de ser ajustadas a la capacidad real de ejecución de la petente, lo cual se detalla en la sección de inversiones.

- d)** *Indican que en las últimas solicitudes tarifarias de generación, se incluyen aumentos para las tarifas que pagan las empresas distribuidoras (T-CB y T-SD) y no así para sus usuarios directos (T-UD), por lo que consideran es un error ya que las industrias y hogares de bajos recursos estarían subsidiando a grandes industrias atendidas por el ICE.*

Es importante indicarle al opositor que la diferenciación de tarifas industriales, tanto en alta tensión como en media tensión, proviene de políticas públicas nacionales (Planes Nacionales de Desarrollo y Planes Nacionales de Energía), que han tenido como propósito mantener la competitividad del sector productivo costarricense. Es por esa razón, y en apego a lo establecido en el artículo 1 de la Ley 7593, que ésta Intendencia, a petición del ICE, ha decretado aumentos diferenciados para las tarifas industriales con que cuenta esa empresa.

No obstante lo anterior, el tema de competitividad para el sector productivo no es exclusivo del ICE, y es por esa razón que esta Intendencia está haciendo los esfuerzos para que, también de conformidad con el Plan Nacional de Energía vigente, se generalicen dichas tarifas competitivas a nivel nacional.

- (...)
- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas para el servicio de alumbrado público que presta el Instituto Costarricense de Electricidad ICE, tal y como se dispone.

POR TANTO
EL INTENDENTE DE ENERGÍA
RESUELVE:

- I. Fijar para el servicio de alumbrado público que presta el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de la siguiente forma:

ICE		
Sistema de Alumbrado Público		
► Tarifa T-AP Alumbrado público		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	4,56

- II. Tener por analizadas y respondidas las diferentes oposiciones con el contenido del Considerando II de esta resolución y agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.
- III. Instar al ICE para que realice de una forma proactiva la implementación de la Contabilidad Regulatoria, la cual se realizará con el acompañamiento de funcionarios de esta Intendencia, instrumento regulatorio que permitirá dar transparencia, seguimiento, fiscalización y trazabilidad a los costos relacionados con la prestación del servicio y de esta forma cumplir con los principios establecidos en la Ley 7593.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

JUAN MANUEL QUESADA
INTENDENTE DE ENERGÍA

1 vez.—Solicitud N° 45826.—O. C. N° 8377-2015.—(IN2015088271).

RIE-129-2015 DE LAS 15:56 HORAS DEL 15 DE DICIEMBRE DE 2015

APLICACIÓN ANUAL PARA EL 2016 DE LA “METODOLOGÍA PARA EL AJUSTE EXTRAORDINARIO DE LAS TARIFAS DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD, PRODUCTO DE VARIACIONES EN EL COSTO DE LOS COMBUSTIBLES (CVC) UTILIZADOS EN LA GENERACIÓN TÉRMICA PARA CONSUMO NACIONAL” PARA EL SERVICIO DE GENERACIÓN DEL ICE Y EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE TODAS LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.

ET-128-2015

RESULTANDO

- I. Que el 19 de marzo del 2012, mediante resolución RJD-017-2012, la Junta Directiva aprobó la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para el consumo nacional”, tramitada en el expediente OT-111-2011 y publicada en La Gaceta Nº 74 del 17 de abril del 2012; la cual fue modificada mediante resolución RJD-128-2012 del 1 de noviembre del 2012, publicada en el Alcance Digital Nº 197 a La Gaceta Nº 235 del 5 de diciembre del 2012.
- II. Que el 30 de noviembre de 2015, mediante el oficio 2108-IE-2015, la Intendencia de Energía remitió el informe de la aplicación anual de la “Metodología para el Ajuste Extraordinario de las Tarifas del Servicio de Electricidad, Producto de Variaciones en el Costo de los Combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional” (folios 02-A al 44).
- III. Que el 30 de noviembre de 2015, mediante el oficio 2109-IE-2015, sobre la base del informe técnico 2108-IE-2015 citado, el Intendente de Energía solicitó la apertura del expediente y la convocatoria a participación ciudadana (folios 01 al 02).
- IV. Que el 04 de diciembre del 2015 se publicó en La Gaceta Nº 236 la convocatoria a participación ciudadana y en los diarios de circulación nacional La Prensa Libre, La Extra y La Nación. El 10 de diciembre del 2015, a las dieciséis horas venció el plazo para presentar posiciones.
- V. Que el 11 de diciembre del 2015, mediante el oficio 4262-DGAU-2015, la Dirección General de Atención al Usuario aportó el informe de oposiciones y coadyuvancias, en el cual se indica que vencido el plazo establecido, no se recibieron oposiciones ni coadyuvancias.
- VI. Que el 15 de diciembre de 2015, mediante el oficio 2223-IE-2015, la IE, emitió el respectivo estudio técnico sobre la presente gestión tarifaria.

CONSIDERANDO

- I. Que del estudio técnico 2223-IE-2015, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Aplicación de la metodología

La aplicación de la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para el consumo nacional” permite que se realicen ajustes trimestrales en las tarifas del sistema de generación del ICE por concepto de la generación térmica, los cuales provocan variaciones directas positivas o negativas en los gastos por compras de energía para las empresas distribuidoras del país, para lo cual la metodología también contiene un procedimiento extraordinario, el cual se calcula de forma simultánea con los ajustes del sistema de generación para evitar desequilibrios financieros en los sistemas de distribución.

Esta metodología tiene por objetivos evitar el desequilibrio financiero del ICE por consumo de combustibles para generación térmica y enviar señales de precio correctas y oportunas a los usuarios.

A continuación se procede a realizar un análisis de las variables que se requieren para obtener el cálculo del Costo Variable de Combustibles para el año 2016 y se determina el respectivo monto a aplicar en cada uno de los trimestres del año.

a. Análisis del mercado

A continuación se procede a presentar los resultados del mercado para cada uno de los sistemas y de las empresas.

i. Sistema de generación

Las ventas de energía estimadas por la Intendencia, del ICE a las empresas distribuidoras, se obtienen como la diferencia entre la disponibilidad de energía del SEN y la generación propia de cada empresa. La disponibilidad se estimó con la proyección de ventas más un porcentaje de pérdidas de energía.

La energía disponible se calcula con base en las proyecciones de generación de cada una de las plantas del SEN más las proyecciones de importaciones. Las proyecciones de generación de cada una de las plantas se calculan de acuerdo con los datos históricos desde el año 2000 en las que se disponga, empleando el paquete estadístico especializado en series de datos ForCastPro y validando mediante el paquete SDDP.

El modelo de despacho hidrotérmico “Stochastic Dual Dynamic Programming” o SDDP, es el modelo utilizado por el Centro Nacional de Control de Energía para realizar los estudios operativos del Sistema Eléctrico Nacional a corto y mediano plazo (a 1 y 5 años). Para el cálculo operativo estocástico de mínimo costo de un sistema hidrotérmico, el programa utiliza como datos de entrada los siguientes aspectos:

- 1. Detalles operativos de las plantas hidroeléctricas (representación individualizada, balance hídrico, límites de turbinado y almacenamiento, volúmenes de seguridad, vertimiento, filtración, entre otros).*
- 2. Detalles de las plantas térmicas (compromisos, capacidad de almacenamiento de combustible, eficiencia, contratos “take or pay”, entre otros).*

3. *Representación de Mercados de Suministros.*
4. *Incertidumbre hidrológica (caudales, estacionalidad, sequías y demás).*
5. *Detalles del sistema de transmisión (límites de flujos de potencia, pérdidas en los circuitos, restricciones de seguridad, entre otros).*
6. *Variaciones de la demanda.*
7. *Restricciones de suministro.*

Ante los datos suministrados por medio de estas bases, el programa aplica entonces un modelo estocástico, que analiza diferentes escenarios y optimiza el despacho de electricidad a futuro, lo que genera curvas óptimas de uso de los recursos disponibles. Una de las grandes cualidades de dicho programa es que además se pueden incluir obras nuevas tanto en generación como en transmisión, en fechas específicas a futuro, por lo que el modelado del sistema incluye a las plantas futuras dentro del periodo de tiempo en estudio.

Por ser Costa Rica un sistema predominantemente hidroeléctrico y con una amplia cantidad de energías renovables no regulables, integradas en la matriz energética, resulta fundamental realizar simulaciones para la optimización de los recursos del país, y con esto conocer cuánto combustible consumirán las plantas térmicas, cuyo uso fundamental es la satisfacción de la demanda en las horas punta.

Los principales resultados obtenidos con el sistema son:

1. *Estadísticas operativas: Generación hidroeléctrica y térmica, además de generación con otras fuentes. Costos operativos de las plantas térmicas, intercambios de energía, consumo de combustibles, riesgos de déficit, energía no suministrada, entre otros.*
2. *Costos marginales a corto plazo.*
3. *Costos marginales de capacidad.*

La generación térmica se proyecta como la diferencia entre las ventas y la disponibilidad de energía (incluidas las importaciones).

Las ventas se obtienen a partir del estudio de mercado realizado para cada una de las empresas distribuidoras, con la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basó en un mercado tendencial, en el cual se efectuó las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de los abonados por sectores hasta octubre del 2015.

Para ello se empleó el paquete estadístico Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo. En las distintas estimaciones por empresa, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) y de suavizamiento exponencial. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen de la multiplicación de los abonados proyectados y del consumo promedio estimado por abonado.

La obtención del porcentaje de pérdida propio de su sistema de generación se obtuvo como resultado de la diferencia entre la generación total del SEN y la demanda de energía del mismo, dando como resultado un 11,5%. Con esta información, se determinan las necesidades de energía para atender la demanda de sus consumidores directos.

Las compras de energía al ICE se determinan al disminuir de las necesidades de energía la generación propia y compras a terceros, que en el caso de las cooperativas, compran energía a Coneléctricas, R.L. entre otros.

Para las estimaciones de las industrias de alta tensión, se utilizaron las series de tiempo disponibles desde enero 2010 a enero del 2015.

Los ingresos sin combustibles del sistema de generación se calcularon tomando en cuenta las tarifas según la RIE-125-2015 del 15 de diciembre del 2015 (ET-096-2015). En el siguiente cuadro se muestran los ingresos sin combustibles para el sistema de generación del ICE, los ingresos con combustibles y las ventas en unidades físicas.

CUADRO N° 1
SISTEMA DE GENERACIÓN, ICE
ESTIMACIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS, INGRESOS SIN
COMBUSTIBLES Y CON COMBUSTIBLES
TRIMESTRAL, 2016

Trimestre	Ventas (GWh)	Ingresos sin combustible (Millones de colones)	Ingresos con combustible (Millones de colones)
<i>I Trimestre</i>	2 168	105 776	110 223
<i>II Trimestre</i>	2 253	109 726	112 328
<i>III Trimestre</i>	2 168	109 161	109 161
<i>IV Trimestre</i>	2 113	107 096	107 095
Año 2016	8 702	431 759	438 807

Se incluye los ingresos de los usuarios directos

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP

Generación térmica e importaciones

Es importante recalcar la baja que se tiene en la generación térmica del año 2015 y el poco consumo de combustibles estimado para 2016, lo cual impacta las tarifas finales, esto debido a una mayor generación eléctrica con fuentes renovables y un aumento en las importaciones de energía. La primera se debe a mejores condiciones de clima y a nuevos proyectos que han empezado a inyectar energía al sistema y la segunda se debe al esfuerzo que ha venido realizando la Intendencia de Energía para que el Mercado Eléctrico Nacional se beneficie de las oportunidades que le brinda el Mercado Eléctrico Regional.

ii. Sistema de distribución del ICE y otras empresas

La Intendencia actualizó las cifras de ventas a los abonados directos y las empresas distribuidoras a octubre de 2015. Asimismo, se actualizó a ese mes, los datos por las compras de energía al sistema de generación y transmisión del ICE.

Al realizar las estimaciones del sistema de distribución de ICE y las restantes empresas distribuidoras, la Intendencia ha empleado la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a partir de los datos

históricos mensuales de abonados por sectores y que representen en mejor ajuste en relación con el comportamiento actual.

Para ello, se empleó el paquete estadístico denominado Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo; en este caso, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) y de suavizamiento exponencial. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen de los abonados proyectados y del consumo promedio estimado por abonado.

Para el cálculo de los ingresos vigentes sin combustibles, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada con la información disponible para el año 2013 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó el pliego tarifario aprobado tal y como se detalla:

- *La resolución RIE-041-2015 del 10 de abril del 2015 para Coopesantos R.L, publicada en el Alcance Digital N° 26 de la Gaceta 74 publicado el 17 de abril del 2015.*
- *La resolución RIE-064-2015 del 18 de junio del 2015 para Coopeguanacaste R.L, publicada en el Alcance Digital N° 46 de la Gaceta 122 publicado el 25 de junio del 2015.*
- *La resolución RIE-120-2015 del 2 de diciembre del 2015 para Coopealfaroruiz R.L, publicada en la Gaceta N° 239 del 9 de diciembre del 2015*
- *La resolución RIE-087-2015 del 29 de julio de 2015, publicado en el Alcance Digital N° 61 a La Gaceta N° 151 del 05 de agosto del 2015 para Coopelesca R.L*
- *La resolución RIE-118-2015 del 2 de diciembre del 2015 para ESPH SA , publicada en la Gaceta N° 239 del 9 de diciembre del 2015*
- *La resolución RIE-119-2015 del 2 de diciembre del 2015 para JASEC SA , publicada en la Gaceta N° 239 del 9 de diciembre del 2015*
- *La resolución RIE-114-2015 del 20 de noviembre de 2015 para CNFL, publicada en el Alcance Digital N° 102 de la Gaceta N° 231 del 27 de noviembre del 2015.*
- *La resolución RIE-127-2015 del 15 de diciembre del 2015 para el ICE.*

De acuerdo con las tarifas anuales, se pueden estimar los ingresos de las empresas distribuidoras de energía sin el efecto de los combustibles, tal y como se detalla:

CUADRO N° 2
ESTIMACIÓN DE COMPRAS DE ENERGÍA AL ICE GENERACION, INGRESOS SIN Y
CON COMBUSTIBLES POR VENTA DE ENERGÍA A SUS ABONADOS
MILLONES DE COLONES
AÑO 2016

EMPRESA	COMPRAS SIN COMBUSTIBLE	INGRESOS SIN COMBUSTIBLES	INGRESO CON COMBUSTIBLE
ICE	187 175	329 910	332 866
CNFL	173 771	306 450	309 263
JASEC	20 410	45 752	46 040
ESPH	24 661	42 262	42 657
COOPELESCA	2 732	34 469	34 544
COOPEGUANACASTE	12 313	36 336	36 584
COOPESANTOS	2 779	10 972	11 016
COOPEALFARO	962	2 255	2 283
TOTAL	424 804	808 405	815 253

Fuente: Intendencia de Energía

La columna: "Ingreso con combustible" incluye el costo variable por combustibles actualizado para el año 2016 en cada una de las tarifas, utilizando el cargo trimestral indicado en el cuadro No. 8 del presente informe.

b. Análisis de los combustibles

Para estimar en unidades físicas la generación térmica para el año 2016, se tomaron las proyecciones obtenidas por ARESEP de la forma que anteriormente se detalló, esto por cuanto para este momento se han actualizado todos los mercados de las distribuidoras, al contarse con información real para todas las empresas al mes de octubre 2015. Con base en esta información, la generación térmica estimada por ARESEP para el primer trimestre es de 48,5 GWh, para el segundo trimestre de 48,9 GWh, para el tercer trimestre de 0 GWh, al igual que para el cuarto trimestre de 0 GWh. Por su parte, el ICE estimó una generación térmica para el primer trimestre de 105 GWh, para el segundo trimestre de 68 GWh, mientras que para el tercer y cuarto trimestre se esperan 0 GWh.

Es importante indicar que el balance de energía asumido por ARESEP considera las importaciones estimadas por el ICE para el periodo, de forma que las mismas sustituyen generación térmica, cuando su costo es menor. Siendo así, las compras en el Mercado Eléctrico Regional (MER) incluidas en el primer trimestre son de 20,9 GWh, para el segundo trimestre de 6,2 GWh, para el tercer trimestre - 105,5 GWh y para el cuarto trimestre de -116,6 GWh, según datos aportados en informe 5407-260-2015.

El gasto calculado por ARESEP en consumo de combustibles para generación térmica en el primer trimestre del 2016 es de ¢2 579 millones, para el segundo trimestre de ¢2 601 millones, mientras que no se calcula ningún gasto para el tercer y cuarto trimestre, dado que no se espera generación térmica para esos periodos. Lo propuesto por el ICE en su proyección de gasto es de ¢5 507 millones para el primer trimestre, de ¢3 582 millones para el segundo, mientras que para el tercer y cuarto trimestre proponen un gasto de ¢0.

Las principales diferencias entre las estimaciones son: a) el mercado vigente del sector eléctrico, esto debido a que ARESEP ajusta el mercado de acuerdo a la petición ordinaria solicitada por ICE b) la cantidad de unidades físicas a generar y la cantidad de litros de diésel y búnker a consumir, c) los precios de los hidrocarburos para los cuales el ICE hace una proyección, mientras que esta Intendencia utiliza los precios vigentes a la fecha de este informe y ajustado por el tipo de cambio de venta para las operaciones con el sector público no bancario.

Para distribuir la energía entre las plantas térmicas, la Autoridad Reguladora utiliza el siguiente criterio: se inicia asignando la generación de la planta con mayor rendimiento (kWh/litro) y luego a las de menor rendimiento, siguiendo la forma de distribución por plantas del ICE en los casos en que la generación térmica estimada por ARESEP es menor a la del ICE. En los meses en los que ARESEP hubiera estimado una generación mayor, se asignaría a la planta con mayor rendimiento un monto no mayor al máximo que el ICE le haya asignado anteriormente (para de alguna manera tomar en cuenta las restricciones técnicas que puedan existir) y así, con las demás plantas; sin embargo, para este estudio no aplicó esta situación para ninguno de los meses. El rendimiento de las plantas utilizado es el promedio real por planta obtenido de la información aportada por el ICE mediante el oficio 5407-260-2015.

Los precios de los combustibles (diésel térmico, búnker y búnker de bajo azufre) utilizados para los cálculos son los aprobados mediante la resolución RIE-0109-2015 del 2 de noviembre de 2015 y publicada en La Gaceta Nº 216 del 06 de noviembre de 2015, correspondientes a los precios actualmente vigentes. Se utiliza el precio plantel con impuesto, más el flete de transporte de combustible que le corresponde pagar al ICE. Estos precios son ajustados de acuerdo con el tipo de cambio vigente.

Para obtener el flete que le corresponde pagar al ICE por concepto de transporte de diésel térmico se utilizó la fórmula establecida en la RIE-029-2014 del 06 de junio de 2014 publicada en La Gaceta No. 112 del 12 de junio del 2014 y por concepto de transporte de búnker se utilizó la fórmula establecida en la resolución RIE-079-2014 del 24 de octubre 2014 publicada en el Alcance Digital Nº 61 a La Gaceta Nº 208 del 29 de octubre de 2014. La tarifa de zona básica contempla distancias menores a 30 kilómetros para diésel y 39,34 kilómetros para búnker bajo azufre; considerando que el ICE se abastece del plantel más cercano que en este caso sería el de "Barranca" con una distancia promedio de 7Km a planta de Garabito, o incluso si tuvieran que movilizarse desde Caldera, se debe aplicar la misma tarifa de zona básica ya que la distancia de Garabito a Caldera es de aproximadamente 26 kilómetros.

Los precios utilizados para valorar el diésel térmico y el búnker de bajo azufre para generación se presentan en el cuadro siguiente:

CUADRO Nº 3
PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN TÉRMICA
COLONES POR LITRO

Componentes	Diésel	Búnker	Bunker bajo azufre
	06 de noviembre de 2015	06 de noviembre de 2015	06 de noviembre de 2015
Precio Plantel	251,84	131,71	205,03
Impuesto Único	138,25	22,75	22,75
Flete	4,1695	4,9593	4,9593
Total	394,2595	159,4193	232,7393

Fuente: Intendencia Energía, ARESEP.

Para realizar los cálculos y las proyecciones, el precio del combustible total, se convierte a dólares utilizando el tipo de cambio de venta para las operaciones con el sector público no bancario de la misma fecha que la publicación de la resolución de los combustibles utilizada, en este caso, de ¢536,5 del 06 de noviembre de 2015. Pero para calcular el gasto de combustible se utiliza el tipo de cambio promedio anual proyectado para el 2016 de ¢540,43.

Dados estos precios de los combustibles y la cantidad de litros que se prevé consumir en el periodo de análisis, el gasto estimado para el año 2016, por mes, se detalla en el siguiente cuadro:

CUADRO N° 4
CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN TÉRMICA
MILLONES DE COLONES
AÑO 2016

Mes	Gasto
Enero	0
Febrero	1 160
Marzo	1 419
Abril	1 574
Mayo	0
Junio	0
Julio	0
Agosto	0
Setiembre	0
Octubre	0
Noviembre	0
Diciembre	0
Total	5 181

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP

c. Ajuste en el sistema de generación del ICE

El cálculo del ajuste necesario para las tarifas del sistema de generación suma los siguientes rubros:

i. Gasto de combustibles para el año 2016:

El gasto requerido para el sistema de generación del ICE por concepto de consumo de combustibles por generación térmica del primer trimestre del 2016 es de ¢2 579 millones. De acuerdo a la estimación de ingresos sin combustibles, se obtiene el cargo por estimación de combustibles para el I trimestre, el cual es del 4,23%. Este porcentaje surge de dividir el gasto estimado por concepto de combustibles en este trimestre entre los ingresos por ventas de energía sin combustibles de este mismo periodo, según las fórmulas aprobadas por medio de la resolución RJD-017-2012.

El cargo por combustibles correspondiente para el segundo trimestre es de 2,37%, mientras que para el tercer y cuarto trimestre es un cargo de 0%.

ii. Ajuste trimestral:

De acuerdo con lo descrito en las resoluciones RJD-017-2012 y RJD-128-2012, a partir del segundo trimestre de aplicación de la metodología se realizará el ajuste trimestral, es decir el ajuste derivado de las diferencias que se han dado en meses anteriores y que corresponde saldar en el trimestre siguiente. Por esta razón, se procede a calcular el monto de ajuste trimestral correspondiente.

Los gastos reales por concepto de combustibles para los meses de agosto, setiembre y octubre del 2015 fueron de ¢2 843,64 millones y los ingresos para el mismo periodo por combustibles son de -¢3 708,62 millones, esto según información aportada por el ICE mediante oficio 5407-260-2015, con lo cual se requiere un ajuste de las estimaciones de combustibles para el primer trimestre de la diferencia de ambos por ¢6 552,26 millones. Además, se debe de adicionar un ajuste por un monto de -¢4 683,71 millones correspondiente a lo que falta por recuperar por combustibles del III trimestre (agosto y setiembre) y del IV trimestre (octubre), según las resoluciones RIE-066-2015 y RIE-094-2015. Para un total a reconocer de -¢1 868,56 millones.

Dentro de los gastos reales se incluye tanto el gasto propio en combustibles como el ajuste, tal que deberá considerarse en esos meses, tal y como se detalla:

**CUADRO Nº 5
AJUSTE TRIMESTRAL
AGOSTO, SETIEMBRE Y OCTUBRE 2015
MILLONES DE COLONES**

MES	INGRESOS	GASTOS	AJUSTE PRIMER TRIMESTRE
AGOSTO	-1 601,41	1 705 693,15	-2 073,49
SETIEMBRE	-1 559,68	900 081,75	-2 073,49
OCTUBRE	-547,53	237 868,74	-536,73
TOTAL	-3 708,62	2 843 643,64	-4 683,71

Fuente: Intendencia de Energía con información del ICE y ARESEP.

iii. Ajuste total al sistema de generación

De los cálculos anteriores, resulta que en el primero, segundo, tercero y cuarto trimestre del 2016 el monto total a reconocer por concepto de combustibles para generación térmica, ajuste trimestral y por el traslado de gastos del tercer trimestre 2015, es de ¢ 4 447,91 millones para el 1er trimestre del 2015, siendo el cargo (C1) total del 5,08%, de ¢2 601,43 para el 2º trimestre y un cargo (C2) de 2,37%, así como de ¢0 y 0%, para el tercer y cuarto trimestre; los cuales deben ser reflejados en las tarifas finales del sistema de generación y las compras en el sistema de distribución para el periodo de interés. El resumen del monto reconocido en el primer trimestre del 2016 es el siguiente, según cada uno de sus componentes:

CUADRO Nº 6
MONTO A RECONOCER EN EL PRIMER TRIMESTRE
ENERO-MARZO 2016
MILLONES DE COLONES

RUBRO	DIFERENCIA
Ajuste de agosto, setiembre y octubre del 2016	1 868,56
Gasto combustibles periodo	2 579,36
TOTAL	4 447,91

Fuente: Intendencia Energía, ARESEP

El cargo se obtiene de dividir el monto total a reconocer en el primer trimestre 2016 (¢4 447,91 millones del Cuadro Nº 6) entre el total de ingresos estimados (sin combustibles) de este mismo trimestre (datos del Cuadro Nº 1, con usuarios directos)

iv. Tarifas para los usuarios directos del servicio de generación del ICE:

La determinación de las tarifas competitivas para los usuarios directos del servicio de generación del ICE, tarifa T-UD se realizó de conformidad con lo definido en el Plan Nacional de Desarrollo, el Plan Nacional de Energía, la Directriz 031-MINAET, el Por Tanto 1.7.h de la resolución RJD-017-2012 y las resoluciones 856-RCR-2012 del 11 de mayo de 2012, 1027-RCR-2012 del 20 de diciembre del 2012 y la RIE-019-2013 del 8 de febrero del 2013, esta última rectificada por la RIE-099- 2013 del 26 de noviembre del 2013.

La tarifa T-UD es el resultado de la aplicación del cargo trimestral por combustibles para el primer, segundo, tercer y cuarto trimestre, el cual corresponde a un factor del 2,44%, 2,37%, 0% y 0% respectivamente, con respecto a la estructura de costos sin combustibles de dicha tarifa.

Según lo definido, en el cálculo de esta tarifa no se incluye el concepto de ajuste o rezago, sino que solo incluye la actualización del gasto por combustibles propio de cada trimestre.

d. Ajuste en el sistema de distribución

Los ajustes en las tarifas del sistema generación por el cargo propuesto, tiene repercusiones en los sistemas de distribución de las diferentes empresas, tal y como lo define la metodología.

De acuerdo con lo anterior, los sistemas de distribución del ICE y de las otras empresas, deben pagar de manera adicional por las compras de energía generada con hidrocarburos al sistema de generación del ICE, los siguientes montos:

CUADRO N° 7
MONTOS POR COMPRAS DE ENERGÍA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA
POR CONCEPTO DE COMBUSTIBLES
MILLONES DE COLONES
AÑO 2016

EMPRESA	COMPRAS POR COMBUSTIBLE 2016
ICE – DISTRIBUCIÓN	3 202
CNFL, SA	2 872
JASEC	292
ESPH, SA	402
COOPELESCA, R.L.	70
COOPEGUANACASTE, RL	252
COOPESANTOS, RL	45
COOPEALFARO RUIZ, R.L.	16

Fuente: Intendencia Energía, ARESEP.

Con la información de compras de energía por concepto de generación térmica y de los ingresos sin combustibles del sistema de distribución según la metodología, se procede a calcular los factores CD1, CD2, CD3 y CD4 para cada una de las distribuidoras, tal y como se detalla:

CUADRO N° 8
CARGO TRIMESTRAL POR EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA
AÑO 2016

SISTEMA	EMPRESA	I TRIMESTRE (C1)	II TRIMESTRE (C2)	III TRIMESTRE (C3)	IV TRIMESTRE (C4)
GENERACIÓN	ICE T-CB y T-SD	4,23%	2,37%	0,00%	0,00%
	ICE T-UD	2,44%	2,37%	0,00%	0,00%
DISTRIBUCIÓN	ICE	2,39%	1,33%	0,00%	0,00%
	CNFL	2,48%	1,37%	0,00%	0,00%
	JASEC	1,58%	1,02%	0,00%	0,00%
	ESPH	2,57%	1,46%	0,00%	0,00%
	COOPELESCA	0,45%	0,35%	0,00%	0,00%
	COOPEGUANACASTE	1,74%	0,93%	0,00%	0,00%
	COOPESANTOS	0,83%	0,74%	0,00%	0,00%
	COOPEALFARO RUIZ	1,76%	1,12%	0,00%	0,00%

Los porcentajes anteriores son los que se utilizan para calcular las tarifas finales de cada empresa.

2. Estructura tarifaria

En este informe se incluyen las descripciones de las aplicaciones de cada una de las tarifas de los pliegos tarifarios, ya que de conformidad con la resolución RIE-127-2015 se modifica la aplicación de la tarifa TMT-b de conformidad con lo establecido en el Plan Nacional de Energía 2015-2030; por lo que se considera oportuno mantener en una misma resolución la totalidad de las descripciones para ubicar con mayor facilidad a los prestadores de servicios públicos y los usuarios.

Además de lo anterior, es necesario también ir creando las condiciones para poder cumplir con el objetivo específico 3.2.3 del Plan Nacional de Energía 2015-2030, concretamente en lo referido a la acción 3.2.3.1 que establece la segregación de la tarifa general en: Sector industria y Sector comercios y servicios.

En razón de lo anterior para que las empresas distribuidoras tengan un plazo razonable para actualizar sus sistemas, se considera importante advertir a dichas empresas que para la aplicación del III CVC del 2016, se publicará el primer pliego tarifario que dividirá la actual tarifa general en:

- *Tarifa industrial, la cual se identificará con el código T-IN, y*
- *Tarifa comercios-servicios, la cual se identificará con el código T-CO.*

De presentar alguna duda sobre los límites para la clasificación solicitada, se puede tomar como referencia la clasificación de actividades económicas de Costa Rica, que emite el INEC. Se espera entonces que a partir del primero de julio del 2016, se encuentren debidamente identificados los abonados y ajustados los sistemas de facturación e información respectivos.

III. CONSULTA PÚBLICA

La convocatoria a consulta pública se realizó de acuerdo con lo establecido en la Ley 7593, artículo 36, y en el Decreto 29732-MP, artículos 50 a 56.

Se publicó el 04 de diciembre del 2015 en La Gaceta Nº 236. Asimismo, fue publicada el 07 de diciembre del 2015, en tres periódicos de circulación nacional: La Prensa Libre, La Extra y La Nación.

En el informe de oposiciones y coadyuvancias, elaborado por la Dirección General de Atención al Usuario (oficio 4262-DGAU-2015), se indica que se no recibieron oposiciones ni coadyuvancias.

IV. CONCLUSIONES

1. *Los ingresos sin combustibles del ICE generación para el año 2016 son de ¢431 759 millones.*
2. *Las unidades físicas de generación térmica estimadas por ARESEP para el año 2016 son de 97,39 GWh.*
3. *El gasto estimado por ARESEP en consumo de combustibles para generación térmica para el primer trimestre es de ¢2 579,35 millones, para el segundo trimestre es de ¢2 601,43 millones, mientras que para los demás trimestres se estima que no se generará con energía térmica.*

4. *El monto del ajuste correspondiente a los meses de agosto, setiembre y octubre del 2015, que se traslada al primer trimestre del 2016, incluidos los combustibles del periodo se calculó en ¢1 868,6 millones (¢622,8 millones por mes).*
5. *De acuerdo con el análisis que precede, los cargos del ICE generación para el I trimestre del año 2016 es 4,23%, II trimestre de 2,37%, III y IV trimestre de 0% para las tarifas T-CB y T-SD. Además, para el servicio de distribución del ICE y de las otras empresas distribuidoras para el I, II, III y V trimestre del año 2015 los porcentajes son los indicados en el cuadro N° 8.*
6. *El traslado aprobado según el acuerdo 07-36 del 27 de junio de 2014 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, se terminó de reconocer en la fijación para el IV trimestre del 2015.*
7. *El rezago del 2012 se terminó de reconocer en la fijación para el IV trimestre del 2014.*
8. *Las tarifas competitivas para los usuarios directos del servicio de generación del ICE, tarifa T-UD, contemplan lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo, el Plan Nacional de Energía, la Directriz 031-MINAET, el Por Tanto I.7.h de la resolución RJD-017-2012 y las resoluciones 856-RCR-2012 del 11 de mayo de 2012, 1027-RCR-2012 del 20 de diciembre del 2012 y la RIE-019-2013 del 8 de febrero del 2013 y lo instruido.*
9. *Para la aplicación del III CVC del 2016, se publicará el primer pliego tarifario que dividirá la actual tarifa general en tarifa industrial y tarifa comercios-servicios. Por lo anterior se solicita a las empresas realizar las acciones pertinentes a fin de lograr identificar y segregar a sus abonados de la tarifa general (T-GE), en:*
 - *Tarifa industrial, la cual se identificará con el código T-IN, y*
 - *Tarifa comercios-servicios, la cual se identificará con el código T-CO.*

De presentar alguna duda sobre los límites para la clasificación solicitada, se puede tomar como referencia la clasificación de actividades económicas de Costa Rica, que emite el INEC. Se espera entonces que a partir del primero de julio del 2016, se encuentren debidamente identificados los abonados y ajustados los sistemas de facturación e información respectivos. Lo anterior, en concordancia con el objetivo específico 3.2.3 del Plan Nacional de Energía 2015-2030, concretamente en lo referido a la acción 3.2.3.1 que dicta la segregación de la tarifa general en: Sector industria y Sector comercios y servicios.

(...)

- II. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es establecer los cargos trimestrales por empresa para el año 2016 aplicables a la estructura de costos sin combustibles de cada una de ellas, tal y como se dispone.

**POR TANTO
EL INTENDENTE DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Establecer los siguientes cargos trimestrales por empresa para el año 2016 aplicables a la estructura de costos sin combustibles de cada una de ellas:

Tarifa T-CB Ventas a ICE distribución y CNFL, S.A.

A. Aplicación: Aplicable a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. y al servicio de distribución del Instituto Costarricense de Electricidad.

B. Características del servicio:

Medición: En los puntos de entrega de energía a las empresas distribuidoras.

Disponibilidad: En subestaciones de transmisión.

Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución.

A. Aplicación: Para la venta de energía eléctrica a la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, Empresa de Servicios Públicos de Heredia, Cooperativas de Electrificación Rural.

B. Características del servicio:

Medición: En los puntos de entrega de energía a las empresas distribuidoras.

Disponibilidad: En subestaciones de transmisión.

Tarifa T-UD: Usuarios directos del servicio de Generación del ICE.

A. Aplicación: Todos aquellos clientes directos del servicio de generación del ICE, cuyo punto de entrega de energía es estrictamente a 138 000 voltios o más.

B. Características del servicio:

Medición: En los puntos de entrega de energía.

Disponibilidad: En subestaciones de transmisión.

DISPOSICIONES GENERALES:

1. La demanda de potencia a facturar a las empresas distribuidoras con generación propia, será la diferencia algebraica, entre la suma de las potencias demandadas por la empresa distribuidora en los puntos en que sus redes retiran la energía de la red de transmisión del ICE y la suma de las potencias suplidas a las red del ICE, por los generadores propiedad de la empresa distribuidora, registradas en idénticos períodos de integración.

Para efectos de lo anterior, los equipos de medición deberán de operarse en forma sincronizada y con las características señaladas en el apartado 11 de la norma técnica AR-NTCON "Uso, Funcionamiento y Control de Contadores de Energía Eléctrica".

Salvo debida justificación técnica originada por causa fortuita o fuerza mayor, y no existiendo imposibilidad técnica para subsanar oportunamente, de acuerdo con la electrotecnia, el ICE no podrá determinar la demanda de potencia mensual a facturar, en trectos horarios o periodos de integración en los que exista una salida de operación de alguna de las plantas propiedad de la distribuidora. Lo anterior de conformidad con lo establecido en los numerales 3.1, 3.2, 4.1, 9.1 y 9.2 de la Norma AR-NTGT "Calidad en el Servicio de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica", Exceptuando condiciones de mantenimiento programado.

2.- Definición de periodos horarios.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente, es decir, 10 horas del día.

3.- Los usuarios directos de alta tensión, que operan en paralelo con la red del ICE, con generadores síncronos propiedad del cliente ubicados en sus instalaciones, con el propósito de alimentar cargas de su propiedad en el mismo sitio, deben disponer en el punto de interconexión del cliente con el ICE, de las protecciones correspondientes que aseguren tanto la no afectación de la gestión de la empresa eléctrica, como la integridad del equipo y bienes del cliente.

La protección en la interconexión debe cumplir los requisitos que para cada caso establecerá el ICE, con el propósito de permitir la operación de generación propiedad del cliente en paralelo con el sistema eléctrico.

Los aspectos a cumplir por parte del cliente y que la empresa establecerá son:

- Adecuada conexión del transformador de interconexión.
- Características y requisitos de los relés a utilizar.
- Características de los transformadores de instrumento.
- Ajustes de las protecciones de la interconexión.

Las protecciones que debe disponer el cliente en el punto de interconexión son las siguientes:

- Detección de la pérdida de operación en paralelo con el sistema de la empresa eléctrica.
- Detección contra alimentación de falla.
- Detección de desequilibrios de fase o ausencias de fase.
- Detección de flujo inverso (del cliente hacia la empresa).
- Lo relativo a disparo / restauración del punto de interconexión.
- Cualquier otro que la empresa estime necesaria.

La operación de este tipo de generación en las instalaciones del cliente no debe afectar la calidad de la energía en aspectos como voltaje, frecuencia y armónicas, por lo que deberá cumplir respecto a estos parámetros con todo lo establecido en la normativa técnica actual o futura emitida por la Autoridad Reguladora.

En caso de que el cliente no cumpla con estos requisitos, para el cargo por potencia se le aplicarán los precios del periodo punta de la máxima demanda registrada durante el mes.

El cliente debe aportar al ICE una línea telefónica o troncal de las que posee para la aplicación de la interrogación remota del equipo de medición, durante un intervalo máximo de aproximadamente 30 minutos al mes, previo aviso de parte del ICE. El cliente hará la instalación de la línea telefónica hasta donde se encuentre el equipo de medición. La conexión respectiva la efectuará el ICE.

Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión, la de alumbrado público, el impuesto de venta, ni el tributo a bomberos.

- III. Fijar los precios de las tarifas para los sistemas de distribución del ICE y de las empresas distribuidoras de electricidad, tal y como se detalla (¢/kWh, ¢/kW y %, según corresponda):

ICE Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2016 al 30/jun/2016	Rige del 1/jul/2016 al 31/dic/2016	Rige desde el 1/ene/2016 al 31/mar/2016	Rige desde el 1/abr/2016 al 30/jun/2016	Rige desde el 1/jul/2016 al 30/set/2016	Rige desde el 1/oct/2016 al 31/dic/2016
► Tarifa T-RE: tarifa residencial							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-30	Cargo fijo	2 322,30	2 368,20	2 377,80	2 353,20	2 368,20
	Bloque 31-200	cada kWh	77,41	78,94	79,26	78,44	78,94
	Bloque 201 y más	cada kWh	139,54	142,29	142,88	141,40	142,29
► Tarifa T-GE: tarifa general							
○ Clientes consumo exclusivo de energía							
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	116,60	118,90	119,39	118,15	118,90
○ Clientes consumo energía y potencia							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	209 280,00	213 450,00	214 290,00	212 070,00	213 450,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	69,76	71,15	71,43	70,69	71,15
	<i>Por consumo de potencia (kW)</i>	cada kW	11 532,59	11 760,75	11 808,29	11 686,33	11 760,75
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social							
○ Clientes consumo exclusivo de energía							
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	78,37	79,92	80,24	79,41	79,92
○ Clientes consumo energía y potencia							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	140 490,00	143 280,00	143 850,00	142 350,00	143 280,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	46,83	47,76	47,95	47,45	47,76
	<i>Por consumo de potencia (kW)</i>	cada kW	7 553,00	7 702,43	7 733,56	7 653,69	7 702,43
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Periodo Punta	cada kWh	66,90	68,22	68,50	67,79	68,22
	Periodo Valle	cada kWh	24,86	25,34	25,45	25,19	25,34
	Periodo Noche	cada kWh	15,29	15,59	15,66	15,49	15,59
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Periodo Punta	cada kW	10 855,95	11 070,72	11 115,47	11 000,67	11 070,72
	Periodo Valle	cada kW	7 579,76	7 729,72	7 760,96	7 680,81	7 729,72
	Periodo Noche	cada kW	4 855,03	4 951,07	4 971,09	4 919,75	4 951,07
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión en dólares							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Periodo Punta	cada kWh	0,097	0,098	0,099	0,098	0,098
	Periodo Valle	cada kWh	0,034	0,034	0,035	0,034	0,034
	Periodo Noche	cada kWh	0,021	0,022	0,022	0,021	0,022
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Periodo Punta	cada kW	15,362	15,667	15,729	15,567	15,667
	Periodo Valle	cada kW	10,722	10,934	10,978	10,865	10,934
	Periodo Noche	cada kW	6,873	7,009	7,037	6,965	7,009

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Se entiende por consumo residencial el servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente. No incluye áreas comunes de condominios, áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados residencia – negocio, edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

Tarifa T-GE General

A. Aplicación: Servicios no especificados en las otras tarifas del servicio de distribución del ICE.

Tarifa T-CS Preferencial de carácter social

A. Aplicación: Aplicable estrictamente a todos aquellos clientes que pertenezcan a alguno de los siguientes sectores:

Bombeo de agua potable: Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto, con la debida concesión del Ministerio del Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET).

Educación: Exclusivamente para centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: centros de enseñanza preescolar, escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa pública. Los restaurantes, sodas, residencias y otros, aun cuando se hallen a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa, debiendo ubicarse dentro de la que les corresponda.

Religión: Exclusivamente para templos de iglesias. Cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.

Protección a la niñez y a la vejez: Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías infantiles promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro.

Instituciones de asistencia y socorro: Aquellas cuyo fin sea la asistencia social para grupos de escasos recursos económicos o de protección de personas en caso de desastres o situaciones de crisis. Todos de carácter benéfico y sin fines de lucro. En estos casos la tarifa se aplicará exclusivamente en los edificios y demás propiedades utilizados expresamente para los fines citados.

Personas con soporte ventilatorio domiciliario por discapacidad respiratoria transitoria o permanente: Usuarios que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otra unidad médica equivalente.

B. Características de servicio:

Nivel de tensión: en baja y media tensión.

Medición: un único equipo, en un solo punto de medición en el punto de entrega.

Disponibilidad: en lugares donde exista red primaria o secundaria de distribución.

Tarifa T-MT Media tensión

A. Aplicación: Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios) con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse los clientes a consumir como mínimo 120 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.

Excluir de la última condición, a aquellos clientes que durante la vigencia de esa tarifa cumplan con los estos requisitos y sean técnicamente comprobables por el ICE: a) Generar energía eléctrica para consumo propio mediante fuentes renovables y b) Participar en el Programa de Generación Distribuida.

Tarifa T-MTb Media tensión

A. Aplicación: Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios) con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse los clientes a consumir como mínimo 1 000 000 kWh/mes de energía y 2 000 kW/mes de potencia, en al menos 10 de los últimos 12 meses de año calendario.

DISPOSICIONES GENERALES:

1.- El cliente clasificado con el bloque de consumo monómica (carga por energía), de las tarifas T-GE y T-CS, será reclasificado al bloque de consumo binómico (carga por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en más de seis facturas en los últimos doce meses y que cuenten con el sistema de medición para el registro de la potencia máxima.

2.- La potencia por facturar será la carga promedio más alta en kilovatios o kilovatios amperio para cualquier intervalo de quince minutos durante el mes.

3.- En cada tarifa se cobrará como suma mínima mensual el equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos y que estén clasificados en el bloque básico de la tarifa.

4.- Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente, es decir, 10 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes.

5.- Los usuarios de la tarifa T-MT, que operan en paralelo con la red del ICE, con generadores síncronos propiedad del cliente ubicados en sus instalaciones, con el propósito de alimentar cargas de su propiedad en el mismo sitio, deben disponer en el punto de interconexión del cliente con el ICE, de las protecciones correspondientes que aseguren tanto la no afectación de la gestión de la empresa eléctrica, como la integridad del equipo y bienes del cliente.

La protección en la interconexión debe cumplir los requisitos que para cada caso establecerá el ICE, con el propósito de permitir la operación de generación propiedad del cliente en paralelo con el sistema eléctrico.

Los aspectos a cumplir por parte del cliente y que la empresa establecerá son:

- Adecuada conexión del transformador de interconexión.
- Características y requisitos de los relés a utilizar.
- Características de los transformadores de instrumento.
- Ajustes de las protecciones de la interconexión.

Las protecciones que debe disponer el cliente en el punto de interconexión son las siguientes:

- Detección de la pérdida de operación en paralelo con el sistema de la empresa eléctrica.
- Detección contra alimentación de falla.
- Detección de desequilibrios de fase o ausencias de fase.
- Detección de flujo inverso (del cliente hacia la empresa).
- Lo relativo a disparo / restauración del punto de interconexión.
- Cualquier otro que la empresa estime necesaria.

La operación de este tipo de generación en las instalaciones del cliente no debe afectar la calidad de la energía en aspectos como voltaje, frecuencia y armónicas, por lo que deberá cumplir respecto a estos parámetros con todo lo establecido en la normativa técnica actual o futura emitida por la Autoridad Reguladora.

En caso de que el cliente no cumpla con estos requisitos, para el cargo por potencia se le aplicarán los precios del periodo punta de la máxima demanda registrada durante el mes.

El cliente debe aportar al ICE una línea telefónica o troncal de las que posee para la aplicación de la interrogación remota del equipo de medición, durante un intervalo máximo de aproximadamente 30 minutos al mes, previo aviso de parte del ICE. El cliente hará la instalación de la línea telefónica hasta donde se encuentre el equipo de medición. La conexión respectiva la efectuará el ICE.

Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión, la de alumbrado público o el impuesto de ventas.

CNFL Sistema de distribución		Estructura sin combustible	Estructura sin combustible	Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2016 al 30/jun/2016	Rige del 1/jul/2016 al 31/dic/2016	Rige desde el 1/ene/2016 al 31/mar/2016	Rige desde el 1/abr/2016 al 30/jun/2016	Rige desde el 1/jul/2016 al 30/set/2016	Rige desde el 1/oct/2016 al 31/dic/2016
► Tarifa T-RE: tarifa residencial							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-30 Cargo fijo	2 033,04	2 063,64	2 083,50	2 060,70	2 063,70	2 063,70
	Bloque 31-200 cada kWh	67,77	68,79	69,45	68,69	68,79	68,79
	Bloque 201-300 cada kWh	103,98	105,55	106,56	105,40	105,55	105,55
	Bloque 301 y más kWh adicional	107,49	109,11	110,16	108,96	109,11	109,11
► Tarifa T-ReH: tarifa residencial horaria							
o Clientes consumo de 0 a 300 kWh							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Periodo Punta cada kWh	143,71	145,88	147,28	145,67	145,88	145,88
	Periodo Valle cada kWh	59,58	60,49	61,06	60,40	60,49	60,49
	Periodo Noche cada kWh	24,54	24,91	25,15	24,87	24,91	24,91
o Clientes consumo de 301 a 500 kWh							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Periodo Punta cada kWh	163,56	166,04	167,62	165,80	166,04	166,04
	Periodo Valle cada kWh	66,59	67,60	68,25	67,50	67,60	67,60
	Periodo Noche cada kWh	28,04	28,46	28,73	28,42	28,46	28,46
o Clientes consumo más de 501 kWh							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Periodo Punta cada kWh	193,95	196,88	198,76	196,60	196,88	196,88
	Periodo Valle cada kWh	78,28	79,46	80,22	79,35	79,46	79,46
	Periodo Noche cada kWh	36,22	36,77	37,12	36,72	36,77	36,77
► Tarifa T-GE: tarifa general							
o Clientes consumo exclusivo de energía							
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	114,50	116,23	117,34	116,06	116,23	116,23
o Clientes consumo energía y potencia							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	206 790,96	209 922,00	211 920,00	209 610,00	209 910,00	209 910,00
	Bloque 3001 y más cada kWh	68,93	69,97	70,64	69,87	69,97	69,97
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Bloque 0-8 Cargo fijo	86 325,43	87 631,17	88 470,00	87 505,68	87 631,20	87 631,20
	Bloque 9 y más cada kW	10 790,68	10 953,90	11 058,75	10 938,21	10 953,90	10 953,90
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social							
o Clientes consumo exclusivo de energía							
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	77,11	78,28	79,03	78,17	78,28	78,28
o Clientes consumo energía y potencia							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	133 175,94	135 204,00	136 470,00	135 000,00	135 210,00	135 210,00
	Bloque 3001 y más cada kWh	44,39	45,07	45,49	45,00	45,07	45,07
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Bloque 0-8 Cargo fijo	57 509,80	58 379,66	58 938,48	58 296,08	58 379,68	58 379,68
	Bloque 9 y más cada kW	7 188,73	7 297,46	7 367,31	7 287,01	7 297,46	7 297,46
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Periodo Punta cada kWh	58,42	59,30	59,87	59,22	59,30	59,30
	Periodo Valle cada kWh	29,21	29,65	29,94	29,61	29,65	29,65
	Periodo Noche cada kWh	21,03	21,35	21,55	21,32	21,35	21,35
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Periodo Punta cada kW	10 242,73	10 397,66	10 497,19	10 382,77	10 397,66	10 397,66
	Periodo Valle cada kW	7 288,03	7 398,27	7 469,08	7 387,67	7 398,27	7 398,27
	Periodo Noche cada kW	4 626,59	4 696,56	4 741,52	4 689,84	4 696,56	4 696,56

Tarifa T-RE: Residencial

A. Aplicación: Se entiende por consumo residencial el servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente. No incluye áreas comunes de condominios, áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados residencia – negocio, edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

T-ReH: Residencial horaria

A. Aplicación: Tarifa opcional para los usuarios del servicio descrito en la tarifa residencial T-RE.

Tarifa T-GE: General

A. Aplicación: Servicios no especificados en las otras tarifas de la CNFL.

Tarifa T-CS: Preferencial de carácter social

A. Aplicación: Aplicable estrictamente a todos aquellos clientes que pertenezcan a alguno de los siguientes sectores:

Bombeo de agua potable: Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto.

Educación: Exclusivamente para los siguientes centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa estatal, por lo cual restaurantes, sodas, residencias, etc. a pesar de estar a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa.

Religión: Exclusivamente para templos de iglesias, cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.

Protección a la niñez y a la vejez: Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías infantiles promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro.

Personas con soporte ventilatorio domiciliario por discapacidad respiratoria transitoria o permanente: Usuarios que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otro centro hospitalario equivalente.

Tarifa T-MT: Media tensión

A. Aplicación: Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse los clientes a consumir como mínimo 120 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.

DISPOSICIONES GENERALES:

1.- Cuando el consumo mensual no corresponda a la clasificación por bloques en más de 6 veces en los últimos 12 meses consecutivos o si se modificaren las características del servicio, el abonado deberá ser reclasificado a la tarifa que corresponda, si así lo solicitare o de oficio por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. Tal clasificación no modificará las facturaciones anteriores a la ocurrencia de la misma.

2.- En cada tarifa se cobrará como suma mínima mensual el equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos y que estén clasificados en el bloque básico correspondiente de cada tarifa.

3.- La potencia a facturar será la máxima medición registrada durante cada período del mes.

4.- El suministro de los servicios, en condiciones normales de explotación, deben ajustarse a las condiciones establecidas en las normas técnicas AR-NTCVS "Calidad del voltaje de suministro" y AR-NTSDC "Prestación del servicio de Distribución y comercialización.

5.- En la facturación mensual, de servicios con consumos mayores a los 3000 kWh y uso de la energía en actividades industriales, la empresa reportará, para el periodo facturado, la siguiente información relacionada con la calidad con que se suministra el servicio:

- i. El tiempo total de interrupción del servicio.
- ii. El porcentaje total del voltaje fuera y dentro del rango permitido según norma.

6.- En la facturación mensual, de los servicios de media tensión, la empresa reportará, para el periodo facturado, la siguiente información relacionada con la calidad con que se suministra el servicio:

- i. El tiempo total de interrupción del servicio.
- ii. El porcentaje total del voltaje fuera y dentro del rango permitido según norma.
- iii. El porcentaje total dentro y fuera de norma de la Distorsión armónica total de tensión y corriente.
- iv. El factor de potencia.

v. Cantidad, duración, magnitud de los huecos y picos de tensión. Curva SEMI F47-0706 o equivalente actualizada

7.- Definición.

Período punta: Período comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Período comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes.

Período nocturno: Período comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente, es decir, 10 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes.

JASEC Sistema de distribución		Estructura sin combustible	Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Del 1/ene/2016 al 31/dic/2016	Rige desde el 1/ene/2016 al 31/mar/2016	Rige desde el 1/abr/2016 al 30/jun/2016	Rige desde el 1/jul/2016 al 30/set/2016	Rige desde el 1/oct/2016 al 31/dic/2016
► Tarifa T-RE: tarifa residencial						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Bloque 0-30	Cargo fijo	2 170,80	2 205,00	2 193,00	2 170,80
	Bloque 31-200	cada kWh	72,36	73,50	73,10	72,36
	Bloque 201 y más	kWh adicional	88,58	89,98	89,49	88,58
► Tarifa T-GE: tarifa general						
○ Clientes consumo exclusivo de energía						
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	102,30	103,92	103,35	102,30
○ Clientes consumo energía y potencia						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	183 390,00	186 300,00	185 280,00	183 390,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	61,13	62,10	61,76	61,13
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	Bloque 0-8	Cargo fijo	76 513,84	77 721,84	77 298,00	76 513,84
	Bloque 9 y más	cada kW	9 564,23	9 715,23	9 662,25	9 564,23
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social						
○ Clientes consumo exclusivo de energía						
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	73,61	74,77	74,36	73,61
○ Clientes consumo energía y potencia						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	127 230,00	129 240,00	128 520,00	127 230,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	42,41	43,08	42,84	42,41
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	Bloque 0-8	Cargo fijo	51 421,76	52 233,60	51 948,80	51 421,76
	Bloque 9 y más	cada kW	6 427,72	6 529,20	6 493,60	6 427,72
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Periodo Punta	cada kWh	56,14	57,03	56,72	56,14
	Periodo Valle	cada kWh	27,45	27,88	27,73	27,45
	Periodo Noche	cada kWh	18,71	19,01	18,90	18,71
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	Periodo Punta	cada kW	9 881,12	10 037,12	9 982,39	9 881,12
	Periodo Valle	cada kW	7 085,21	7 197,07	7 157,82	7 085,21
	Periodo Noche	cada kW	4 846,99	4 923,51	4 896,67	4 846,99

Tarifa T-RE: Residencial

A. **Aplicación:** Se entiende por consumo residencial el servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente. No incluye áreas comunes de condominios, áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados residencia – negocio, edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

Tarifa T-GE: General

A. **Aplicación:** Servicios no especificados en las otras tarifas de JASEC.

Tarifa T-CS: Preferencial de carácter social

A. Aplicación: Para consumos mensuales en centros pertenecientes al sector de educación pública en todos los niveles: jardines de niños, escuelas primarias, secundarias y universidades, escuelas de enseñanza especial, bibliotecas, instituciones de beneficencia tales como: La Cruz Roja Costarricense, asilos para ancianos, guarderías infantiles, hogares para niños, templos de iglesias, centros de salud rural y bombeo de agua potable para el servicio de acueducto, con la debida concesión del Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE) y usuarios que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otra unidad médica equivalente.

Tarifa T-MT: Media tensión

A. Aplicación: Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión, con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse los clientes a consumir como mínimo 240 000 kWh por año. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el abonado, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para completar dicho mínimo, a los que se les aplicará el precio de la energía en periodo punta. Adicionalmente no se permite a los usuarios incluidos en esta tarifa, la utilización de plantas térmicas en el periodo punta.

DISPOSICIONES GENERALES:

1.- Cuando el consumo mensual no corresponda a la clasificación por bloques en más de 6 veces en los últimos 12 meses consecutivos o si se modificaren las características del servicio, el abonado deberá ser reclasificado a la tarifa que corresponde, si así lo solicitare o de oficio por JASEC.

Se tomarán en cuenta las características del servicio para definir si la clasificación corresponde. Tal clasificación no modificará las facturaciones anteriores a la ocurrencia de la misma.

2.- La demanda de facturación se define como la carga promedio más alta en kilovatios o kilovatio-amperio para cualquier intervalo de 15 minutos durante el mes.

3.- En cada tarifa se cobrará como suma mínima mensual el equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos y que estén clasificados en el bloque básico de cada tarifa.

4.- El suministro de los servicios, en condiciones normales de explotación, deben ajustarse a las condiciones establecidas en las normas técnicas AR-NTCVS "Calidad del voltaje de suministro" y AR-NTSDC "Prestación del servicio de Distribución y comercialización.

5.- En la facturación mensual, de servicios con consumos mayores a los 3000 kWh y uso de la energía en actividades industriales, la empresa reportará, para el periodo facturado, la siguiente información relacionada con la calidad con que se suministra el servicio:

- i. El tiempo total de interrupción del servicio.
- ii. El porcentaje total del voltaje fuera y dentro del rango permitido según norma.

6.- En la facturación mensual, de los servicios de media tensión, la empresa reportará, para el periodo facturado, la siguiente información relacionada con la calidad con que se suministra el servicio:

- i. El tiempo total de interrupción del servicio.
- ii. El porcentaje total del voltaje fuera y dentro del rango permitido según norma.
- iii. El porcentaje total dentro y fuera de norma de la Distorsión armónica total de tensión y corriente.
- iv. El factor de potencia.
- v. Cantidad, duración, magnitud de los huecos y picos de tensión. Curva SEMI F47-0706 o equivalente actualizada.

7- Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente, es decir, 10 horas del día.

Para cada periodo horario se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes.

ESPH Sistema de distribución		Estructura sin combustible	Estructura sin combustible	Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Del 1/ene/2016 al 30/jun/2016	Del 1/jul/2016 al 31/dic/2016	Rige desde el 1/ene/2016 al 31/mar/2016	Rige desde el 1/abr/2016 al 30/jun/2016	Rige desde el 1/jul/2016 al 30/set/2016	Rige desde el 1/oct/2016 al 31/dic/2016
► Tarifa T-RE: tarifa residencial							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-30 Cargo fijo	1 913,10	1 957,80	1 962,30	1 941,00	1 957,80	1 957,80
	Bloque 31-200 cada kWh	63,77	65,26	65,41	64,70	65,26	65,26
	Bloque 201 y más kWh adicional	82,45	84,38	84,57	83,66	84,38	84,38
► Tarifa T-GE: tarifa general							
○ Clientes consumo exclusivo de energía							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh							
		87,94	90,00	90,20	89,23	90,00	90,00
○ Clientes consumo energía y potencia							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	148 410,00	151 890,00	152 220,00	150 570,00	151 890,00	151 890,00
	Bloque 3001 y más cada kWh	49,47	50,63	50,74	50,19	50,63	50,63
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Bloque 0-10 Cargo fijo	80 324,50	82 207,00	82 390,20	81 501,20	82 207,00	82 207,00
	Bloque 11 y más cada kW	8 032,45	8 220,70	8 239,02	8 150,12	8 220,70	8 220,70
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social							
○ Clientes consumo exclusivo de energía							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh							
		63,77	65,26	65,41	64,70	65,26	65,26
○ Clientes consumo energía y potencia							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	131 910,00	135 000,00	135 300,00	133 830,00	135 000,00	135 000,00
	Bloque 3001 y más cada kWh	43,97	45,00	45,10	44,61	45,00	45,00
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Bloque 0-10 Cargo fijo	68 628,20	70 236,50	70 393,10	69 633,50	70 236,50	70 236,50
	Bloque 11 y más cada kW	6 862,82	7 023,65	7 039,31	6 963,35	7 023,65	7 023,65
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Periodo Punta cada kWh	58,26	59,63	59,76	59,11	59,63	59,63
	Periodo Valle cada kWh	29,68	30,38	30,44	30,11	30,38	30,38
	Periodo Noche cada kWh	24,18	24,75	24,80	24,53	24,75	24,75
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Periodo Punta cada kW	9 761,62	9 990,40	10 012,66	9 904,62	9 990,40	9 990,40
	Periodo Valle cada kW	6 782,56	6 941,53	6 956,99	6 881,92	6 941,53	6 941,53
	Periodo Noche cada kW	4 520,24	4 626,18	4 636,49	4 586,46	4 626,18	4 626,18

Tarifa T-RE: Residencial

A. Aplicación: Se entiende por consumo residencial el servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente. No incluye áreas comunes de condominios, áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados residencia – negocio, edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

Tarifa T-GE: General

A. Aplicación: Servicios no especificados en las otras tarifas de la ESPH S.A.

Tarifa T-CS: Preferencial de carácter social

A. Aplicación: Para consumos mensuales en centros pertenecientes al sector de educación pública en todos los niveles: jardines de niños, escuelas primarias, secundarias y universidades, escuelas de enseñanza especial, bibliotecas, instituciones de beneficencia tales como: La Cruz Roja Costarricense, asilos para ancianos, guarderías infantiles, hogares para niños, templos de iglesias, centros de salud rural y bombeo de agua potable para el servicio de acueducto, con la debida concesión del Ministerio

del Ambiente y Energía (MINAE) y usuarios que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otra unidad médica equivalente.

Tarifa T-MT: Media tensión

A. Aplicación: Para clientes servidos en media tensión y consumos mayores de 20 000 kWh por mes.

DISPOSICIONES GENERALES:

1.- Se cobrará como suma mínima mensual el equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos y que estén clasificados en el bloque básico correspondiente de cada tarifa.

2- Cuando el consumo mensual no corresponda a la clasificación por bloques en más de 6 veces consecutivos en los últimos 12 meses o si se modificaren las características del servicio, el abonado deberá ser reclasificado a la tarifa que corresponda, si así lo solicitare o de oficio por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.

Se tomarán en cuenta las características del servicio para definir si la reclasificación corresponde. Tal reclasificación no modificará las facturaciones anteriores a la ocurrencia de la misma.

3.- La potencia por facturar será la carga promedio más alta en kilovatios o kilovatios amperio para cualquier intervalo de quince minutos durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

4.- El suministro de los servicios, en condiciones normales de explotación, deben ajustarse a las condiciones establecidas en las normas técnicas AR-NTCVS "Calidad del voltaje de suministro" y AR-NTSDC "Prestación del servicio de Distribución y comercialización.

5.- En la facturación mensual, de servicios con consumos mayores a los 3000 kWh y uso de la energía en actividades industriales, la empresa reportará, para el periodo facturado, la siguiente información relacionada con la calidad con que se suministra el servicio:

- i. El tiempo total de interrupción del servicio.
- ii. El porcentaje total del voltaje fuera y dentro del rango permitido según norma.

6.- En la facturación mensual, de los servicios de media tensión, la empresa reportará, para el periodo facturado, la siguiente información relacionada con la calidad con que se suministra el servicio:

- i. El tiempo total de interrupción del servicio.
- ii. El porcentaje total del voltaje fuera y dentro del rango permitido según norma.
- iii. El porcentaje total dentro y fuera de norma de la Distorsión armónica total de tensión y corriente.
- iv. El factor de potencia.
- v. Cantidad, duración, magnitud de los huecos y picos de tensión. Curva SEMI F47-0706 o equivalente actualizada

7- Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente, es decir, 10 horas del día.

Para cada periodo horario se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes.

COOPEGUANACASTE Sistema de distribución		Estructura sin combustible	Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Del 1/ene/2016 al 31/dic/2016	Rige desde el 1/ene/2016 al 31/mar/2016	Rige desde el 1/abr/2016 al 30/jun/2016	Rige desde el 1/jul/2016 al 30/set/2016	Rige desde el 1/oct/2016 al 31/dic/2016
► Tarifa T-RE: tarifa residencial						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Bloque 0-30 Cargo fijo	2 040,60	2 076,00	2 059,50	2 040,60	2 040,60
	Bloque 31-200 cada kWh	68,02	69,20	68,65	68,02	68,02
	Bloque 201 y más kWh adicional	95,89	97,56	96,78	95,89	95,89
► Tarifa T-GE: tarifa general						
o Clientes consumo exclusivo de energía						
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	100,35	102,10	101,28	100,35	100,35
o Clientes consumo energía y potencia						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	190 680,00	194 010,00	192 450,00	190 680,00	190 680,00
	Bloque 3001 y más cada kWh	63,56	64,67	64,15	63,56	63,56
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	Bloque 0-10 Cargo fijo	93 860,70	95 494,30	94 734,60	93 860,70	93 860,70
	Bloque 11 y más cada kW	9 386,07	9 549,43	9 473,46	9 386,07	9 386,07
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Periodo Punta cada kWh	83,63	85,09	84,41	83,63	83,63
	Periodo Valle cada kWh	72,48	73,74	73,15	72,48	72,48
	Periodo Noche cada kWh	64,67	65,80	65,27	64,67	64,67
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	Periodo Punta cada kW	3 788,77	3 854,71	3 824,05	3 788,77	3 788,77
	Periodo Valle cada kW	3 788,77	3 854,71	3 824,05	3 788,77	3 788,77

Tarifa T-RE: Residencial

A. **Aplicación:** Se entiende por consumo residencial el servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente. No incluye áreas comunes de condominios, áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados residencia – negocio, edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

Tarifa T-GE: General

A. **Aplicación:** Servicios no especificados en las otras tarifas de COOPEGUANACASTE R.L.

Tarifa T-MT: Media tensión

A. Aplicación: Tarifa opcional para clientes que se comprometan a consumir un mínimo de 180 000 kWh al año y deben permanecer en la tarifa un año como mínimo. El periodo será prorrogable por periodos de un año. Si el consumo mínimo no se cumple en el doceavo mes se suman los kWh hasta completar el consumo de 180 000 kWh y se les aplica la tarifa de punta.

DISPOSICIONES GENERALES:

1.- Si se modificaren las características del servicio, el abonado será reclasificado a la tarifa que corresponda, si el abonado así lo solicitare o de oficio por la Cooperativa. Se tomarán en cuenta las características del servicio para definir si la reclasificación corresponde. La clasificación no modificará las facturaciones anteriores.

2. La demanda por facturar será la carga promedio más alta en kilovatios o kilovatios amperio para cualquier intervalo de quince minutos durante el mes.

3.- En cada tarifa se cobrará como suma mínima mensual el equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos y que estén clasificados en el bloque básico de la tarifa.

4.- Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente, es decir, 10 horas del día.

5.- El suministro de los servicios, en condiciones normales de explotación, deben ajustarse a las condiciones establecidas en las normas técnicas AR-NTCVS "Calidad del voltaje de suministro" y AR-NTSDC "Prestación del servicio de Distribución y comercialización.

6.- En la facturación mensual, de servicios con consumos mayores a los 3000 kWh, la empresa reportará al cliente, para el periodo facturado, la siguiente información relacionada con la calidad con que se suministra en el servicio:

- i. El tiempo total de interrupción del servicio.
- ii. El porcentaje total del voltaje fuera y dentro del rango permitido según norma.
- iii. El porcentaje total dentro y fuera de norma de la distorsión armónica total de tensión y corriente.
- iv. El factor de potencia

En los servicios que se brinden a hoteles con edificaciones horizontales o verticales de ocupación múltiple, la empresa eléctrica optativamente podrá efectuar y entregar al abonado, un registro de la cantidad, duración y magnitud de los huecos de tensión de suministro (Curva SEMI F47-0706 o equivalente actualizada).

COOPELESCA Sistema de distribución		Estructura sin combustible			Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Del 1/jul/2016 al 31/dic/2016	Del 1/ene/2016 al 31/mar/2016	Del 1/abr/2016 al 30/jun/2017	Rige desde el 1/ene/2016 al 31/mar/2016	Rige desde el 1/abr/2016 al 30/jun/2016	Rige desde el 1/jul/2016 al 30/set/2016	Rige desde el 1/oct/2016 al 31/dic/2016
► Tarifa T-RE: tarifa residencial								
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>								
Bloque 0-30	Cargo fijo	2 100,00	2 201,70	2 082,90	2 211,60	2 090,10	2 100,00	2 100,00
Bloque 31-200	cada kWh	70,00	73,39	69,43	73,72	69,67	70,00	70,00
Bloque 201 y más	kWh adicional	88,00	92,24	87,28	92,65	87,58	88,00	88,00
► Tarifa T-GE: tarifa general								
o Clientes consumo exclusivo de energía								
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh								
		91,00	95,21	90,25	95,64	90,56	91,00	91,00
o Clientes consumo energía y potencia								
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>								
Bloque 0-3000	Cargo fijo	222 000,00	232 080,00	220 170,00	233 130,00	220 920,00	222 000,00	222 000,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	74,00	77,36	73,39	77,71	73,64	74,00	74,00
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>								
Bloque 0-10	Cargo fijo	44 818,00	46 932,00	44 452,50	47 142,90	44 606,40	44 820,00	44 820,00
Bloque 11 y más	cada kW	4 482,00	4 693,20	4 445,25	4 714,29	4 460,64	4 482,00	4 482,00
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión								
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>								
Periodo Punta	cada kWh	73,00	76,37	72,40	76,71	72,65	73,00	73,00
Periodo Valle	cada kWh	62,00	64,47	61,49	64,76	61,70	62,00	62,00
Periodo Noche	cada kWh	56,00	58,52	55,54	58,78	55,73	56,00	56,00
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>								
Periodo Punta	cada kW	4 200,00	4 397,64	4 165,56	4 417,40	4 179,98	4 200,00	4 200,00
Periodo Valle	cada kW	4 200,00	4 397,64	4 165,56	4 417,40	4 179,98	4 200,00	4 200,00

Tarifa T-RE: Residencial

Aplicación: Se entiende por consumo residencial el servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente. No incluye áreas comunes de condominios, áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados residencia – negocio, edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

Características del servicio:

- Tensión de servicio: baja tensión, una fase, tres hilos, valor nominal 120/240 voltios.
- Medición: Un único sistema, compuesto por un medidor monofásico trifilar o bifilar, según corresponda.

Tarifa T-GE: General

Aplicación: Servicios no especificados en las otras tarifas de COOPELESCA.

Características del servicio:

- Tensión de servicio: baja tensión, monofásico o trifásico, tres hilos o cuatro hilos.
- Medición: Un único sistema de medición a baja tensión, con medidor monofásico o trifásico, tres o cuatro hilos, según corresponda. Para servicios con consumos superiores a 3000 kWh, el sistema de medición debe contar con registro de: máxima demanda, factor de potencia y condiciones de calidad (variaciones de tensión, Total Distorsión Armónica de Tensión y Corriente); ajustado para verificar las

condiciones de suministro de voltaje establecidas en los numerales 2.2, 2.3, 2.4 y 2.6 de la norma AR-NTCVS “Calidad del voltaje de suministro”.

c. En la facturación mensual, de servicios con consumos mayores a los 3000 kWh, la empresa reportará al cliente, para el periodo facturado, la siguiente información relacionada con la calidad que se suministra en el servicio:

- i. El tiempo total de interrupción del servicio.
- ii. El porcentaje total del voltaje fuera y dentro del rango permitido según norma.
- iii. El porcentaje total dentro y fuera de norma de la distorsión armónica total de tensión y corriente.
- iv. El factor de potencia
- v. Cantidad, duración, magnitud de los huecos y picos de tensión. Curva SEMI F47-0706 o equivalente actualizada.

d. El registro de la cantidad, duración y magnitud de los huecos de tensión de suministro no será de obligatoriedad para servicios en donde la energía se use en actividades no industriales.

Tarifa T-MT Media Tensión

Aplicación: Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión. Los clientes incluidos en esta tarifa deberán permanecer en ella un año completo y su permanencia será prorrogable por periodos anuales. Los clientes se comprometen a consumir como mínimo 180 000 kWh al año; si dicho mínimo no es cumplido por el cliente, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para completarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en periodo punta. No se permite a los clientes incluidos en esta tarifa la utilización de plantas térmicas en el período punta.

Características del servicio:

a. Tensión de servicio: media tensión, monofásico o trifásico, valores nominales y amplitudes de la tensión de servicio, en condiciones normales de explotación, conforme a las condiciones establecidas en los numerales 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6 de la norma técnica AR-NTCVS “Calidad del voltaje de suministro”, publicada en la Gaceta N° 5 del 8 de Enero de 2002.

b. Medición: Un único sistema a media tensión, con medidor monofásico o trifásico. El sistema de medición deberá contar con registro de: máxima demanda, factor de potencia y condiciones de calidad (variaciones de tensión, Total Distorsión Armónica de Tensión y Corriente); ajustado para verificar las condiciones de suministro de voltaje establecidas en los numerales 2.2, 2.3, 2.4, 2.6, 3.4, 3.6 y 3.7 de la norma AR-NTCVS “Calidad del voltaje de suministro”.

c. En la facturación mensual, la empresa reportará al cliente, para el periodo facturado, la siguiente información relacionada con la calidad con que se suministra en el servicio:

- i. El tiempo total de interrupción del servicio.
- ii. El porcentaje total del voltaje fuera y dentro del rango permitido según norma.
- iii. El porcentaje total dentro y fuera de norma de la Distorsión armónica total de tensión y corriente.
- iv. El factor de potencia.

- v. Cantidad, duración, magnitud de los huecos y picos de tensión. Curva SEMI F47-0706 o equivalente actualizada.

DISPOSICIONES GENERALES:

1.- En cada tarifa se cobrará como suma mínima mensual, el equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos y estén clasificados en el bloque básico de la tarifa.

2.- Si se modificaran las características del servicio, el abonado será reclasificado a la tarifa que corresponda, si el abonado así lo solicitara o de oficio por la Cooperativa. Se tomarán en cuenta las características del servicio para definir si la reclasificación corresponde.

3.- El servicio de alumbrado particular se debe cobrar sobre el cálculo del consumo de energía, de acuerdo con la capacidad de las lámparas, incluyendo el consumo propio (considerando el consumo del bombillo y la luminaria) y, aplicando la tarifa T-GE (General).

4.- Definición horario temporada.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes.

COOPESANTOS Sistema de distribución		Estructura sin combustible		Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Del 1/ene/2016 al 30/jun/2016	Del 1/jul/2016 al 31/dic/2016	Rige desde el 1/ene/2016 al 31/mar/2016	Rige desde el 1/abr/2016 al 30/jun/2016	Rige desde el 1/jul/2016 al 30/set/2016	Rige desde el 1/oct/2016 al 31/dic/2016
► Tarifa T-RE: tarifa residencial							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-30 Cargo fijo	2 478,30	2 421,30	2 498,70	2 496,60	2 421,30	2 421,30
	Bloque 31-200 cada kWh	82,61	80,71	83,29	83,22	80,71	80,71
	Bloque 201 y más kWh adicional	133,70	130,62	134,81	134,69	130,62	130,62
► Tarifa T-GE: tarifa general							
o Clientes consumo exclusivo de energía							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh							
		159,79	156,11	161,11	160,98	156,11	156,11
o Clientes consumo energía y potencia							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	290 220,00	283 530,00	292 620,00	292 380,00	283 530,00	283 530,00
	Bloque 3001 y más cada kWh	96,74	94,51	97,54	97,46	94,51	94,51
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Bloque 0-15 Cargo fijo	237 661,65	232 195,50	239 631,30	239 428,65	232 195,50	232 195,50
	Bloque 16 y más cada kW	15 844,11	15 479,70	15 975,42	15 961,91	15 479,70	15 479,70
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social							
o Clientes consumo exclusivo de energía							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-250 cada kWh	114,14	111,51	115,09	114,99	111,51	111,51
	Bloque 251 y más cada kWh	159,79	156,11	161,11	160,98	156,11	156,11
o Clientes consumo energía y potencia							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	290 220,00	283 530,00	292 625,25	292 377,68	283 530,00	283 530,00
	Bloque 3001 y más cada kWh	96,74	94,51	97,54	97,46	94,51	94,51
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Bloque 0-15 Cargo fijo	237 661,65	232 195,50	239 631,31	239 428,58	232 195,50	232 195,50
	Bloque 16 y más cada kW	15 844,11	15 479,70	15 975,42	15 961,91	15 479,70	15 479,70
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Periodo Punta cada kWh	76,09	74,34	76,72	76,66	74,34	74,34
	Periodo Valle cada kWh	30,44	29,74	30,69	30,67	29,74	29,74
	Periodo Noche cada kWh	19,57	19,12	19,73	19,72	19,12	19,12
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Periodo Punta cada kW	11 625,47	11 358,08	11 721,82	11 711,90	11 358,08	11 358,08
	Periodo Valle cada kW	8 444,90	8 250,67	8 514,89	8 507,68	8 250,67	8 250,67
	Periodo Noche cada kW	5 316,52	5 194,24	5 360,58	5 356,05	5 194,24	5 194,24

Tarifa T-RE Residencial

Aplicación: Se entiende por consumo residencial el servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente. No incluye áreas comunes de condominios, áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados residencia – negocio, edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

Tarifa T-GE: General

Aplicación: Servicios no especificados en las otras tarifas de esta cooperativa.

Tarifa (T-CS): Preferencial de carácter social

Aplicación: Para centros de educación y nutrición públicos con consumos de hasta 250 kWh mensuales. El exceso sobre 250 kWh se cobrará como Tarifa T-GE (General).

Tarifa T-MT: Media tensión

Aplicación: Tarifa opcional para consumidores industriales con servicio trifásico en media tensión, aplicable a los abonados que lo soliciten y previa firma de contrato que tendrá una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse los clientes a consumir como mínimo 240 000 kWh por año. Si el abonado no cumple con dicho mínimo, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para completar dicho mínimo, a los que se les aplicará el precio de la energía en periodo punta de la temporada alta.

DISPOSICIONES GENERALES

1.- Para las tarifas de electricidad se cobrará como suma mínima mensual el equivalente a los primeros 40 kWh, en los casos que el cliente consuma los 40 kWh o menos y que estén clasificados en el bloque básico correspondiente de cada tarifa.

2.- El servicio de alumbrado particular se debe cobrar sobre el cálculo del consumo de energía, de acuerdo con la capacidad de las lámparas, incluyendo el consumo propio (considerando el consumo de la lámpara, el sistema de encendido y el balastro, y aplicando la tarifa general.

3.- Definición horaria.

Período punta: período comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: período comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes.

Período nocturno: período comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente, es decir, 10 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes.

COOPEALFARORUIZ Sistema de distribución		Estructura sin combustible	Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Del 1/ene/2016 al 31/dic/2016	Rige desde el 1/ene/2016 al 31/mar/2016	Rige desde el 1/abr/2016 al 30/jun/2016	Rige desde el 1/jul/2016 al 30/set/2016	Rige desde el 1/oct/2016 al 31/dic/2016
► Tarifa T-RE: tarifa residencial						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
Bloque 0-30	Cargo fijo	2 171,40	2 209,80	2 195,70	2 171,40	2 171,40
Bloque 31-200	cada kWh	72,38	73,66	73,19	72,38	72,38
Bloque 201 y más	kWh adicional	94,09	95,75	95,15	94,09	94,09
► Tarifa T-GE: tarifa general						
○ Cientes consumo exclusivo de energía						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh						
		101,33	103,12	102,47	101,33	101,33
○ Cientes consumo energía y potencia						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
Bloque 0-3000	Cargo fijo	184 560,00	187 800,00	186 630,00	184 560,00	184 560,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	61,52	62,60	62,21	61,52	61,52
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
Bloque 0-15	Cargo fijo	144 249,00	146 792,10	145 869,00	144 249,00	144 249,00
Bloque 16 y más	cada kW	9 616,60	9 786,14	9 724,60	9 616,60	9 616,60

Tarifa T-RE Residencial

Aplicación: Se entiende por consumo residencial el servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente. No incluye áreas comunes de condominios, áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados residencia – negocio, edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

Características del servicio:

- Tensión de servicio: baja tensión, una fase, tres hilos, valor nominal 120/240 voltios.
- Medición: Un único sistema, compuesto por un medidor monofásico trifilar o bifilar, según corresponda.

Tarifa T-GE Servicio General:

Aplicación: Servicios no especificados en las otras tarifas de esta cooperativa.

Características del servicio:

- Tensión de servicio: baja tensión, monofásico o trifásico, tres hilos o cuatro hilos.
- Medición: Un único sistema de medición a baja tensión, con medidor monofásico o trifásico, tres o cuatro hilos, según corresponda. Para servicios con consumos superiores a 3000 kWh, el sistema de medición debe contar con registro de: máxima demanda, factor de potencia y condiciones de calidad (Tiempos de interrupción de servicio y variaciones de tensión); ajustado para verificar las condiciones de suministro de voltaje establecidas en los numerales 2.2, 2.3 y 2.4 de la norma AR-NTCVS "Calidad del voltaje de suministro".

c. En la facturación mensual, de servicios con consumos mayores a los 3000 kWh, la empresa reportará al cliente, para el periodo facturado, la siguiente información relacionada con la calidad con que se suministra en el servicio:

- i. El tiempo total de interrupción del servicio.
- ii. El porcentaje total del voltaje fuera y dentro del rango permitido según norma.
- iii. El factor de potencia

d. La empresa eléctrica optativamente podrá efectuar y entregar al abonado, un registro de la cantidad, duración y magnitud de los huecos de tensión de suministro (Curva SEMI F47-0706 o equivalente actualizada), así como de la distorsión total de tensiones y corrientes armónicas, conforme al apartado 4 y a los numerales 2.6 y 2.7 de la norma AR-NTCVS "Calidad del voltaje de suministro".

DISPOSICIONES GENERALES:

1.- Para las tarifas de electricidad se cobrará como suma mínima mensual el equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos y que estén clasificados en el bloque básico correspondiente de cada tarifa.

2.- El servicio de alumbrado particular se calculará por carga fija, de acuerdo con el cálculo del consumo total de energía de las lámparas, incluyendo el consumo propio de los transformadores, por norma 17% de la potencia nominal de la lámpara o en su lugar el que se demuestre a satisfacción de la cooperativa y aplicando la tarifa general.

1. Indicar al ICE y a las empresas distribuidoras que debe continuar con el cumplimiento de los requerimientos de información y las fechas de remisión establecidos en la metodología vigente, resolución RJD-017-2012.
2. Para cumplir con lo establecido en la acción 3.2.3.1 del objetivo específico 3.2.3 del Plan Nacional de Energía 2015-2030, se le indica a las empresas distribuidoras que a partir del tercer trimestre del año 2016 se realizará la separación de la tarifa general (T-GE) en:
 - Tarifa industrial, la cual se identificará con el código T-IN, y
 - Tarifa comercios-servicios, la cual se identificará con el código T-CO.Por lo que se les instruye para realicen las acciones pertinentes con el fin de identificar y separar a sus abonados en esas dos subcategorías tarifarias, ajustando sus respectivos sistemas.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

JUAN MANUEL QUESADA
INTENDENTE DE ENERGÍA

ECA/

1 vez.—Solicitud N° 45827.—O. C. N° 8377-2015.—(IN2015088262).