

ALCANCE DIGITAL N° 11

# LA GACETA

Diario Oficial

Año CXXXVII

San José, Costa Rica, jueves 26 de febrero del 2015

N° 40

## PODER EJECUTIVO

### ACUERDOS

## DOCUMENTOS VARIOS

### GOBERNACIÓN Y POLICÍA

CONSEJO NACIONAL DE DESARROLLO  
DE LA COMUNIDAD Y LA DIRECCIÓN NACIONAL  
DE DESARROLLO DE LA COMUNIDAD

## INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS  
SUPERINTENDENCIA DE TELECOMUNICACIONES

# PODER EJECUTIVO

## ACUERDOS

### MINISTERIO DE JUSTICIA Y PAZ

N° 017-MJP

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA  
Y LA MINISTRA DE JUSTICIA Y PAZ

En ejercicio de las potestades conferidas en el artículo 140, incisos 3) y 18) y 146 de la Constitución Política y los artículos 25 y 28, párrafo segundo, inciso b) de la Ley General de la Administración Pública y el artículo 6° de la Ley de Creación del Registro Nacional, Ley N° 5695 del 29 de abril de 1975.

#### Considerando:

- I. Que el artículo 6 de la Ley de Creación del Registro Nacional, Ley N° 5695 del 29 de abril de 1975, otorga al Poder Ejecutivo la facultad de realizar el nombramiento del Director General del Registro Nacional.
- II. Que de conformidad con lo establecido en el artículo 6 de la Ley de Creación del Registro Nacional, la Junta Administrativa del Registro Nacional elaboró una terna para proceder con el nombramiento del Director General del Registro Nacional.
- III. Que presentada la terna por parte de la Junta Administrativa del Registro Nacional mediante Acuerdo Firme J027-2015 del 16 de enero del 2015, se procede a la elección del Director General del Registro Nacional, según corresponde en derecho.

#### ACUERDAN:

Artículo 1°—Nombrar como Director General del Registro Nacional, para el período correspondiente del 26 de enero de 2015 al 07 de mayo de 2018, a la siguiente persona: Lic. Luis Amado Jiménez Sancho, cédula N° 4-0132-0976.

Artículo 2°—Rige a partir del 26 de enero de 2015.

Dado en la Presidencia de la República, a los 26 días del mes de enero de dos mil quince.

LUIS GUILLERMO SOLÍS RIVERA.—La Ministra de Justicia y Paz, Cristina Ramírez Chavarría.—1 vez.—(Solicitud N° 62982).—O. C. N° 15-58.—C-26130.—(IN2015013121).

# DOCUMENTOS VARIOS

## GOBERNACIÓN Y POLICÍA

### CONSEJO NACIONAL DE DESARROLLO DE LA COMUNIDAD Y LA DIRECCIÓN NACIONAL DE DESARROLLO DE LA COMUNIDAD

#### AVISO

De conformidad con lo dispuesto en la Ley Sobre el Desarrollo de la Comunidad N° 3859 del 7 de abril de 1967, en la Ley del 5% del Impuesto Sobre la Venta de Cemento Producido en Cartago, San José y Guanacaste N° 6849 del 18 de febrero de 1983, y en la Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos N° 8220 del 4 de marzo de 2002, mediante acuerdo N° 9, adoptado por el Consejo Nacional de Desarrollo de la Comunidad (Consejo), en sesión ordinaria N° 1203-05, efectuada del 2 de junio del 2005, se estableció el 31 de marzo de cada año, como la fecha límite para el cumplimiento de los requisitos para optar por la asignación de los recursos del Fondo por Girar, provenientes del 2% del Impuesto Sobre la Renta y del 5% del Impuesto al Cemento.

Esta fecha fue debidamente oficializada mediante publicación en el Diario Oficial La Gaceta N° 231 del 30 de noviembre del 2007.

Siendo que el 31 de marzo del año 2015 coincide con la Semana Santa, mediante acuerdo N° 4, adoptado por el Consejo, en sesión ordinaria N° 1555-15, efectuada del 29 de enero del 2015, se estableció que para el presente año se habilitará la semana hábil siguiente a la fecha referida, a efecto de que las organizaciones comunales cumplan con los requisitos para ser beneficiarias de los recursos públicos en cuestión. En consecuencia, para el año 2015 la fecha límite para el cumplimiento de tales requisitos será el 10 de abril.

La ampliación del plazo es excepcional y sólo tendrá vigencia durante el año 2015. En los años siguientes se mantendrá el 31 de marzo como fecha límite para el cumplimiento de los requisitos antes indicados, salvo acuerdo comunicado en contrario por parte del Consejo Nacional de Desarrollo de la Comunidad.

San José, a las ..... horas ..... minutos del día ..... de ..... de dos mil quince.—Harys Regidor Barboza, Director Nacional.—1 vez.—(Solicitud N° 0140).—O. C. N° 24843.—C-34330.—(IN2015011307).

# INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

## AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

### INTENDENCIA DE ENERGÍA

RIE-017-2015

A las 15:07 horas del 18 de febrero de 2015

#### SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) PARA EL SERVICIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

---

#### EXPEDIENTE ET-145-2014

#### RESULTANDO:

- I. Que el 10 de octubre del 2014, mediante el oficio 5407-248-2014, el Instituto Costarricense de Electricidad presentó solicitud de ajuste tarifario para el servicio de generación de energía eléctrica que presta (folio 1 al 2405).
- II. Que el 17 de octubre del 2014, mediante el oficio 1412-IE-2014, 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 generación (folios 2407 a 2409).
- III. Que el 31 de octubre del 2014, mediante oficio 5407-256-2014, el ICE respondió la prevención realizada mediante el oficio 1412-IE-2014 (folio 2411 y siguientes).
- IV. Que el 6 de noviembre del 2014, mediante el oficio 1512-IE-2014, la Intendencia de Energía le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el servicio de generación de electricidad (folios 2518 al 2519).
- V. Que el 13 de noviembre del 2014, mediante el oficio 1579-IE-2014, la Intendencia de Energía le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 2549 a 2555).
- VI. Que el 17 de noviembre del 2014, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en el Diario Extra y en La Nación y ese mismo día en La Gaceta N° 221 (folios 2538 al 2541).
- VII. Que el 28 de noviembre del 2014, mediante el oficio 5407-281-2014, el ICE presentó parcialmente la información adicional solicitada en el oficio 1579-IE-2014 (folios 2558 al 2729). Adicionalmente, mediante el mismo oficio, el ICE solicitó una prórroga para la información faltante.
- VIII. Que el 1 de diciembre del 2014, la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio presentó a la Autoridad Reguladora solicitud de información relacionada con respecto a la solicitud tarifaria del ICE (folios 2730 a 2733).
- IX. Que el 2 de diciembre del 2014, mediante el oficio 1666-IE-2014, la Intendencia de Energía otorgó la prórroga solicitada por el ICE mediante el oficio 5407-281-2014 (folio 2991).
- X. Que el 3 de diciembre del 2014, mediante correo electrónico se remite a la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio el oficio 1680-IE-2014, mediante el cual se responden las inquietudes de esa Cámara (folios 2984 a 2987).

- XI. Que el 5 de diciembre del 2014, mediante el oficio 5407-094-2014, el ICE presentó la información restante solicitada en el oficio 1579-IE-2014 (folios 2734 a 2983).
- XII. Que el 11 de diciembre del 2014, se recibe la resolución de las 09:15 horas del 09 de diciembre del 2014, de la Sala Constitucional, mediante la cual se da traslado al recurso de amparo interpuesto por la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio, tramitado bajo el expediente judicial 14-019025-0007-CO, ordenando rendir informe sobre los hechos relacionados con una presunta violación al derecho de información y respuesta; y se ordena suspender cautelarmente la correspondiente audiencia pública (folios 3060 a 3076).
- XIII. Que el 19 de diciembre del 2014, mediante resolución # 2014020664, la Sala Constitucional declaró sin lugar el recurso de amparo presentado por la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio (folios 3111 a 3128).
- XIV. Que el 25 de diciembre del 2014, mediante resolución # 2014020769, la Sala Constitucional adiciona la citada resolución 2014020664, ordenando a la Autoridad Reguladora realizar la correspondiente audiencia pública a la mayor brevedad (folios 3094 a 3106).
- XV. Que el 12 de enero del 2015, se publicó la nueva convocatoria a la audiencia pública en el Diario Extra y en La Nación y ese mismo día en La Gaceta, Alcance Digital Nº 2 (folios 3153 a 3155).
- XVI. Que el 19 de enero del 2015, se llevó a cabo la audiencia pública de ley. Según el informe de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, (oficio 0323-DGAU-2015/02420, folios 3232), se recibieron oposiciones válidas por parte de Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica, Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruíz R.L. (Coopealfaro Ruíz R.L), Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (COPELESCA R.L), Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A., Cámara de Industrias de Costa Rica, Defensoría de los Habitantes, la Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (ACOGRAE) y Vidriera Centroamericana S.A. No se admitieron las oposiciones presentadas por la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L. y la Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos R.L (folios 2993 a 3197).
- XVII. Que el 16 de enero del 2015, mediante el oficio 0190-GAU-2015/001610 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 3234 a 3236).
- XVIII. Que el 18 de febrero de 2015, mediante el oficio 301-IE-2015, la IE, emitió el respectivo estudio técnico sobre la presente gestión tarifaria.

**CONSIDERANDO:**

- I. Que del estudio 301-IE-2015, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

## II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

### 1. Solicitud tarifaria:

El Instituto Costarricense de Electricidad solicitó un incremento promedio en las tarifas del sistema de generación del 19,24% (diecinueve como veinticuatro por ciento), tal y como se detalla:

TARIFA	DESCRIPCIÓN	% DE AJUSTE
T-CB	Ventas a ICE distribución y CNFL, S.A.	19,67%
T-SG	Sistema de generación	19,67%
T-UD	Usuarios directos del servicio de generación del ICE	0,00%
<b>Ajuste promedio del sistema</b>		<b>19,24%</b>

El ICE justificó su solicitud tarifaria en: i) de conformidad con lo establecido en el artículo No. 30 de la Ley 7593, el ICE deberá presentar por lo menos una vez al año un estudio ordinario para cada servicio que brinde, ii) para el 2015, la estructura de costos y gastos presenta un incremento con relación al 2014 en el orden del 23%, equivalente a €69 327 millones, lo cual genera un rédito del 0,42%.”

### 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.

#### a. Parámetros utilizados

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la Intendencia de Energía, han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica realizado por el Banco Central de Costa Rica (BCCR), en su Programa Macroeconómico 2014-2015, las perspectivas de la economía mundial según el Fondo Monetario Internacional, así como, las expectativas de inflación y variación de tipo de cambio plasmadas en las diferentes encuestas formuladas por el BCCR. Y debido al cierre de la información utilizada al día de la audiencia pública, algunos parámetros para diciembre 2014 y el año 2015 son estimados.

En lo que respecta a la proyección de la inflación externa, se tomó como base las estimaciones realizadas por el Fondo Monetario Internacional y las estadísticas se extraen de la página electrónica del Bureau of Labor Statistic de los Estados Unidos de Norteamérica.

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2014-2015, estableció como objetivo de inflación un 4% para ambos años, con un rango de tolerancia de  $\pm 1$  punto porcentual (p.p.). La proyección de inflación propuesta por el Ente Emisor está encaminada en continuar gradual y ordenadamente hacia un esquema monetario de metas de inflación, en procura de ubicarla en el mediano plazo, en niveles similares a los que presentan los principales socios comerciales del país (inflación estimada en un 3%). Aun cuando existen ciertos riesgos a considerar, tales como i) la presión en los mercados locales asociada al deterioro de las finanzas públicas; ii) un sistema financiero vulnerable ante el mayor uso de fondos externos para

*conceder crédito al sector privado, sistema aún en proceso de mejorar el grado de solidez con las medidas aprobadas por los entes supervisores, vigentes a partir de 2014 y iii) que la reducción del estímulo monetario en Estados Unidos ocurra en forma no ordenada y genere restricciones internas de liquidez que provoquen ajustes no esperados en los macro-precios; las expectativas de la economía costarricense para el bienio 2014 y 2015 ubican el crecimiento del PIB entre un 3,8% y 4,1% respectivamente, ya que se estima que la demanda interna crecería entre un 3,8% y 3,9%, determinado por el aporte del consumo privado, siendo coherente con la evolución esperada de las industrias que producen para el mercado interno.*

*Además de un crecimiento de la demanda externa del 3,8% y 4,7% que estaría ligada a la evolución en la producción de nuestros principales socios comerciales y de las industrias dedicadas a la exportación, lo que supondría una recuperación en las compras de materias primas para la manufactura, así como las destinadas al consumo final y una moderación en el ritmo de crecimiento de las importaciones de bienes de capital. No obstante que las condiciones previstas para el crecimiento económico mundial favorecen la estabilidad de sus precios en los próximos dos años, eventos no predecibles relacionados con factores climáticos o conflictos políticos en los países productores de petróleo, pueden desestabilizar los precios internacionales de dichos insumos, por ejemplo, se estima un precio promedio del petróleo (crudo U.K. Brent, Dubai Fateh y West Texas Intermediate) de US\$103,84 para el 2014.*

*En lo que respecta al tipo de cambio, según lo establece el actual Programa Macroeconómico 2014-2015, el BCCR mantendrá su compromiso con los parámetros de la banda cambiaria en el corto plazo, no obstante ya se giró a una la flotación cambiaria.*

*Actualmente, el comportamiento del tipo de cambio ha presentado una tendencia diferente a la presentada en años anteriores, ya que en mayo de 2013 el presidente de la Reserva Federal de Estados Unidos declaró que, de manera condicionada a la evolución del desempleo y de la inflación, podría iniciar el retiro del programa de estímulo monetario, situación que si bien no se materializó en ese momento, generó ajustes en los macroprecios (incrementos de tasas de interés de largo plazo y en los tipos de cambio de algunas monedas latinoamericanas).*

*En términos de la actividad económica, si bien una depreciación real (efecto traspaso parcial) incentivaría la demanda externa neta, deterioraría la posición patrimonial de los deudores netos en moneda extranjera y su posibilidad de consumo; este último efecto se reforzaría por las presiones al alza en las tasas de interés locales. Estos dos últimos elementos, se estima impactarían la demanda interna en mayor magnitud que el efecto positivo de la demanda externa, antes indicado, lo que desacelerarían el crecimiento de la económica costarricense y por ende, trasfiere presiones vía costos a las tarifas de los servicios que presta la empresa del área de hidrocarburos, las cuales se pueden traducir en incrementos tarifarios para los consumidores de combustibles y por esta vía, afecta el nivel general de inflación y otros macroprecios.*

*Las estimaciones utilizadas por la ICE para este parámetro se hacen manteniendo constante el último dato observado.*

*En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), éste ha sido, en promedio cercana al 2,08% (promedio simple de largo plazo - últimos 5 años-). No obstante, la economía estadounidense ha resentido los efectos de la crisis económica que arrastró la economía mundial en los últimos años. La inflación acumulada de los últimos dos años, a saber 2012 y 2013 ha sido de 1,74% y 1,50% respectivamente y es de esperar que para el 2014 según las estimaciones del Fondo*

Monetario Internacional (Perspectivas de la Economía Mundial, Enero del 2014), la inflación de los EEUU se ubique cercana al 1,70%.

En el siguiente cuadro resumen, se puede observar el comportamiento de los índices antes mencionados y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar, siendo estos parámetros los utilizados por la Autoridad Reguladora en los respectivos estudios tarifarios y otras estimaciones.

**Cuadro # 1**  
**Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario**  
**Porcentajes de Variación Anuales (%)**  
**Periodo 2011-2015**

INDICES	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Variaciones según ARESEP (al final del año)</b>					
Inflación Interna (IPC-CR)	4,73%	4,55%	3,68%	5,13%	4,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,96%	1,74%	1,50%	1,70%	1,80%
Depreciación (¢ / U.S.\$)	0,05%	-2,54%	0,16%	7,82%	0,00%
<b>Variaciones según ARESEP (promedio anual)</b>					
Inflación Interna (IPC-CR)	4,88%	4,50%	5,23%	4,52%	3,38%
Inflación Externa (IPC-USA)	3,16%	2,07%	1,46%	1,70%	1,01%
Depreciación (¢ / U.S.\$)	-3,20%	-0,82%	-0,56%	7,59%	0,29%
<b>Notas:</b> El mes de diciembre (en algunos casos) y 2015 son estimaciones. Las variaciones se estiman a finales de año (diciembre o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices).					
<b>Fuente:</b> Programa Macroeconómico 2014 - 2015 y el Fondo Monetario Internacional					

*b. Análisis del mercado*

**i. Situación actual del mercado**

El sector eléctrico de Costa Rica, consta de las siguientes entidades: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) que tiene los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público; junto con la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL S.A.), la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH S.A.), la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), las Cooperativas de Electrificación Rural (COOPEGUANACASTE R.L., COOPELESCA R.L., COOPESANTOS R.L., y COOPEALFARO R.L.) y los generadores privados de energía.

El ICE es el mayor productor de energía, donde también participan la CNFL S.A., las empresas municipales ESPH y JASEC, las cooperativas y generadores privados, los cuales conectan sus plantas a la red de transmisión.

De acuerdo con las estimaciones de ARESEP, las ventas del sistema de generación en el 2013 se distribuyen así: un 55,2% a las siete empresas distribuidoras; un 41,4% al propio sistema de distribución del ICE y un 3,4% a las industrias conectadas a Alta Tensión.

## **ii. Mercado presentado por el ICE**

*Se procedió a estudiar y analizar el estudio tarifario presentado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), conforme a la metodología utilizada para los estudios tarifarios tramitados por la Intendencia de Energía (IE). Los aspectos más importantes de este estudio se detallan a continuación.*

*El ICE solicita un ajuste promedio del 19,24% en el sistema de generación. Específicamente, un 19,67% 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 se solicita aumento (folio 7).*

*Según el ICE, los ingresos generados con el aumento tarifario solicitado, equivalentes a  $\$76.971,3$  millones, permitirán 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 (folio 8).*

*El estudio de mercado del ICE presenta datos reales hasta junio del 2014 y se estima el resto del período correspondiente de julio de 2014 hasta diciembre de 2016.*

*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 tomaron las estadísticas mensuales de las ventas de energía eléctrica totales, a consumidores directos. Utilizando el software EvIEWS, analizaron 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 2014. 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.*

*El ICE informó que a las estimaciones de las compras de energía de las empresas distribuidoras al ICE generación se les restó la generación propia correspondiente a cada una de ellas.*

## **iii. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con resultados del ICE**

*Las ventas de energía estimadas por la IE para las empresas distribuidoras, se obtuvieron del estudio de mercado realizado para cada una de ellas. Ésta 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 2014.*

*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.*

*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.*

*Para las estimaciones de las industrias de Alta Tensión, se utilizaron las series de tiempo de enero 2010 a octubre de 2014. 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. Si 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.*

*El estudio de 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 regional (MER). Para estos efectos se considera la proyección enviada por el ICE.*

*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 mensuales que se transaron en el mercado de oportunidad (MOR) y en el mercado de contratos (MCR); 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 de modo 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.*

*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, mediante modelos estadísticos autorregresivos en cada una de las plantas de producción eléctrica, para después ser expuesta al juicio del equipo técnico ingenieril, quienes ajustan las proyecciones de acuerdo a los planes de mantenimiento y demás aspectos que se consideren relevantes.*

*Para el caso de las plantas que se espera tengan ingreso al sistema durante el año 2015, ARESEP considera las estimaciones del ICE tanto en fecha de ingreso como en producción de energía esperada. Estos proyectos son Bijagua (Coopeguanacaste), y privados: Orosí, Tilawind y Torito.*

*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 2015, el estudio ordinario del ICE estima 1,9% más de ventas que realizará el ICE generación a sus clientes.*

*Esta diferencia en la venta en unidades físicas se produce específicamente en la tarifa T-CB, tarifa habilitada para las compras que realizan las empresas ICE distribución y CNFL.*

Esta diferencia se debe en parte a que ARESEP estima un crecimiento de la demanda menor a la del ICE (1,1% menor), también a la presencia de Balsa Inferior, que es una planta nueva, con una generación considerable y que entrega toda su generación a la CNFL, esto produce proyecciones muy sensibles a cualquier ajuste. Por último, el ICE realiza sus modelos estadísticos y estimaciones con datos reales al mes de junio 2014 para el estudio tarifario ordinario, mientras que ARESEP cuenta con datos reales por empresa hasta octubre del mismo año, lo cual genera diferencias en los modelos de estimación ajustados y en las respectivas proyecciones.

De acuerdo con las proyecciones realizadas por la IE, las ventas del sistema de generación del ICE del año 2015 se mantendrán prácticamente igual a las del año anterior (2014), a pesar del crecimiento en la demanda, esto debido al aumento en la generación de las plantas propias de las empresas distribuidoras presentado a partir del segundo semestre de 2014.

Como se infiere del siguiente cuadro, las ventas del sistema de generación en el 2015 se distribuyen así: 53,8% a las siete empresas distribuidoras; 43,1% al propio sistema de distribución del ICE y 3,1% a las industrias conectadas a Alta Tensión.

**Cuadro # 2**  
SISTEMA DE GENERACIÓN: VENTAS ESTIMADAS EN GWH. 2014-2015.

AÑO	ICE DISTRIBUCIÓN	ALTA TENSIÓN	OTRAS DISTRIBUIDORAS	TOTAL
2 014	3 722,0	271,7	4 868,7	8 862,5
2 015	3 820,7	271,7	4 778,4	8 870,9

*Nota: No se incluyen las exportaciones. Proyecciones a partir de noviembre de 2014*

*Fuente: IE, ARESEP.*

Estas ventas produjeron ingresos totales sin combustibles para el 2014 de €370 729 millones, incluyendo las exportaciones de €2 950 millones (con información real hasta octubre de 2014). Para 2015 se estima que estos ingresos asciendan a €396 613 millones.

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 15,25% en general para las empresas distribuidoras incluyendo al ICE distribución y de un 0% en las empresas de alta tensión. De esta forma el ajuste promedio del Sistema de Generación para el 2015 sería del 14,90%. Con lo cual el ICE obtendrá ingresos adicionales de €48 685 millones durante el año 2015<sup>1</sup>. El detalle de los resultados anteriores, se observan en el siguiente cuadro:

<sup>1</sup> Para efectos de los cálculos, se asume que el ajuste tarifario recomendado se aplica a partir del 1 de marzo del 2015.

### Cuadro # 3

SISTEMA DE GENERACIÓN: INGRESOS ESTIMADOS VIGENTES, PROPUESTOS, EN MILLONES DE COLONES.  
AÑO 2015.

INGRESOS	ICE DISTRIBUCIÓN	ALTA TENSIÓN	OTRAS DISTRIBUIDORAS	TOTAL
Vigentes	167 633	8 218	217 165	393 016
Propuestos	188 896	8 218	244 636	441 750

**Nota:** No se incluyen las exportaciones.

**Fuente:** IE, ARESEP.

Cabe aclarar que en los ingresos propuestos no se incluyen las exportaciones del ICE a otros países centroamericanos, pero los mismos sí se consideran en el análisis financiero del servicio público. Para la cantidad de GWh, se espera un ingreso por este rubro cercano a los €3 598 millones.

Con respecto al año 2016 y en detalle a las ventas del ICE-Generación se mantiene la misma estructura del mercado estimado para 2015. Bajo estas condiciones y con base en el análisis financiero contable se propone una disminución a partir del 1 de enero de 2016 del 6% con respecto a la tarifa propuesta para aplicar durante diciembre de 2015. Esta disminución se justifica porque las tarifas del 2015 incluyen un "Reconocimiento de periodos anteriores (ET-106-2014)" que no se aplica en el 2016 y que la recuperación de gastos y costos para el 2015 sería por un plazo menor.

Este ajuste tarifario implicaría ingresos para el sistema de Generación del ICE de €428 733 millones para el 2016 (para un mayor detalle ver Anexo 2).

#### c. Análisis de inversiones

El objetivo de esta sección es evaluar la razonabilidad técnica y económica del plan de inversiones para el período 2014-2016 presentado por el ICE. Asimismo se verifica lo correspondiente al detalle de adición de activos.

Según indica 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 el Plan de Expansión de Mínimo Costo, que obedece a la necesidad de atender el crecimiento de la demanda de energía futura, pues de lo contrario se estaría afectando la disponibilidad futura de energía, y consecuentemente afectando los niveles de calidad y oportunidad en la prestación del servicio eléctrico por parte del ICE (folio 67, Tomo I)

#### i. Inversiones propuestas por el ICE

El parque de generación nacional, a diciembre del 2013, contaba con una capacidad instalada efectiva de 2 689 MW, de los cuales el 66% corresponde a plantas hidroeléctricas, un 20% a plantas térmicas, un 7% a plantas geotérmicas, un 5% a plantas eólicas, y un 2% a plantas térmicas de biomasa y solar. De la capacidad instalada, el ICE opera un 76% con plantas propias y un 13 % son plantas contratadas a

generadores privados independientes; correspondiendo el 11% faltante a la generación de las plantas eléctricas propiedad de las empresas distribuidoras (folio 29, Tomo I).

Las variables macroeconómicas y de escalamiento, que el ICE aplicó para la presentación tarifaria, son las siguientes: tipo de cambio promedio anual de 501,84; 552,97; 577,07 y 600,65 colones por dólar estadounidense, para los años 2013, 2014, 2015 y 2016 respectivamente; inflación local de 5,23%, 4,78%, 5,07% y 6,00% para el mismo período y de inflación externa de 1,46%; 1,87%; 0,85% y 1,97% para los años 2013, 2014, 2015 y 2016 respectivamente (folio 36, Tomo I).

Las inversiones presentadas por el ICE, para el período analizado, en primera instancia contemplan el segmento correspondiente a la expansión de la generación, que abarca los proyectos en construcción y los proyectos futuros, un segundo segmento que contempla la modernización de las plantas en operación y un tercer segmento correspondiente a otras inversiones que comprenden inversiones en estudios de nuevos proyectos de generación, mejoras a plantas en operación y mantenimientos mayores y finalmente 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 (folios 71-74, Tomo I).

Este plan de inversiones contempla la construcción de las plantas hidroeléctricas Reventazón, la ampliación de Cachí, la planta geotérmica Las Pailas 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.G. Borinquén, P.H. Savegre, P.H. RG 430, P.G. Pocosol-Arenal y P.H. Palma I y II y P.H. Los Llanos (folio 71, Tomo I).

Tomando en cuenta lo anterior y el contenido del cuadro N° 6.3 de inversiones (folio 90, Tomo I), el siguiente cuadro muestra el resumen de las inversiones solicitadas por el ICE.

**Cuadro # 4**  
**Instituto Costarricense de Electricidad**  
**Análisis de Inversiones-Solicitud ICE**  
**(millones de colones)**

<b>Expansión del Sistema</b>	<b>AÑO</b>			<b>Total</b>
	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>Periodo</b>
P.H. Reventazón	60 155,80	56 450,30	10 630,60	127 236,70
P.H. Cachi	25 600,90	11 276,00	597,00	37 473,90
P.H. Diquís	4 363,30	4 194,40	4 170,80	12 728,50
P.H. La Perla (La Joya II)	0,00	0,00	20 044,20	20 044,20
PG. Las Pailas	28 143,00	42 513,20	70 748,90	141 405,10
P.H. Peñas Blancas-opción de compra	0,00	11 115,00	0,00	11 115,00
<b>Subtotal</b>	<b>118 263,00</b>	<b>125 548,90</b>	<b>106 191,50</b>	<b>350 003,40</b>
<b>Modernizaciones</b>				
Modernización Río Macho #1 y # 2	0,00	0,00	0,00	0,00
Modernización Río Macho #3	981,40	0,00	0,00	981,40
Modernización Río Macho #4	5 094,60	370,50	0,00	5 465,10

Modernización Río Macho #5	2 910,60	370,50	0,00	3 281,10
Toma de aguas Río Macho	617,00	1 400,90	374,00	2 391,90
Reconstrucción túnel Río Macho	2 557,20	3 964,10	1 960,00	8 481,30
	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Subtotal</b>	<b>12 160,80</b>	<b>6 106,00</b>	<b>2 334,00</b>	<b>20 600,80</b>
<b>Otras inversiones</b>				
Estudios de proyectos	13 175,60	9 549,20	9 624,10	32 348,90
Mejoras al sistema	3 716,60	3 304,10	1 316,40	8 337,10
Mantenimiento mayores	1 837,00	4 448,00	257,40	6 542,40
<b>Subtotal</b>	<b>18 729,20</b>	<b>17 301,30</b>	<b>11 197,90</b>	<b>47 228,40</b>
<b>Formación de Capital</b>				
Otros activos para construcción	1 022,10	137,00	67,00	1 226,10
Otros activos para operación	12 099,80	7 789,30	5 574,30	25 463,40
<b>Subtotal</b>	<b>13 121,90</b>	<b>7 926,30</b>	<b>5 641,30</b>	<b>26 689,50</b>
<b>Gastos Financieros</b>				
Financieros BCIE No.2109- PH.Reventazón	1 404,70	3 433,70	4 826,90	9 665,30
Financieros BCIE No.2076-Ampl. Cachi	735,40	1 722,20	2 184,20	4 641,80
Financieros BID No.1908-CCLIP I Etapa	134,80	67,30	0,00	202,10
Financieros BID No.2747-CCLIP II Etapa	57,70	147,10	235,60	440,40
J.I.C.A. de Japón	0,00	75,50	190,90	266,40
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	0,00	127,60	439,20	566,80
Financiamiento no definido	0,00	0,00	521,60	521,60
<b>Subtotal</b>	<b>2 332,60</b>	<b>5 573,40</b>	<b>8 398,40</b>	<b>16 304,40</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>164 607,50</b>	<b>162 455,90</b>	<b>133 763,10</b>	<b>460 826,50</b>

Fuente: Expediente ET-145-2014– Folio 90, Tomo I

## ii. Análisis del plan de inversión

El ICE en sus justificaciones, no aportó documentación técnica que permita valorar de manera objetiva la necesidad técnica algunas de las inversiones presentadas para ser incluidas en la base tarifaria y la razonabilidad económica de las mismas. Ejemplo de lo anterior es que se desconoce el grado de prioridad que se le otorga a las inversiones, en función de dichas necesidades (folios 1652-1784, Tomo IV) y que además se debe diferenciar claramente cada proyecto en cada una de sus fases (investigación y desarrollo), con el fin de diferenciar entre lo que es gasto y lo que representan inversiones a capitalizar en el periodo estudiado.

A raíz de lo indicado, no se reconocieron algunos rubros de las inversiones presentadas por el ICE, tal y como se detalla a continuación:

- ✓ *Financiamiento: Algunos proyectos no cuenta con financiamiento en firme, por lo cual no se reconoce los montos solicitados.*
- ✓ *Costos hundidos: Estudios de proyectos, factibilidad y otros no justificados, los cuales se reconocerán únicamente hasta que capitalicen los respectivos proyectos.*
- ✓ *Repuestos y accesorios: materiales en bodega no son reconocidos hasta que los mismos no sean agregados al activo.*

*Algunos de los montos no reconocidos corresponden a los siguientes proyectos:*

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

*P.G. Pailas: Al año 2013 presentaba un avance de ejecución real del 6%, no se indica su porcentaje de estado actual y solo se indica que está en su ruta normal y se espera que entre en operación en el año 2019.*

*P.H. Peñas Blancas: Se trata de un proyecto en alquiler con opción de compra, el cual ha sido pagado por medio del respectivo alquiler.*

*P.H. Río Macho: Se reconoce solo lo pertinente a Río Macho 5, cuando finalmente se complete la operación de las 5 unidades.*

*El rubro 3.1 Estudios de Proyectos, por tratarse como se indicó con anterioridad, representas costos hundidos.*

*Con base en los montos presentados por el ICE y proyecciones de inflación y tipo de cambio, utilizados por la Autoridad Reguladora, para el periodo citado, aplicables a los valores de inversiones aportados por el ICE, se procedió a recalcular los montos de las inversiones solicitadas para ser reconocidas en la base tarifaria, tal y como lo muestra el siguiente cuadro.*

**Cuadro # 5**  
**Instituto Costarricense de Electricidad**  
**Análisis de Inversiones-Solicitud ARESEP**  
**(millones de colones)**

<b>Expansión del Sistema</b>	<b>AÑO</b>			<b>Total Periodo</b>
	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	
<i>P.H. Reventazón</i>	<i>59 809,67</i>	<i>55 246,88</i>	<i>10 282,63</i>	<i>125 339,18</i>
<i>P.H. Cachi</i>	<i>25 453,59</i>	<i>11 035,62</i>	<i>577,46</i>	<i>37 066,67</i>
<i>P.H. Diquís</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>P.H. La Perla (La Joya II)</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>PG. Las Pailas</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>P.H. Peñas Blancas-opción de compra</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<b>Subtotal</b>	<b>85 263,26</b>	<b>66 282,50</b>	<b>10 860,09</b>	<b>162 405,85</b>
<b>Modernizaciones</b>				

Modernización Río Macho #1 y # 2	0,00	0,00	0,00	0,00
Modernización Río Macho #3	0,00	0,00	0,00	0,00
Modernización Río Macho #4	0,00	0,00	0,00	0,00
Modernización Río Macho #5	2 893,85	362,60	0,00	3 256,45
Toma de aguas Río Macho	0,00	1 371,04	361,76	1 732,79
Reconstrucción túnel Río Macho	0,00	3 879,59	1 895,84	5 775,44
<b>Subtotal</b>	<b>2 893,85</b>	<b>5 613,23</b>	<b>2 257,60</b>	<b>10 764,68</b>
<b>Otras inversiones</b>				
Estudios de proyectos	0,00	0,00	0,00	0,00
Mejoras al sistema	0,00	0,00	0,00	0,00
Mantenimiento mayores	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Subtotal</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Formación de Capital</b>				
Otros activos para construcción	1 016,22	134,08	64,81	1 215,11
Otros activos para operación	12 030,18	7 623,25	5 391,84	25 045,26
<b>Subtotal</b>	<b>13 046,40</b>	<b>7 757,33</b>	<b>5 456,64</b>	<b>26 260,37</b>
<b>Gastos Financieros</b>				
Financieros BCIE No.2109-PH.Reventazón	1 396,62	3 360,50	4 668,90	9 426,02
Financieros BCIE No.2076-Ampl. Cachi	731,17	1 685,49	2 112,70	4 529,36
Financieros BID No.1908-CCLIP I Etapa	134,02	65,87	0,00	199,89
Financieros BID No.2747-CCLIP II Etapa	57,37	143,96	227,89	429,22
J.I.C.A. de Japón	0,00	73,89	184,65	258,54
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	0,00	124,88	424,82	549,70
Financiamiento no definido	0,00	0,00	504,53	504,53
<b>Subtotal</b>	<b>2 319,18</b>	<b>5 454,59</b>	<b>8 123,50</b>	<b>15 897,26</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>103 522,69</b>	<b>85 107,64</b>	<b>26 697,83</b>	<b>215 328,16</b>

Fuente: Elaboración ARESEP.

### iii. Capacidad de Ejecución Plan de Inversiones.

En lo que respecta a la capacidad de ejecución de las inversiones para el sistema de generación, de la tabla N° 6.1 "Resumen comparativo de Inversiones" (folio 67, tomo I), se extrae que el ICE tuvo los porcentajes de ejecución mostrados en el cuadro siguiente, durante el periodo 2011-2013:

**Cuadro # 6**  
**Detalle del porcentaje de ejecución de inversiones de obras generación según ICE**  
**(millones de colones y porcentajes)**

AÑO	Inversión estimada por ARESEP	Inversión Ejecutada por ICE	Porcentaje de Ejecución
2011	411 463,70	217 035,10	52,7%
2012	498 450,90	264 720,40	53,1%
2013	155 244, 80	117 301,90	75,6%

Fuente: Tabla No.6.1, Expediente ET-145-2014, folio 67.

Referente al porcentaje de ejecución del año 2011, se revisó la referencia citada por el ICE, determinándose que para el año 2011, el monto autorizado por la Autoridad Reguladora fue de 497 063,61 millones de colones, según la resolución 742-RCR-2011 del 16 de diciembre del, y no el monto que consigno el ICE en este estudio tarifario, por lo que el porcentaje de ejecución correcto para ese año es de 43,66% (folio 67, tomo I). Con esta corrección, los datos de la Intendencia de Energía (IE) son los siguientes: año 2009 = 79,8%, 2010 = 71,0%, 2011= 43,7%, 2012 = 53,1 y 2013 = 75,6%, para un promedio del periodo 2009-2013 de 64,6%:

**iv. Adición de activos del sistema de generación**

El ICE en su petición tarifaria, presentó un resumen de adición de activos para el período 2014 - 2016 (folios 1561 y 1639, Tomo IV), como se muestra en el cuadro siguiente.

**Cuadro # 7**  
**Resumen de la Adición de Activos-Solicitud ICE - (millones de colones)**

	AÑO			Total
	2014	2015	2016	Periodo
<b>Costo por programa</b>				
Hidro	-2 744,12	140 932,80	1001 140,11	1139 328,79
Térmico	1 128,72	1 188,00	0,00	2 316,72
Geotérmico	577,00	2 982,80	0,00	3 559,80
Eólico	0,00	45,00	0,00	45,00
Solar	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Subtotal</b>	<b>-1 038,40</b>	<b>145 148,60</b>	<b>1 001 140,11</b>	<b>1 145 250,31</b>
<b>Capitalizaciones Anuales</b>				
<b>Otros Activos para construcción</b>				
<b>Subtotal</b>	<b>1 022,05</b>	<b>137,00</b>	<b>67,00</b>	<b>1 226,05</b>
<b>Otros Activos en operación</b>				
<b>Subtotal</b>	<b>12 146,05</b>	<b>7 789,36</b>	<b>5 574,26</b>	<b>25 509,67</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>12 129,70</b>	<b>153 074,96</b>	<b>1 006 781,37</b>	<b>1 171 986,03</b>

Dentro de las justificaciones de adiciones que presenta el ICE se tienen las siguientes:

- La adición de activos corresponde a las obras en construcción que la entrar en operación pasa a formar parte del activo en el sistema de generación.
- En lo correspondiente a proyectos de generación, en el período de estudio, para el año 2015 se registran los proyectos Cachí II, modernización Río Macho y para el año 2016 P.H. Reventazón.
- En referencia al proyectos de mejoras al sistema, los centros de producción hidroeléctrica, Angostura, Arenal, Dengo, Garita, Pirrís, Cachí, Gatita, Sandillal, se esperan estar terminadas entre el período comprendido del 2015 al 2016.

- d) En lo que respecta a las inversiones en Otras Mejoras de Plantas y Mantenimientos Mayores de Plantas, así como de Otras Actividades, se adiciona anualmente el monto reflejado en el programa de inversiones.

Es importante mencionar que el ICE no justifica adecuadamente el saldo negativo de las adiciones del 2014 para las plantas hidroeléctricas, por lo que se le solicita al ICE brindar mayores detalles sobre los saldos negativos de este tipo.

Con base en los datos reales y proyecciones de inflación y tipo de cambio, utilizados por la Autoridad Reguladora, para los citados años, aplicables a los valores aportados por el ICE para sus cálculos tarifarios, se procedió a recalcular los montos de las adiciones de activos solicitados. También, se eliminó de la adición el monto correspondiente a la opción de compra del proyecto Peñas Blancas.

Asimismo, estas adiciones están afectadas por el porcentaje de ejecución de las inversiones reconocidas por la Autoridad Reguladora durante los últimos 5 años (64,6%, según se detalló anteriormente), por lo que las adiciones a considerar son las que se señalan en el cuadro siguiente:

**Cuadro # 8**  
**Resumen de la Adición de Activos-Criterio ARESEP**  
**(millones de colones)**

<b>Expansión del Sistema</b>	<b>AÑO</b>			<b>Total</b>
	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>Periodo</b>
<b>Costo por programa</b>				
Hidro	-1 763,59	89 156,90	613 119,45	700512,76
Térmico	0,00	751,55	0,00	751,55
Geotérmico	0,00	0,00	0,00	0,00
Eólico	0,00	28,47	0,00	28,47
Solar	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Subtotal</b>	<b>-1 763,59</b>	<b>89 936,92</b>	<b>613 119,45</b>	<b>701 292,78</b>
<b>Capitalizaciones Anuales</b>				
<b>Otros Activos para construcción</b>				
<b>Subtotal</b>	<b>656,85</b>	<b>86,67</b>	<b>41,89</b>	<b>785,41</b>
<b>Otros Activos en operación</b>				
<b>Subtotal</b>	<b>7 806,03</b>	<b>4 927,70</b>	<b>3 485,26</b>	<b>16 218,99</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>6 699,29</b>	<b>94 951,29</b>	<b>616 646,60</b>	<b>718 297,18</b>

Las inversiones consideradas por la Autoridad Reguladora para el sector de generación deben capitalizarse en el momento en que entren en operación, por lo que debe de existir una relación directa entre el planeamiento de las inversiones en generación y los montos de capitalización para cada año. Al efecto, el ICE debe ser más claro en las explicaciones relacionadas con el proceso de inversión y capitalización de sus proyectos, a fin de poder determinar con mayor claridad la inclusión de todos los proyectos en la base tarifaria.

El cuadro siguiente muestra el resumen consolidado de las inversiones y adiciones del Sistema de Generación de acuerdo con la petición del ICE.

**Cuadro # 9**  
**Instituto Costarricense de Electricidad**  
**Inversiones y adiciones totales solicitadas - ICE**  
**2013-2015**  
**(millones de colones)**

<b>Año</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>Total Período 2013-2015</b>
<b>Actividad</b>				
<b>INVERSIONES</b>	164 607,50	162 455,90	133 763,10	<b>460 828,50</b>
<b>ADICIONES</b>	12 129,70	153 074,96	1 006 781,37	<b>1 171 986,03</b>

Y el siguiente es el resumen consolidado de lo reconocido por esta Autoridad Reguladora.

**Cuadro # 10**  
**Inversiones y adiciones consideradas por la ARESEP**  
**2014-2016**  
**Millones de colones**

<b>Año</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>Total Período 2014-2016</b>
<b>Actividad</b>				
<b>INVERSIONES</b>	103 522,69	85 107,64	26 697, 83	<b>215 328,16</b>
<b>ADICIONES</b>	6 699,29	94 951,29	616 646,60	<b>718 297,18</b>

**v. Retiro de activos**

Para el activo fijo en operación en el periodo 2013-2015, el ICE previó retiros de activos productivos. En relación con los otros activos en operación, la ARESEP en la Resolución No. RRG-9367-2008 publicada en La Gaceta No. 12 del 19-01-2009, en el Por tanto VIII-h le indicó al ICE que:

- h. Debe implementar la metodología de retiros de activos, de manera que estos activos se incluyan (rebajando en los cálculos según la metodología vigente) en la revaluación de manera que no afecte el activo revaluado neto promedio utilizado en la determinación de la base tarifaria.

Sobre este requerimiento, posteriormente la misma Autoridad Reguladora en resolución No. RRG-9720-2009 del 03-04-2009, en el Por tanto I-1 resuelve:

1. *Conceder una prórroga al ICE, hasta el final del año 2009, para el cumplimiento de los requisitos establecidos en el Por Tanto VIII. incisos d, g. y h. de la resolución RRG-9367-2008.”*

*Tomando en cuenta lo anterior, el ICE adjunta en el Anexo N°9 el “Informe de Estimación Retiro de Activos Productivos 2014 – 2016”, folios 1568 al 1571, Tomo IV; que a continuación se detalla:*



<b>Total Otros activos para construcción</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total Otros activos en operación</b>	492,14	50,62	379,35	48,79	260,26	26,22	198,62	25,22
<b>Total Planta Generación</b>	<b>1</b> <b>467,98</b>	<b>2</b> <b>464,00</b>	<b>696,9</b> <b>4</b>	<b>1</b> <b>418,35</b>	<b>3</b> <b>946,71</b>	<b>3</b> <b>505,73</b>	<b>459,4</b> <b>8</b>	<b>2</b> <b>403,85</b>

d. *Retribución al capital*

Según la metodología tarifaria vigente, los ingresos de operación (precio promedio multiplicado por las cantidades vendidas de energía, más otros ingresos), deben ser iguales que la suma de los gastos tarifarios, más el rédito de desarrollo en términos monetarios; de tal modo que esta última variable determina en gran medida el nivel de las tarifas.

El ICE obtuvo, en primera instancia para el sistema de generación, un rédito para el desarrollo para el 2015 del 7,04% según el modelo WACC, sin embargo utilizaron en sus proyecciones financieras y tarifarias un rédito de 5,13%.

Para obtener una tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo que sirva como parámetro para esta fijación tarifaria, la Intendencia de Energía utilizó el modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC por sus siglas en inglés) y el Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM por sus siglas en inglés).

El primero de estos modelos indica que la tasa de rentabilidad de la empresa, se obtiene ponderando las tasas del costo del capital propio y del costo de la deuda. Este último se puede obtener, por ejemplo, como el costo marginal del endeudamiento (v.g. tasa de interés del último crédito obtenido); como el costo promedio ponderado de los diferentes préstamos que tiene la empresa o como la razón del costo de la deuda entre el pasivo promedio.

El Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM), utilizado para calcular el costo del capital propio, señala que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado con éste y pueden ser separados en dos grandes componentes: los relacionados con el mercado en su conjunto (riesgo sistemático) y los derivados de las inversiones específicas (riesgo específico). Este modelo es consistente con la política regulatoria que contempla como uno de sus objetivos básicos la sostenibilidad del servicio, dado que esto implica entre otras cosas, garantizar un rendimiento sobre el capital invertido que haga atractivas las inversiones en el sector, lo cual además es consistente con lo establecido en la Ley 7593 que regula los servicios públicos en nuestro país.

Para el cálculo del costo de capital del ICE se emplearon las siguientes fórmulas:

$$(1) r_{kp} = r_f + \beta (r_m - r_f) \quad (\text{modelo CAPM})$$

En donde:

$r_{kp}$  = Costo del capital propio

$r_m$  = Rendimiento de una cartera diversificada de acciones y

$r_f$  = Tasa libre de riesgo.

$r_m - r_f$  = Prima de riesgo.

$\beta$  = Mide la correlación entre los rendimientos de mercado y los de una inversión específica.

$$(2) r_k = r_d * (1-t) * D/A + r_{kp} * P/A \quad (\text{modelo WACC})$$

En donde:

$r_k$  = Costo de capital de la empresa

$r_d$  = Costo del endeudamiento

$r_{kp}$  = Costo del capital propio

$t$  = Tasa impositiva

$D$  = Valor de la deuda

$P$  = Valor del capital propio (KP) o patrimonio

$A$  = Valor total de los activos ( $D + P$ ).

Los valores y la fuente de información de cada variable del modelo son los siguientes:

- La tasa libre de riesgo ( $r_f$ ) fue obtenida como el promedio de los promedios mensuales de los últimos 12 meses de la tasa de interés de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América a 10 años plazo, con corte a diciembre del 2014 (2,54%). Se utilizó como fuente de información, la siguiente dirección electrónica: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.
- La Prima por riesgo (PR) ( $r_m - r_f$ ) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls>. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses, siendo éste de 5,21% con corte al mes de diciembre del 2014.
- El riesgo país ( $r_p$ ) no se considera en este caso, dado que al ser una empresa pública, creada para la prestación del servicio de suministro de electricidad, el riesgo país es irrelevante para la decisión de colocación del capital aportado para la prestación de este tipo de servicio público, pues las empresas no tienen la opción de colocar sus recursos en ningún otro país alternativo y consecuentemente, tampoco tienen la posibilidad de mover su capital.
- El valor de la beta ( $\beta$ ) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York, USA, según la página: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>. Su valor se estimó en 0,42 (beta desapalancada) correspondiente al dato de enero de 2015. Para su estimación se utilizó la clasificación denominada Industria Utility (General), en la cual se agrupa las empresas eléctricas más representativas del área, con lo cual se ajusta al sector que se está regulando.
- El valor del costo de la deuda ( $r_d$ ) se estimó en 6,41%, el cual se obtuvo de la ponderación de las tasas de interés de los pasivos de largo plazo que tiene el sistema de generación que presta el ICE.
- La tasa impositiva ( $t$ ) se supuso igual a cero (0) dado el acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999).

- El valor de los pasivos (D) es de ¢1 096 007 millones, el capital propio o patrimonio (P) es de ¢1 104 511 millones y el valor total de los activos (A) es de ¢2 200 518 millones, según la información de los Estados Financieros a setiembre del 2014 y reportes del ICE<sup>2</sup>.

Debido a que ya han pasado unos meses del 2015 y se calcula las nuevas tarifas para un periodo remanente de 10 meses del presente año, se considera que sólo debería permitirse lograr una retribución proporcional a este plazo, calculada según la siguiente fórmula:

$$(3) \quad rk_{2015} = rka + (rk - rka) * (n/12), \text{ ó}$$

$$(3i) \quad Rk_{2015} = rka * [(12-n)/12] + rk * (n/12)$$

En donde:

*Rk* = Rédito de desarrollo recomendado para el periodo 2015.

*rka* = Rédito de desarrollo actual o con tarifas vigentes para el periodo 2015.

*rk* = Costo del capital propio (modelo CAPM).

*n* = Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes durante el periodo 2015 (10 meses en este caso)<sup>3</sup>.

En los Estados Financiero del ICE por sistemas a setiembre del 2014, se visualizan unas pérdidas significativas por sistema, siendo en generación de ¢24 326 millones, transmisión de ¢29 653 millones, distribución de ¢8 809 millones y alumbrado público de ¢3 615 millones. El ICE mediante el documento enviado por correo electrónico del 5 de diciembre del 2014, justificó dichas cifras en una disminución del 3% en los ingresos de operación como resultado de una caída en las ventas a las empresas distribuidoras locales y al rechazo tarifario que debía entrar a regir para enero del 2014, lo cual redujo el excedente de operación en un 21% respecto al año anterior, además de las fluctuaciones cambiarias como resultado de la depreciación de colón respecto al dólar.

Dichas pérdidas son trasladadas al patrimonio de cada uno de los sistemas mencionados, afectando la reinversión de excedentes en el ICE, e incluso provocando un patrimonio negativo en el sistema de alumbrado público.

Ante lo anterior, es criterio de esta Intendencia que una empresa regulada no puede justificar una pérdida a causa de rechazo tarifario, y más aún cuando las razones del mismo han sido por su propia gestión (activos, inversiones y remuneraciones). De igual manera, es inaceptable que se le traslade a los usuarios vía tarifa, dichas pérdidas, y más cuando no se puede verificar y separar qué parte de esas pérdidas corresponden a erogaciones de costos y gastos imputables a las tarifas eléctricas, máxime si ésta atenta contra la capacidad de reinversión y descapitaliza poco a poco a la empresa.

<sup>2</sup> Los datos de deuda se obtuvieron del informe de tasa de rédito para el desarrollo presentado en agosto 2014 y que presenta datos de mayo 2014, lo anterior pues son los datos más recientes con la desagregación requerida para calcular de mejor modo el modelo. No se cuenta con un dato más reciente, y por lo tanto se realizan recomendaciones respecto de mantener dicha información actualizada mientras se mantenga el modelo actual para el cálculo de precios.

<sup>3</sup> Se supone que las nuevas tarifas entrarán a regir a partir del 1 de marzo del 2015, es decir estarán vigentes 10 meses del presente año.

A la luz de lo anterior, se procedió a no incorporar las pérdidas indicadas en el cálculo del rédito para el desarrollo, de tal manera que no afecte el instrumento.

Como resultado de lo anterior y con la información financiera disponible a setiembre del 2014, el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta el ICE es el siguiente:

**Cuadro # 13**  
**Instituto Costarricense de Electricidad**  
**Réditos de Desarrollo**

Sistemas del ICE	Estimación ICE		Estimación ARESEP		
	Costo promedio ponderado del capital WACC obtenido	Costo promedio ponderado del capital WACC aplicado	Costo de capital propio CAPM	Costo promedio ponderado del capital WACC	Ajustado por plazo*
Sistema de generación	7,04%	5,13%	6,89%	6,65%	6,02%
Sistema de transmisión	7,24%	2,80%	8,06%	6,82%	5,94%**
Sistema de distribución	6,25%	4,73%	6,06%	5,81%	5,65%
Sistema de alumbrado público	8,78%	8,78%	10,96%	7,24%	7,11%

**Nota:**  
El cálculo del WACC por ARESEP no incluye las pérdidas reportadas por el ICE en el patrimonio, dada la escasa información aportada por la regulada.  
\* Se utiliza el rédito ajustado dado que se espera que las tarifas tengan una vigencia cercana a los 10 meses.  
\*\* Finalmente se ajustó en 5,52: por el proceso que posteriormente se detalla.

En el caso del Sistema de Transmisión se consideró en los cálculos tarifarios el criterio de un rédito tal que le generará al ICE unos ingresos adicionales en este sistema, iguales a los que el ICE planteó en su solicitud tarifaria. Lo anterior por cuanto, el planteamiento del ICE implicaría incrementar en 3,21pp el rédito con tarifas vigentes, mientras que si se utiliza el WACC calculado por la Aresep, ese incremento sería de 4,38pp, lo que lo hace desproporcionado. Así las cosas, el monto a reconocer es aquel que le genere la misma cantidad de ingresos adicionales al ICE que éste solicitó.

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital del ICE generación (modelo WACC) es de 6,65% y el costo del capital propio es de 6,89%, al tiempo que se recomienda para el servicio de generación de electricidad un costo ponderado de capital ajustado de 6,02% (ver anexo # 3).

*e. Cálculo de la base tarifaria*

Se utilizó la metodología seguida en anteriores estudios tarifarios, actualizando el valor de la base tarifaria (activo revaluado neto promedio) revaluando los saldos preexistentes por medio de índices, sumando las adiciones de activos del periodo y restando los retiros correspondientes; además de aplicar la depreciación de cada periodo de acuerdo con las tasas de depreciación aprobadas para cada tipo de activo.

Los saldos iniciales se tomaron de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre del 2013, remitidos por el ICE a la ARESEP por medio del oficio 0078-0588-2013 del 4 de junio del 2014. Estos saldos coinciden con los reportados en el informe de revaluación de activos del período 2013 (oficio 5407-132-2014 del 26/5/2014) excepto en lo correspondiente a los activos en operación del Sistema de Transmisión, que presentan una diferencia de aproximadamente ¢ 14 042 millones.

Las tasas de depreciación fueron tomadas del acuerdo correspondiente al artículo III de la Sesión Ordinaria 2527-89 de la Junta Directiva del anterior Servicio Nacional de Electricidad (SNE), según oficio 750-JD-89 del 2

de junio de 1989; de igual fuente son los correspondientes valores de rescate de los diferentes tipos de activos. Para los casos de activos no contemplados en este acuerdo del SNE, se utilizaron los porcentajes aportados por el ICE.

En el caso de las tasas de depreciación de los Otros Activos en Operación, al igual que el ICE, los cálculos de la ARESEP fueron realizados tomando los promedios por tipo de activo, según la estructura de estos al 31 de diciembre de 2013. Sin embargo, las ponderaciones fueron corregidas para tomar en cuenta solo los activos que sí son sujetos a revaluación y depreciación.

Los porcentajes de los componentes interno y externo corresponden a la actualización más reciente, según el oficio 5407-129-2014 del ICE del 22 de mayo de 2014 (el oficio dice erróneamente 2013). El en caso de la Generación Solar se tomó el porcentaje incluido en el desarrollo de los cálculos y no en el resumen, debido a la inconsistencia presentada en los datos aportados por el ICE.

Mediante el Por Tanto V.1 de la Resolución RIE-102-2013 del 28 de noviembre del 2013, se le indicó al ICE que debía presentar un levantamiento de activos que refleje el saldo ajustado, deduciendo el retiro de activos, incluyendo un informe de auditoría cuyo alcance refleje la verificación de los ajustes y saldos de los activos en los estados financieros. Este ajuste es presentado en los saldos aportados por el ICE y la Intendencia los tomó en cuenta en sus cálculos para todos los años del periodo analizado.

**i. Saldos iniciales:**

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

**Cuadro # 14**  
**ICE – Estados Financieros Auditados**  
**Saldos de las Cuentas de Activos al 31/12/2013**  
**Millones de colones**

Cuentas / Sistema	Activo al costo	Activo revaluado	Deprec. acum. al costo	Deprec. acum. revaluada	Total Activo Revaluado Neto
<b>Activos en Operación</b>	1.378.604	2.106.773	288.978	1.252.130	1.944.269
Planta de Generación	850.409	1.579.755	160.107	894.365	1.375.692
Planta de Transmisión	320.505	269.968	61.398	186.246	342.829
Planta de Distribución	202.559	252.538	65.274	167.221	222.602
Planta de Alumbrado Público	5.131	4.512	2.199	4.298	3.146
<b>Otros Activos en Operación</b>	287.845	66.329	160.286	43.431	150.457
Planta de Generación	149.472	27.284	80.894	18.762	77.100
Planta de Transmisión	80.195	19.349	45.898	12.117	41.529
Planta de Distribución	56.603	18.859	32.261	12.006	31.195
Planta de Alumbrado Público	1.575	837	1.233	546	633
<b>Total Activos en Operación</b>	1.666.449	2.173.102	449.264	1.295.561	2.094.726
Planta de Generación	999.881	1.607.039	241.001	913.127	1.452.792
Planta de Transmisión	400.700	289.317	107.296	198.363	384.358
Planta de Distribución	259.162	271.397	97.535	179.227	253.797
Planta de Alumbrado Público	6.706	5.349	3.432	4.844	3.779

**Fuente:** Elaboración propia con base en los Estados Financieros Auditados del ICE a diciembre del 2014. Oficio 0078-0588-2014, del 04/06/2014.

Estos constituyen los saldos iniciales de la revaluación de activos, los cuales son ajustados, para eliminar los montos de los activos que no son sujetos a revaluación y a depreciación, según la información reportada por el ICE. Estos montos son los siguientes:

**Cuadro # 15**  
**ICE - Electricidad**  
**Montos de las cuentas de activos no sujetos a revaluación y depreciación al 31/12/2013**  
**Millones de colones**

Cuentas / Sistema	Activo al costo	Activo revaluado	Deprec. acum. al costo	Deprec. acum. revaluada	Total Activo Revaluado Neto
<b>Activos en Operación</b>	34.117	82.715	15.827	76.143	24.862
Planta de Generación	19.899	43.825	5.633	38.935	19.156
Planta de Transmisión	11.198	35.095	8.283	34.219	3.791
Planta de Distribución	2.801	3.203	1.716	2.401	1.887
Planta de Alumbrado Público	219	592	195	588	28
<b>Otros Activos en Operación</b>	92.575	18.051	74.113	17.385	19.128
Planta de Generación	61.276	11.110	42.566	10.253	19.567
Planta de Transmisión	11.115	3.068	14.458	3.371	- 3.646
Planta de Distribución	18.885	3.643	16.076	3.550	2.902
Planta de Alumbrado Público	1.299	230	1.013	211	305
<b>Total Activos en Operación</b>	126.692	100.766	89.940	93.528	43.990
Planta de Generación	81.175	54.935	48.199	49.188	38.723
Planta de Transmisión	22.313	38.163	22.741	37.590	145
Planta de Distribución	21.686	6.846	17.792	5.951	4.789
Planta de Alumbrado Público	1.518	822	1.208	799	333

**ii. Adiciones y retiros**

Las adiciones de activos y retiros 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.

**iii. Cálculo del activo fijo neto revaluado**

El presente apartado se realiza el cálculo de la base tarifaria, los siguientes son los criterios generales para realizar el cálculo:

- Se partió de los saldos iniciales a diciembre del 2013, según Estados Financieros Auditados a esa fecha. Estos saldos coinciden con los empleados por el ICE, según lo comentado anteriormente.
- Los parámetros económicos utilizados son los resumidos en la sección de parámetros de este informe, y se encuentran actualizados con respecto a los utilizados por el ICE en sus proyecciones.
- Se utilizaron las tasas de depreciación vigentes aprobadas por el SNE en su momento, según se detalló anteriormente.

- *Los porcentajes de componentes interno y externo se tomaron del último estudio efectuado por el ICE para este efecto.*

*Además, de la revisión efectuada a los activos que integran la base tarifaria, detallados en la propuesta del actual estudio tarifario por parte del ICE, se determinó la necesidad de aplicar ajustes. Las razones de esta variación se encuentran principalmente en los siguientes rubros:*

- *El ICE calcula la tasa de depreciación promedio de los “Otros Activos de Operación” ponderando las tasas de depreciación de cada tipo de activo dentro de cada subcuenta (v.g. equipo de transporte). Como ponderador utiliza el valor de los activos (al costo más revaluado), más el valor de los activos no sujetos a depreciación (al costo más revaluado). Estos ponderadores no se consideran adecuados debido a que no es correcto sumar los activos totales con los activos no sujetos a depreciación, pues los primeros ya incluyen a los segundos. Lo correcto es deducir los activos no sujetos a depreciación, pues la tasa que se obtendría se aplicaría a los activos totales menos los no sujetos a depreciación.*
- *Según los requerimientos de la ARESEP, el ICE presentó el cálculo de “Otros Activos en Operación”, separado en activos de Construcción (Inversión) y de Operación. El cálculo de la revaluación y de la depreciación se realizó tomando en cuenta esta distribución para cada Sistema.*
- *Para el cálculo de la Gasto por Depreciación no se tomó en cuenta la parte de los Otros Activos en Operación que corresponde a “Construcción” o “Inversión”.*
- *Finalmente, la revaluación de activos se calculó partiendo de los saldos auditados al 31 de diciembre del 2013, a este total se aplicó el respectivo índice de revaluación, calculado con base en la metodología aprobada por ARESEP, utilizando el índice de revaluación obtenido para cada tipo de activo y tomando en cuenta los parámetros macroeconómicos señalados en el presente informe, calculado con base en el componente local y externo de cada tipo de activo.*

*Los porcentajes de revaluación aplicados en cada partida de activo y año son los siguientes:*

**Cuadro # 16**  
**ICE - Electricidad**  
**Porcentajes de Revaluación de Activos**  
**2014-2015**

Cuentas	2014	2015
<b>Sistema de Generación</b>		
Generación hidráulica	8,19%	2,51%
Generación térmica	7,68%	2,76%
Generación geotérmica	7,42%	2,88%
Generación eólica	8,01%	2,60%
Generación solar	6,16%	3,50%
<b>Sistema de Transmisión</b>		
Subestaciones	7,32%	2,93%
Líneas de transmisión	5,92%	3,61%
Equipo de control y comunicación	7,32%	2,93%
<b>Sistema de Distribución</b>		
Líneas de distribución	7,41%	2,89%
Generación solar	6,16%	3,50%
Generación microcentrales hidráulicas	8,19%	2,51%
<b>Sistema de Alumbrado Público</b>		
Alumbrado público	7,82%	2,69%
<b>Otros activos en Operación</b>		
1-Terrenos	5,13%	4,00%
2-Vías de comunicación terrestre	5,13%	4,00%
3-Edificios	5,13%	4,00%
4-Maquinaria y equipo para la producción	5,92%	3,62%
5-Equipo para construcción	5,92%	3,62%
6-Equipo de transporte	5,92%	3,62%
7-Equipo de comunicación	5,92%	3,62%
8-Mobiliario y equipo de oficina	5,92%	3,62%
9-Equipo y programas de cómputo	5,92%	3,62%
10-Equipo sanitario, de laboratorio e investigación	5,92%	3,62%
11-Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativo	5,92%	3,62%
12-Maquinaria y equipo diverso	5,92%	3,62%
13-Maquinario y equipo de mantenimiento	5,92%	3,62%
14-Equipo para fotografía, video y publicaciones	5,92%	3,62%
15-Semovientes	5,13%	4,00%

*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, según el siguiente detalle:*

**Cuadro # 17**  
**Sistema de Generación, ICE**  
**Detalle del activo neto en operación promedio - Cálculo IE**  
**2013-2015**  
**(millones de colones)**

SISTEMA DE GENERACIÓN	2013	2014	2015
Activos en Operación	1,375,692.0	1,425,396.1	1,487,217.1
Activo al Costo	850,409.0	847,669.6	933,920.0
Activo Revaluado	1,579,755.0	1,766,281.0	1,829,080.2
Depreciación al Costo	160,107.0	179,355.4	199,600.5
Depreciación Revaluada	894,365.0	1,009,199.1	1,076,182.6
Otros Activos en Operación	77,100.0	70,880.0	57,676.6
Activo al Costo	149,472.0	157,442.7	162,196.9
Activo Revaluado	27,284.0	33,195.0	37,527.3
Depreciación al Costo	80,894.0	96,899.0	114,336.8
Depreciación Revaluada	18,762.0	22,858.7	27,710.7
Activo Total Reval. Neto	1,452,792.0	1,496,276.1	1,544,893.8
<b>Activo Neto Reval. Promedio</b>		<b>1,474,534.1</b>	<b>1,520,584.9</b>

*Fuente: Estados Financieros Auditados, Diciembre 2013 y Elaboración propia IE.*

**iv. 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 2011, 2012 y 2013. 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 37,56 días, el detalle de estos cálculos se muestra en el siguiente cuadro.*

**Cuadro # 18**  
**ICE - Sistema de Generación**  
**Calculo del Período Medio de Cobro**  
**(Millones de colones y días)**

CONCEPTO	2011	2012	2013	PROMEDIO 2011-2013
Cuentas por Cobrar	29,346	23,945	21,483	24,925
Ventas de Energía	243,018	241,677	298,451	261,049
Rotación de Cuentas por Cobrar	0.12	0.10	0.07	0.10
Período Medio de Cobro	43.47	35.67	25.91	34.37

**Fuente:** Elaboración propia con base en Estados Financieros Auditados 2011 a 2013.

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, tal y como se muestra a continuación:

**Cuadro # 19**  
**ICE - Sistema de Generación**  
**Cálculo de Capital de Trabajo 2014 y 2015**  
**(Millones de colones y días)**

CONCEPTO	2014	2015
Total de costos de operación	315 676	326 025
Menos: Gastos por depreciación y absorción de partidas amortizables	58 740	65 385
Costos que implican erogación de efectivo	256 937	260 640
Costos diarios	714	724
Periodo medio de cobro	34,37	34,37
<b>Capital de Trabajo</b>	<b>24 532</b>	<b>24 886</b>

El capital de trabajo contemplado en los cálculos es de ¢ 24 532 y ¢24 886 millones para los años 2014 y 2015 respectivamente.

**v. Base tarifaria:**

Según la metodología tarifaria que se utiliza para calcular las tarifas eléctricas del ICE, la base tarifaria se calcula como la suma del activo fijo neto en operación promedio (AFNOR), más el correspondiente capital de trabajo de la empresa o actividad. En el siguiente cuadro se detalla la base tarifaria para los años 2014 y 2015.

**Cuadro # 20**  
**ICE - Sistema de Generación**  
**Cálculo de la Base Tarifaria 2014 y 2015**  
**(Millones de colones)**

	2014	2015
Activo Neto Reval. Promedio	1 474 534	1 520 585
Capital de Trabajo	24 532	24 886
<b>Base Tarifaria</b>	<b>1 499 066</b>	<b>1 545 471</b>

**vi. Gasto por depreciación**

*El gasto por depreciación se ha estimado con base en los resultados de la revaluación de activos y el cálculo de la base tarifaria. Para esto se han estimado los saldos de cada tipo de cuenta de activo (deduciendo los activos no sujetos a depreciación y revaluación y los retiros del periodo) y multiplicado por las tasas de depreciación aprobadas por el ente regulador. En el caso de los “Otros Activos en Operación”, no se han tomado en cuenta los activos dedicados a la actividad de inversión.*

*Los gastos estimados son de ¢ 58 256 y ¢ 64 833 millones para los años 2014 y 2015 respectivamente.*

**f. Análisis financiero**

**i. Criterios generales 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 2014 y 2015, se tomó como año base el 2013, 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 (2013 y 2014), estos 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 5,31% (para los meses de junio a diciembre 2014), 4,52% y 3,38% para los periodos 2014 y 2015, respectivamente.*
- *Los tipos de cambio utilizados son de ¢543,91 y ¢545,51 por US\$ para los periodos 2014 y 2015, 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 que permitiera validar la justificación del gasto incurrido.*
- *Cabe señalar, que mediante nota 1579-IE-2014, en los puntos 27 y 28, entre otros, 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 proyectaron los salarios de los ejercicios 2014 y 2015, a partir de las erogaciones incurridas por ese concepto para el periodo 2013, considerando como aumento máximo los decretos del poder ejecutivo que corresponden a un 0,43% y 4,00% para el primer y segundo semestre del 2014, respectivamente y la inflación para el año 2015, aunado al ajuste pendiente en la categoría de profesionales, para un total de 4,14% en ese periodo.
  - ✓ Se contemplaron los siguientes porcentajes 8,33%, 8,19%, 9,25%, 0,50%, 1,50%, 5,00%, 0,50%, y 4,92%, 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”, 36 “Aporte patronal al FCL” y 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos”, respectivamente.
  - ✓ En el caso del Objeto de gasto No. 34 “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS” se consideró el porcentaje de 5,08% a partir del año 2015, según la modificación al reglamento de la Caja Costarricense del Seguro Social (CCSS).
  - ✓ No se incluyó en el análisis los traslados y reasignaciones, ya que el ICE remitió información parcial, específicamente el dato de “los años en servicio (anualidades)”, omitiendo el efecto de estas modificaciones sobre las demás partidas de remuneraciones, pese a que esto forma parte del requerimiento N° 17 del oficio 1579-IE-2014. Ejemplo: salario base y disponibilidad laboral.
  - ✓ La entidad indicó que no hubo contrataciones para los periodos en estudio, excepto para los proyectos P.H. Reventazón y P.G. Miravalles III.
- Para el caso específico de las cuentas denominadas “contables”, se consideraron las cifras justificadas del periodo 2013, aunado al crecimiento que éstas presentan en los años 2014 y 2015, utilizando como parámetro de referencia los indicadores y criterios generales de proyección.
- La partida denominada “Gobierno Digital” se proyectó considerando el promedio del año 2014, tal como se describe a continuación:
  - ✓ Al dividir entre cinco el dato que refleja el periodo enero a mayo 2014 (promedio mensual de las cifras reales), éste se multiplicó por siete para obtener la proyección de junio a diciembre 2014. La sumatoria de ambos periodos forman la base de proyección para el año 2015.

La aplicación de este criterio se originó al no lograr verificar las cifras correspondientes al año 2013 para cada una de las cuentas (sin que éstas se afecten por ajustes de otros periodos). Esto por cuanto la nota N° 20 de los estados financieros auditados “ICE-Sector Electricidad, el cual incluye las cifras financieras de los Sistemas: Generación, Transmisión, Distribución, Alumbrado Público y Servicios No Regulados”, refiere a los ajustes retrospectivos, citados a continuación:

*“Durante el año terminado al 31 de diciembre de 2013, las cifras correspondientes al 31 de diciembre de 2012 y por el año terminado en esa fecha, fueron reestructuradas debido a varios ajustes con efecto retroactivo y a cambios en las políticas contables (...)*

*(5) Reclasificación costos de Gobierno Digital*

*Ajuste por reclasificación en cuenta de gastos relacionado con la asignación de costos del proyecto Gobierno Digital, originados por la utilización del servicio de Merlink que no se registraron en el periodo 2012.”*

- *No se consideró la justificación de la partida 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.”*

*Un extracto de la nota que emiten los funcionarios de KPMG en su estudio, indica:*

*“Si bien en el requerimiento 3.7 se concluye que no se realizan estimaciones para obsolescencia de inventarios en los proyectos de Electricidad, hemos hecho una revisión sobre la base de datos auxiliar suministrada mediante requerimiento 3.1, y nos surge la duda de si lo indicado en la nota 4010-94-2014 es razonable en las circunstancias actuales, esto fundamentado en que existen al 31 de diciembre de 2013, ciertos inventarios clasificados como de “Rotación Nula” con fechas de adquisición y fechas de últimos movimientos antiguas (que van desde 1990 al 2011), inclusive hay inventarios bajo esta clasificación que no incluyen fecha de última entrada ni fecha de última salida.*

*En el archivo adjunto te muestro el extracto de estas situaciones identificadas y hacemos la solicitud de que esta situación sea valorada por las áreas técnicas y financieras del Sector, con el fin de determinar si procede en este caso el registro de dicha estimación.” Folio (respuesta punto 12).*

*De conformidad a lo expuesto por la firma, la sugerencia se sometió a valoración de los funcionarios del ICE (desde el punto de vista técnico y financiero). Cabe señalar, que de acuerdo a la naturaleza de los inventarios del sector eléctrico, es usual poseer inventarios con mayor antigüedad, ya que éstos se mantienen en función de los activos que deberán ser reemplazados, o mantenidos para dar continuidad a su operación y en algunos casos la tecnología de estos no es actualizada a las condiciones actuales. Sin embargo, pese a que éste no corresponda a la tecnología más reciente, es deber del regulado garantizar la continuidad del servicio, incluso si eso conlleva almacenar los equipos por un periodo prolongado.*

*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 una vez que se comprueba su obsolescencia o daño, este se procesará conforme al procedimiento de la institución y se demostrará su destrucción, a efectos de incorporar el costo en las tarifas eléctricas.*

*Además, es importante que la entidad realice un adecuado manejo de los inventarios, en observancia de la opinión emitida en el informe de auditores, específicamente en su “base para la opinión calificada”, que indica:*

*“(…) las cuentas “material en tránsito para inversión” y “material en tránsito para operación”, que corresponden a partidas de inventarios en tránsito con una antigüedad superior a un año, por un monto de ¢55 685 millones, sobre los cuales no fue posible obtener la documentación de soporte respectiva, ni aplicar otros procedimientos alternativos de auditoría que nos permitieran concluir sobre la existencia, exactitud y adecuada presentación de esos inventarios en tránsito al 31 de diciembre del 2013”.*

- *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.*

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

- **Ingresos por venta de energía, ventas entre sistemas e ingresos de exportación**

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

- **Compras de energía**

*Para la estimación de esta cuenta la Autoridad Reguladora estimó que la generación privada en el año 2015 será de 2 061,1 GWh, mientras que el ICE estimó una producción de 2 082,6 GWh para ese mismo periodo, lo que representa una diferencia del -1,03%.*

*La estimación en unidades físicas se realizó conforme a la metodología establecida por Aresep, esta se encuentra disponible en el apartado de “Mercado” incluido en este documento; la estimación en unidades monetarias, mostró que el gasto en la compra de energía a estos generadores será por el monto de ¢77 293,3 millones, lo que representa una diferencia del -20,2% respecto a lo estimado por el ICE (¢96 911,9 millones).*

*La metodología seguida por esta Intendencia corresponde a la estimación del precio promedio y se describe seguidamente: se consideró la información real de cuatro ejercicios, específicamente los datos en unidades físicas (kWh) y unidades monetarias (colones) de los años 2010 al 2013, a partir de esta información se evidenció que el precio promedio (¢37,4) no varió significativamente a lo largo del periodo, éste último es un insumo para el cálculo de la estimación del gasto en compras a generadores privados.*

*Por su parte el ICE estimó los precios promedio para el 2015, tal como se muestra a continuación: ¢40,3/kWh, ¢36,1/kWh, ¢49,6/kWh y ¢50,2/kWh para los proyectos hidroeléctricos, eólicos, biomásicos y los BOT's, respectivamente. Las diferencias entre los datos estimados por el ICE y Aresep se originan principalmente por la valuación del tipo de cambio, por ejemplo, para los meses de agosto a diciembre del 2015, ese Instituto utilizó valores por encima de los ¢580 por cada dólar.*

*Es importante mencionar que la variable “tipo de cambio” es impredecible dada la actual coyuntura económica, la incertidumbre acerca de su comportamiento futuro es mayor al no disponer de datos*

proyectados, esto debido a que el Banco Central de Costa Rica (ente emisor del “Programa Macroeconómico” a nivel nacional) publica únicamente la información histórica de esta variable.

A continuación se muestra un cuadro con la información de generación privada en unidades físicas y monetarias (colones) para los periodos 2013, 2014 y 2015:

**Cuadro # 21**  
**Generación privada**  
**(en millones de colones)**

<b>Año</b>	<b>GWh</b>	<b>Colones</b>
2013	1 399,1	51 073,7
2014	1 717,5	65 586,5
2015	2 061,5	77 293,3

**Nota:** Los datos del año 2015 corresponden a estimaciones.

**Fuente:** Elaboración propia, Intendencia de Energía.

Para las estimaciones del año 2015, se utilizó la información de los años 2013 y 2014, éste último contempla el dato en unidades físicas por el periodo completo y las unidades monetarias que comprenden los datos históricos al mes de noviembre y la estimación del mes de diciembre de ese año.

Según el cuadro anterior, la generación privada (GWh) presentó incrementos del 22,75% y 20,03%, para los periodos (2013-2014) y (2014-2015), respectivamente. En términos monetarios la variación asciende a un 28,42% y 17,85%, en el mismo orden citado.

- **Gastos de operación y mantenimiento:**
- ✓ Al conciliar la cuenta de operación y mantenimiento con los estados financieros auditados del año 2013, se observó que éstos últimos incluyen una porción del cargo por concepto de “combustibles y lubricantes para generación”; cabe mencionar, que esto no alteró la proyección de los gastos, ya que el dato de la petición tarifaria no incorporó ese rubro. Esto se muestra en el cuadro a continuación:

**Cuadro # 22**  
**Conciliación de los gastos de operación y mantenimiento**  
**(en millones de colones)**

<b>Detalle (Año 2013)</b>	<b>EFA**</b>	<b>Estudio</b>
O&M Cuenta N°910	41.011,7	46.747,8
O&M Cuenta N°911	13.318,9	
Comercialización Cta. 945	502,6	503,1
<b>Sub Total OM&amp;C *</b>	<b>54.833,2</b>	<b>47.250,9</b>
<b>Otras cuentas</b>		
Absorción de partidas amortizables	9,2	9,2

Seguros	7.218,1	7.218,3
Depreciación otros activos en operación	1.211,7	1.211,9
Canon de regulación eléctrica	161,9	161,9
Canon de regulación de agua	1.356,5	1.356,5
Combustibles y lubricantes para generación térmica	121.788,0	129.370,8
Alquiler operativo (cuota)	57.553,4	57.553,4
<b>Total</b>	<b>244.132,0</b>	<b>244.132,9</b>

**Notas:**

\* Los estados financieros auditados incluyen en OM&C el monto de €7 583 millones por concepto de combustibles.

\*\*EFA es la nomenclatura que corresponde a los estados financieros auditados del ICE.

**Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.**

- ✓ 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.

En lo que respecta a los gastos de salarios correspondientes al Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, se indica que éstos se incorporan en tarifas, ya que se requiere capacitar al personal antes de la entrada en operación del proyecto; sin embargo, una vez que la planta entre a operar y producir, los gastos de su operación y mantenimiento se tratarán según lo convenido en los contratos de fideicomiso y arrendamiento, que se citan a continuación:

Contrato de fideicomiso UNO P.H. Reventazón:

*“Clausula 8: Deberes del fiduciario*

*(...) 8.24 Deberá adquirir y realizar los pagos correspondientes en nombre del Fideicomiso por los bienes y servicios que demanda el desarrollo, financiamiento, construcción, arrendamiento, operación y mantenimiento del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, todo de conformidad con el Reglamento de Adquisiciones de Bienes y Servicios del Fideicomiso y los Documentos de la Transacción.”*

Contrato de arrendamiento primario “Planta Hidroeléctrica Reventazón:

*“Clausula 3: Cuota de Arrendamiento*

*(...) 3.2.2 El componente adicional de cada Cuota Semestral del Arrendamiento (en adelante el “Componente Adicional de la Cuota Semestral del Arrendamiento”) es, para cada Fecha de Cálculo del Arrendamiento, igual al Monto Programado de Gastos Operativos del Fideicomiso correspondiente al Periodo del Arrendamiento inmediatamente posterior a tal Fecha de Cálculo del Arrendamiento.”*

- ✓ La conciliación de salarios del año 2013 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 presentó la documentación de respaldo de las partidas objeto de gasto N° 110 "Mantenimiento de vías de comunicación" y 164 "Repuestos y accesorios", registradas en la fuente "hidro", N° 112 "Mantenimiento y reparación de maquinaria y equipo", 141 "Combustibles y lubricantes", 154 "Materiales y productos metálicos" y 164 "Repuestos y accesorios", en la fuente "térmico", N° 83 "Servicios de ingeniería", 112 "Mantenimiento y reparación de maquinaria y equipo", 141 "Combustibles y lubricantes" y 154 "Materiales y productos metálicos", en la fuente "geotérmico" y N° 112 "Mantenimiento y reparación de maquinaria y equipo", 157 "Materiales y productos eléctricos, telefónicos y de cómputo" y 164 "Repuestos y accesorios" en la fuente "eólico". Por esta razón no se proyectó variación de las mismas.*
- ✓ *Las partidas de "contables" se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general, los datos del periodo 2015, difieren respecto a las cifras del ICE, principalmente en las partidas objeto de gasto N° 863 "Utilización comunicación y colaboración (d.i.c.)", 869 "Utilización CST recurso geotérmico", 879 "Utilización CST maquinaria y equipo talleres cebadilla", 880 "Utilización CST maquinaria y equipo talleres miravalles", 899 "Utilización C.S. Gestión Ambiental TORO", 917 "Utilización C.S. Gestión de Servicios Públicos" y 930 "Utilización de Centros de Servicio DTSI Administrar Contratos".*
- ✓ *Se excluyó de la proyección las partidas objeto de gasto con saldos negativos.*
- ✓ *En el año 2015 se incluyó en las tarifas el monto de ¢58 680,0 por concepto de gastos de operación y mantenimiento, de los cuales ¢12 201,37 corresponden a gastos no recurrentes.*

- **Gastos comercialización**

- ✓ *Los gastos de comercialización incluidos en las tarifas del sistema de generación corresponden al monto de ¢475,2 millones, la diferencia respecto a lo solicitado por el ICE se origina al aplicar los criterios generales en el rubro de remuneraciones.*

- **Estudios Preliminares**

- ✓ *La cuenta denominada "prestaciones legales" presentó un incremento de enero a mayo del 2014, éste se justificó con el pago de prestaciones a una funcionaria que se acogió a la movilidad laboral voluntaria, por un monto de ¢41,44 millones, este dato no se proyectó por corresponder a un gasto de naturaleza no recurrente.*
- ✓ *La justificación de las partidas N° 868 "Utilización CST diseño" y 870 "Utilización CST estudios básicos de ingeniería", muestra cuadros que citan las ordenes de servicio, pero sin cuantificar; además, la carencia de información imposibilita determinar su recurrencia, por este motivo se aplicó lo descrito en los criterios generales.*
- ✓ *Los gastos preliminares incluidos en el cálculo de la tarifa del sistema de generación ascienden a ¢6 511,1 millones para el ejercicio 2015.*

- **Gastos de lubricantes**

- ✓ *El gasto de combustibles incluidos en el cálculo de la tarifa del sistema de generación corresponde al monto de ¢480,9 millones para el año 2015, este dato se obtuvo de los cálculos del ICE.*

- **Gastos complementarios de operación**

- ✓ *La entidad no presentó la documentación de respaldo de las partidas objeto de gasto N° 53 “alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario”, 95 “Viáticos dentro del país” y 150 “Alimentos y bebidas”, por lo que no se incluyó variación en la proyección de estas cuentas.*
- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general, los datos del periodo 2015 difieren respecto a las cifras del ICE, principalmente en las siguientes partidas objeto de gasto N° 852 “Aplicación costos gestión productiva a obras”, 868 “Utilización CST diseño” y 874 “Utilización CST – centro de apoyo a proyectos (CAP)”.*
- ✓ *Se excluyó de la proyección, las partidas objeto de gasto con saldos negativos.*
- ✓ *En el año 2015 se incluyó en las tarifas el monto de ¢1 244,0 por concepto de gastos complementarios de operación y mantenimiento.*

- **Servicio de regulación**

- ✓ *El canon asignado al sistema de generación corresponde a la suma de ¢376,5 millones, estimado al aplicar un 27%, sobre el canon del periodo 2015, publicado en La Gaceta del 20 de octubre del 2014 (Alcance 57). 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**

- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general, los datos del periodo 2015 difieren respecto a las cifras la empresa, principalmente en las siguientes partidas objeto de gasto N° 863 “Utilización comunicación y colaboración (d.i.c.)” y 864 “Utilización solución tecnológica al negocio (d.i.c.)”.*
- ✓ *En el año 2015 se incluyó en las tarifas el monto de ¢1 244,0 por concepto de gastos administrativos.*

- **Seguros**

- ✓ *El ICE presentó un incremento en el valor asegurable de los Proyectos Hidroeléctrico Río Macho y Cachi, por las sumas de \$225,29 y \$128,40 millones, o ¢145 006,43 y ¢84 519,44 millones, respectivamente; estas cifras no son comparables entre sí (tomando de referencia el tipo de cambio para el periodo 2015).*
- ✓ *En el archivo electrónico “adiciones 2014\_2016.xls”, específicamente los cuadros No. 15 y Cuadro No. 16, muestran los saldos a capitalizar en el periodo 2015 que corresponden a los montos de ¢29 233,37 y ¢107 643,13 millones, de los Proyectos Hidroeléctricos Río Macho y Cachi, respectivamente.*
- ✓ *Para efectos del aumento en el valor asegurable, se consideró el monto a capitalizar en el periodo 2015, de acuerdo a la cifra que muestra la adición de activos de los Proyectos Hidroeléctricos Río Macho y Cachi. Asimismo, se agregó el monto de \$3,75 millones correspondiente a 5 transformadores, para efectos de conversión se utilizó el tipo de cambio que refiere los criterios generales de proyección.*

- ✓ El monto por concepto de “seguros” asignado al sistema de generación asciende a ¢8 890,4 millones.
  
- **Depreciación activos en operación**
- ✓ El monto incluido en las tarifas del sistema de generación por concepto de “depreciación de activos en operación” corresponde a ¢60 219,0 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.
  
- **Depreciación otros activos en operación**
- ✓ En el año 2015, se incluyó en las tarifas del sistema de generación el monto de ¢4 614,0 millones por concepto de “depreciación de otros activos en operación”, 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 no demostró la existencia de diferencias respecto a los cálculos presentados por el petente. Siendo el monto incluido en el cálculo de ¢552,1 millones.
  
- **Alquileres operativos de instalaciones**
- ✓ El ICE incluyó en el arrendamiento de Pailas, el costo de la cuota, identificando la porción que corresponde al mantenimiento de la planta, para éste último la entidad calculó el monto de \$2 500 000, aplicando \$1 250 000 a cada sistema (generación y transmisión) y la cuota restante la distribuyó asignando un 89% y 11% a los sistemas de generación y transmisión, respectivamente.
- ✓ El contrato de arrendamiento se firmó en el año 2007, según las estimaciones incluidas en éste, la cuota de mantenimiento para el séptimo año sería de \$428 000; sin embargo, para el año 2014 el monto real facturado por ese concepto asciende a la suma de \$582 459, monto que difiere significativamente respecto a las proyecciones del ICE.
- ✓ A efectos de la proyección del año 2015, se incluyó en las tarifas el monto facturado en el año 2014, aplicando la inflación externa que corresponde a cada periodo, a su vez éste se distribuyó entre los sistemas de generación y transmisión.
- ✓ Para el año 2015, se incluyó en las tarifas del sistema de generación el monto de ¢62 121,0 millones.
  
- **Importación de energía**
- ✓ El monto incluido en las tarifas del sistema de generación por concepto de “importación de energía” corresponde a ¢14 161,7 millones, según el detalle del apartado de mercado.

- **Estudios de pre inversión**

- ✓ *La partida objeto de gasto N° 053 “alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario”, presentó una variación de ¢74,1 millones, en los meses de enero a mayo del 2014, el petente justificó su incremento con el alquiler de un helicóptero para el sobrevuelo del Proyecto Hidroeléctrico Ayil, el objeto de esta contratación fue trasladar materiales, equipos, herramientas y personal, sin embargo, no indicó si esta erogación es de naturaleza recurrente, o si por el contrario, se trató de una situación atípica. Para la proyección de esta cuenta se procedió a la aplicación del criterio general.*
- ✓ *La entidad no presentó la documentación de respaldo, ni indicó la recurrencia de las siguientes partidas objeto de gasto N° 83 “servicios de ingeniería”, 141 “combustibles y lubricantes”, 154 “materiales y productos metálicos” y 164 “repuestos y accesorios”, por lo que no se incluyó la variación de estas cuentas en las proyecciones y se utilizó los procedimientos descritos en los criterios generales.*
- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general, los datos del periodo 2015 difieren respecto a las propuestas por la empresa, principalmente en las siguientes partidas objeto de gasto N° 867 “Utilización CST construcción”, 868 “Utilización CST diseño” y 873 “Utilización CST exploración subterránea”.*
- ✓ *Se excluyó de la proyección las variaciones de las partidas no justificadas, ejemplo: la partida N° 905 “Utilización C.S. gestión de consultorías”.*
- ✓ *Los gastos de pre inversión incluidos en el cálculo de esta tarifa corresponden al monto de ¢5 968.2 millones para el año 2015.*

- **Canon de aguas**

- ✓ *El monto incluido en las tarifas del sistema de generación por concepto de “canon de aguas” corresponde a ¢1 437,3 millones, según se indica en la nota N° DA-1582-2014, del 24 de setiembre del 2014, emitida por el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE).*

- **Gestión Productiva**

- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general, los datos del periodo 2015 difieren respecto a las propuestas por la empresa, principalmente en las siguientes partidas objeto de gasto N° 851 “Aplicación gastos subgerencias”, 859 “Aplicación de costos Gobierno Digital” y 930 “Utilización de Centros de Servicio DTSI Administrar Contratos de Seguridad”.*
- ✓ *Para el año 2015, se incluyó en las tarifas del sistema de generación el monto de ¢12 443,6 millones por concepto de “gastos de gestión productiva”.*

### **iii. 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% en el total de gastos, respecto a los costos solicitados por el ICE en el periodo 2015, tal como se muestra en el cuadro a continuación:

**Cuadro # 23**  
**ICE –Sistema de Generación**  
**Resumen de Costos y Gastos de Operación 2015**  
**(en millones de colones)**

<b>COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN</b>	<b>ICE</b>	<b>Aresep</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación Porcentual</b>
Compra de energía Generadores Privados	96 911,9	77 293,3	(19.618,6)	-20%
Operación, Mantenimiento de Generación	65 203,6	58 680,0	(6.523,6)	-10%
Comercialización de Generación	501,3	475,2	(26,1)	-5%
Estudios preliminares	7 146,3	6 511,1	(635,2)	-9%
Gastos lubricantes y combustibles	480,9	480,9	0,0	0%
Complementarios de operación	1 783,1	1 244,0	(539,2)	-30%
Servicios de regulación	334,2	376,5	42,3	13%
Administrativos	11 446,2	10 556,9	(889,3)	-8%
Seguros	9 515,9	8 890,4	(625,5)	-7%
Depreciación activos en operación	62 170,9	60 219,0	(1.951,9)	-3%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	552,1	552,1	0,0	0%
Depreciación otros activos en operación	5 791,8	4 614,0	(1.177,8)	-20%
Alquileres Operativos de Instalaciones	66 532,2	62 121,0	(4.411,1)	-7%
Importación de Energía	18 919,5	14 161,7	(4.757,8)	-25%
Estudios de pre inversión	7 404,0	5 968,2	(1.435,8)	-19%
Canon de aguas	1 435,4	1 437,3	1,9	0%
Gestión productiva	14 144,5	12 443,6	(1.700,9)	-12%
<b>SUB-TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN *</b>	<b>370 274,0</b>	<b>326 025,3</b>	<b>(44.248,6)</b>	<b>-12%</b>
Reconocimiento de periodos anteriores (ET-106-2014)	25 275,0	26 314,9	1.039,9	4%
<b>TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN</b>	<b>395 548,9</b>	<b>352 340,2</b>	<b>(43.208,7)</b>	<b>-11%</b>

**Nota:** \*El monto que indica Aresep, representa el total de costos incluidos en la tarifa que rige a partir del 01 de enero del 2016, esto por cuanto el "Reconocimiento de periodos anteriores (ET-106-2014) se incluyó en el año 2015.

**Fuente:** Elaboración propia, Intendencia de Energía

**iv. 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 14,90% en sus tarifas a partir de su publicación, generando un rédito ajustado por plazo del 6,02% para el año 2015. Asimismo, para el periodo 2016 se requiere una disminución promedio del 6,00% en las tarifas para alcanzar el rédito anual del 6,65%.

### 3. Estructura tarifaria

La estructura de costos sin combustible para el sistema de generación del ICE debe aumentar en 14,90% desde el momento de la publicación de la respectiva resolución en La Gaceta y hasta el 31 de diciembre del 2015 y una disminución del 6% para el año 2016 con respecto al 2015, para alcanzar los ingresos necesarios.

La estructura de costos definida en la RIE-061-2014 del 19 de setiembre del 2014 (columna 1) se aumenta en dicho porcentaje, permitiendo con ello definir la estructura de costos sin combustible propuesta del 01 de marzo al 31 de diciembre 2015 (columna 2). Dicho aumento en la estructura de costos, provoca obtener nuevos ingresos sin combustible del sistema de generación (los cuales se pueden observar en el apartado de Mercado), que repercuten en el cálculo de los cargos por costo variable de combustible definidos en la RIE-098-2014 del 12 de diciembre de 2014. Para los ajustes, traslado y costos de los combustibles se mantienen los datos de la RIE-098-2014. Es por lo anterior que se hace necesario el recálculo de los cargos por CVC, los cuales se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro # 24**  
**Recálculo de los cargos por CVC**  
**Desde publicación al 31 de diciembre del 2015**

<b>SISTEMA</b>	<b>EMPRESA</b>	<b>Desde publicación (C1)</b>	<b>II TRIMESTRE (C2)</b>	<b>III TRIMESTRE (C3)</b>	<b>IV TRIMESTRE (C4)</b>
<b>GENERACIÓN</b>	ICE T-CB y T-SD	21,40%	25,77%	10,86%	4,94%
	ICE T-UD	19,19%	23,02%	7,83%	1,91%

**Fuente:** Intendencia de Energía

Es importante mencionar que dado que el sistema de generación va a recibir ingresos sin combustible más altos que los definidos en la RIE-098-2014, manteniendo todas las demás variables constantes, los cargos se reducen. En dicha resolución los cargos para la tarifa T-CB y T-SB fueron: 22,78% para el primer trimestre, 30,01% para el segundo, 12,64% para el tercer trimestre y para el cuarto trimestre 5,78.

El recálculo de los cargos provoca el cambio de las tarifas para cada uno de los trimestres del año 2015, tal y como se muestra a continuación:

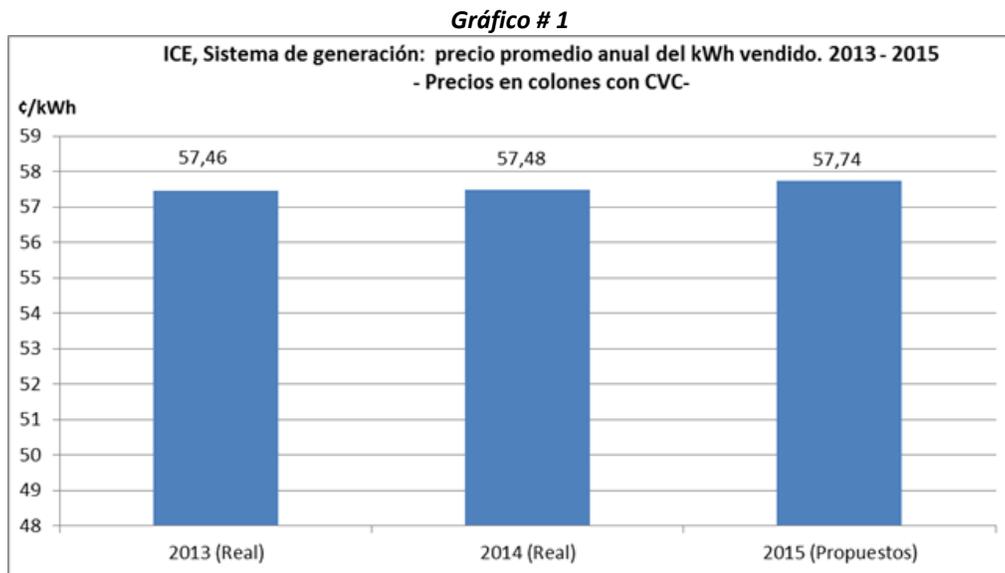
**Cuadro # 25**  
**ICE – Generación**  
**Pliegos tarifarios 2015 y 2016**

Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6	Columna 7		
Estructura de Costos sin combustible RIE-061-2014	Estructura de Costos sin combustible 01 marzo al 31 diciembre 2015	Rige del 01 al 31 marzo 2015	Rige del 1 abril 30 junio 2015	Rige del 1 julio 30 setiembre 2015	Rige del 1 octubre al 31 diciembre 2015	Estructura de Costos sin combustible 2016		
I. C. E.								
<b>Servicio de generación</b>								
<b>T-CB Ventas a ICE distribución y a la CNFL</b>								
Cargo por Potencia								
Período punta	Por cada kW	2301	2652	3.219	3.336	2.783	2.493	
Período valle	Por cada kW	2301	2652	3.219	3.336	2.783	2.493	
Cargo por energía								
Período punta	Por cada kWh	43,4	50	60,7	62,9	55,4	47,0	
Período valle	Por cada kWh	35,5	40,9	49,7	51,4	45,3	38,5	
Período nocturno	Por cada kWh	30,2	34,8	42,2	43,8	38,6	32,7	
<b>T-SD Ventas al servicio de distribución</b>								
Cargo por Potencia								
Período punta	Por cada kW	2301	2652	3.219	3.336	2.940	2.783	2.493
Período valle	Por cada kW	2301	2652	3.219	3.336	2.940	2.783	2.493
Cargo por energía								
Período punta	Por cada kWh	42,8	49,3	59,8	62,0	54,7	51,7	46,4
Período valle	Por cada kWh	35,1	40,5	49,2	50,9	44,9	42,5	38,0
Período nocturno	Por cada kWh	30	34,6	42,0	43,5	38,4	36,3	32,5
<b>T-UD Usuarios directos del servicio de generación del ICE</b>								
Cargo por Potencia								
Período punta	Por cada kW	2,9	2,9	\$3,50	\$3,60	\$3,10	\$3,00	\$2,90
Período valle	Por cada kW	2,9	2,9	\$3,50	\$3,60	\$3,10	\$3,00	\$2,90
Cargo por energía								
Período punta	Por cada kW	0,055	0,055	\$0,066	\$0,068	\$0,059	\$0,056	\$0,055
Período valle	Por cada kW	0,045	0,045	\$0,054	\$0,055	\$0,049	\$0,046	\$0,045
Período nocturno	Por cada kW	0,039	0,039	\$0,046	\$0,048	\$0,042	\$0,040	\$0,039

Durante la respectiva audiencia pública el representante del ICE propuso una nueva estructura de la tarifaria sin combustible (la que ahora se tramita), de tal forma que ésta tuviera una diferenciación a lo largo del año, por trimestres; de tal forma que se pudiera contar con una tarifa plana y que fuera inferior a la tarifa promedio que rigió durante el tercer trimestre del 2014.

Debido a que: (1) esta propuesta no fue suficientemente justificada, (2) no consta en el expediente información suficiente para su evaluación, adicional a lo comentado en la citada audiencia, (3) la tarifa promedio que resulta de los cálculos de la IE es inferior a la propuesta por el ICE, (4) para medir el efecto anual se requiere de realizar los ajustes trimestrales que están pendientes de realizar, (5) esos ajuste deben considerar que la generación térmica ha disminuido respecto a lo estimado y que el precio del combustible en diciembre y enero se redujo significativamente; por lo anterior no se considera necesario aceptar la propuesta planteada por el ICE en el sentido de la diferenciación trimestral en la estructura de costos sin combustibles.

Sin embargo, se indica que la tarifa promedio anual que se recomienda aprobar en este estudio (¢57,74/kWh), es similar a la que rigió durante el 2014 (¢57,48/kWh) e inclusive en el 2013 (¢57,46/kWh), y muy inferior a la tarifa promedio anual solicitada por el ICE (¢61,26/kWh), según la información que se presenta en el siguiente gráfico:



### III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS

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 2015 serían ¢ 44 248 millones menores a los solicitados por el ICE (-12%). Algunos de los gastos que más se ha ajustado, según los cálculos de la IE

*con respecto a los presentados por el ICE son: compras de energía generadores privados, operación y mantenimiento, importaciones de energía y alquileres operativos.*

- 2. En cuanto a las inversiones o adición de activos para el año 2015, 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 2015 es inferior en ¢ 89 668 millones a la base calculada por el ICE (-5%).*
- 4. El ICE supuso en sus cálculos que el ajuste tarifario entraría a regir en enero del 2015, mientras que la IE estima que este entraría a regir en marzo del 2015. Este atraso se debió sobre todo al recurso de amparo interpuesto por AMCHAM que a la postre fue declarado sin lugar, pero que atrasó el proceso de fijación tarifaria en casi 2 meses. Este atraso implica que el ICE debe recuperar en un menor plazo (10 meses en vez de 12 meses) el ajuste que al final se considera como adecuado.*
- 5. Todo lo anterior implica que mientras el ICE solicita unos ingresos adicionales de ¢ 76 971 millones para el 2015, la IE recomienda aprobar ¢ 48 685 millones.*

*[...]*

## **V. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN**

*De acuerdo con el análisis que antecede y las limitaciones de información evidenciadas en el expediente ET-145-2014, se considera necesario que para el siguiente estudio tarifario correspondiente al servicio de generación de energía eléctrica que presta el ICE se cumplan con los siguientes requerimientos, en el caso de los cuadros solicitados (impresos y electrónicos) deben contener los totales para filas y columnas y estar debidamente vinculados y formulados entre ellos si así se amerita:*

- 1. Un informe que justifique los recursos financieros ejecutados y que fueron asignados en la última fijación tarifaria del último año calendario y del año en ejercicio con corte al mes inmediato anterior a la presentación de la petición tarifaria.*
- 2. Indicar, en lo que resulte pertinente, la relación del retiro de activos, con la adición de los mismos y para el próximo estudio tarifario el ICE debe presentar por cada proyecto el monto total de la inversión presupuestada y el cronograma de construcción o ejecución de la obra, así como la fecha de puesta en servicio de la obra total o puesta en servicio parcial cuando corresponda. En ese sentido debe adjuntar en una hoja electrónica la estructura funcional del proyecto, con el fin de dar seguimiento a las inversiones y adiciones. Así mismo, indicar la razón por la cual no se registran retiros en la cuenta Otros Activos para Construcción, adjuntar los datos y registrar adecuadamente los vínculos de las hojas electrónicas para su análisis.*
- 3. Explicar toda cifra negativa en las cuentas de inversiones, adiciones o similares, en forma particular y detallando su método de cálculo o estimación.*
- 4. Incluir en el cálculo de la base tarifaria y la revaluación de activos, todas las partidas de retiros y adiciones de activos reales y estimados deben venir con el mismo detalle que las cuentas de activo registradas en el balance general. El detalle debe incluir la separación de aquellos activos no sujetos a revaluación y depreciación; y aquellos utilizados en la operación y los utilizados en el proceso de inversión (construcción).*

5. *Presentar el estudio de activos, de manera que las sumas se reflejen en los estados financieros, además; que contengan la información de los activos conciliados en sus respectivos auxiliares, de tal forma que estos sean los datos reales y que no sobrevalue la base tarifaria.*
6. *Implementar la metodología de retiros de activos ligado a las inversiones (reemplazo y mantenimiento) según el instructivo de retiros de activos, indicado en el folio 3590 del ET-173-2010, y por consiguiente, se requiere que los retiros que se proyecten estén identificados y asociados a las inversiones y adiciones respectivas, de manera que estos activos se incluyan en la revaluación (restando en los cálculos según la metodología vigente). Los retiros deben estar identificados y desglosados por partida contable del activo fijo existente, así como debe desglosarse por separado las cifras monetarias para activo al costo, activo revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluada. El detalle aplica tanto para los activos en operación, como para los otros activos en operación (generales corporativos).*
7. *Presentar una explicación detallada y demostración clara de los criterios aplicados para la obtención de la base tarifaria, que permitan la validación y análisis de cada uno de los elementos involucrados, tales como, el cálculo de la revaluación con la demostración de la obtención del índice y de los componentes a los activos (local y externo), el cálculo de la depreciación con el desglose de las tasas de depreciación reales aplicadas. En el mismo se debe indicar las fuentes de información utilizadas para validar los cálculos, detallando las partidas iniciales y los resultados obtenidos.*
8. *Presentar para cada sistema el levantamiento de activos, que reflejen el saldo ajustado deduciendo el retiro de activos. Al respecto, debe remitir un informe de auditoría, cuyo alcance refleje la verificación de los ajustes y saldos de los activos incluidos en los estados financieros, de forma que estos muestren el valor razonable de los mismos conforme las NIFF's. Los montos depurados y ajustados que resulten de esa revisión deben constituir las cifras expuestas en los auxiliares de la institución, en sus valores tanto al costo como revaluado, para los activos en operación, otros activos en operación y sus respectivas depreciaciones.*
9. *Presentar de forma separada aquellos activos que están en uso y que su vida útil es cero, de manera que sean fácilmente identificables para su exclusión en el cálculo de la revaluación de activos. Este detalle debe incorporarse en los cálculos de la revaluación de activos, depreciación y base tarifaria.*
10. *Detallar los beneficios obtenidos de su participación en el Mercado Regional tanto exportando como importando. Al respecto, deberá detallar los excedentes colocados, los montos comprometidos, los precios de las transacciones y los países compradores y si fuera posible, también las empresas a las cuales se les ha comprado la energía.*
11. *Remitir la actualización del informe: "Tasa de rédito para el desarrollo ICE-Sector Electricidad y los Sistemas de Generación, Transmisión, Distribución y Alumbrado Público", a la fecha lo más cercana posible con respecto al próximo estudio tarifario, de modo que se cuente con los datos actualizados del costo de la deuda para que estos reflejen del mejor modo posible la realidad de la empresa en los periodos cercanos al próximo estudio tarifario. Las fechas de corte de las variables a considerar en este estudio deben ser homogéneas.*
12. *Presentar los costos de la empresa y las justificaciones de los montos anuales, de forma que sean comparables con las erogaciones incurridas en periodos anteriores. Al momento de presentar la solicitud de ajuste tarifario, deberá realizar un corte de la información al último mes disponible y proyectar los meses restantes, para completar el dato anual (ejemplo, datos reales a mayo y datos proyectados de junio a diciembre).*
13. *Presentar un análisis vertical y horizontal de todos los gastos y para los gastos (relevantes) cuyo peso representa más del 5% del grupo de cuentas al que pertenece o su variación año con año sea superior*

*a la inflación u otro indicador económico que aplique para el tipo de gasto (ejemplo: decretos de salarios mínimos, etc.), deberá remitir los comprobantes o documentos de respaldo que justifican las erogaciones incurridas para brindar el servicio eléctrico y los gastos que se prevé a futuro (ejemplo: facturas, contratos, proformas, estadísticas, planes de mantenimiento correctivos o preventivos, intención escrita para renovar contratos, entre otros). En el caso que un comprobante justifique dos o más partidas y/o grupos, éste debe referir a la matriz donde se evidencia la distribución y asignación de este costo entre las diferentes partidas.*

- 14.** *Incluir en una matriz de referencia (Anexos N° 6 y 7) las erogaciones (relevantes) incurridas o previstas para los años de estudio, indicando el grupo de cuenta al que pertenece y partida objeto de gasto que justifica, referir al documento de respaldo con el número de folio de la petición donde se incluye.*
- 15.** *Incluir información sobre la forma en que se subsanan las limitaciones existentes en cuanto a la identificación y trazabilidad de los servicios que se registran en las partidas del grupo de cuentas denominado “contables”.*
- 16.** *Presentar un análisis costo - beneficio que muestre la viabilidad de trasladar los arrendamientos operativos a financieros y el impacto en la estructura de costos del ICE, especialmente el Proyecto Térmico Garabito y el Proyecto Hidroeléctrico Cariblanco.*
- 17.** *Justificar y demostrar las proyecciones utilizadas en la cuenta “Alquileres operativos de instalaciones”, de cada uno de los rubros que conforman la cuota de arrendamiento.*
- 18.** *Incluir en la conciliación de salarios, las remuneraciones que se originan por la prestación de servicios, a proyectos que posean condiciones contractuales que involucren la operación y mantenimiento dentro de la cuota del fideicomiso o arrendamiento, ejemplo el Proyecto Hidroeléctrico Reventazón; así como la prestación de servicios para participar en la construcción o desarrollo de proyectos para terceros, por ejemplo, el Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior.*
- 19.** *La conciliación de salarios debe identificar las erogaciones que resultan de la prestación de servicios interinstitucionales o a terceros, y/o los registros de remuneraciones que se cargan a las “cuentas 800”.*
- 20.** *Revelar la información que indica la NIC 38 para justificar el gasto “absorción de partidas amortizables e intangibles”, así como un detalle que muestre la fecha de adquisición del activo intangible, vida útil, descripción u objeto de éste, proyección de su amortización (que incluya las fechas de corte, visualizado de dos formas: a. detalle general consolidado y b. separado para cada uno de los sistemas) y la documentación necesaria para demostrar el gasto incurrido y la justificación técnica de las proyecciones (ejemplo, facturas, cotizaciones, contratos, etc.).*
- 21.** *Los intangibles propios de los segmentos “Gerencia” o “Corporación”, deben evidenciar la asignación a todas las actividades de la empresa (incluidos el sector de Telecomunicaciones y los servicios no regulados), para ello debe aportar los criterios y metodología de distribución.*
- 22.** *En el caso que la justificación de una partida refiera a órdenes de servicio, deberá indicar la fecha de inicio y cierre de éstas, el proyecto que origina el costo, así como cuantificar y demostrar el monto incluido en el documento.*
- 23.** *Un detalle de los gastos no recurrentes u ocasionales, separado por cuentas y partidas contables y e indicar aquellos gastos que por su naturaleza son de un periodo específico y no se van a dar en el próximo, en caso de excepciones si el gasto se contempla en varios periodos, indicar su justificación y el monto que corresponde a cada ejercicio.*

24. Vincular las adiciones (para un periodo específico), con el aumento en el valor asegurable incluido en los seguros de la empresa e indicar los tipos de cambio utilizados para su inclusión en moneda local.
25. Todos los cuadros incluidos en los informes remitidos a esta Intendencia (impresos y electrónicos) deben contener los totales para filas y columnas y debidamente vinculados.
26. Recordar al ICE que en los próximos estados financiero a presentar a esta Autoridad Reguladora debe considerar la separación de actividades de conformidad con lo establecido en la resolución RIE-013-2014.
27. Identificar de forma separa los ingresos de la cuenta 810 y 820 el cargo por concepto de CVC.
28. Incluir dos subpartidas en la reserva de desarrollo para identificar el excedente de tal forma que agrupen los saldos positivos y negativos de forma separada.
29. Solicitar al ICE que analice detalladamente el tema de las compras de los excedentes de energía que manifiestan tener las empresas distribuidoras y que el ICE no ha aprovechado, a pesar de estar utilizando otras fuentes más caras. Al respecto deberá rendir un informe en el plazo máximo de un mes contado a partir de la publicación de la correspondiente resolución en La Gaceta.

## **VI. CONCLUSIONES**

1. El ICE solicitó fijar un incremento promedio en las tarifas del sistema de generación del 19,24% (diecinueve como veinticuatro por ciento), a partir del 1 de enero del 2015.
2. 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 15,25% en general (para las empresas distribuidoras, incluyendo al ICE distribución y de un 0% en las empresas de alta tensión) y que en el 2016 significaría una disminución del 6% respecto a dicha base. Con lo cual el ICE obtendrá ingresos adicionales de ¢48 685 millones durante el año 2015.
3. Las tarifas propuestas para el año 2015 (¢57,74/kWh), incluyendo el CVC, en promedio varían levemente (en un 0,5%) respecto a las tarifas promedio del 2014 (¢57,48/kWh). Sin embargo no debe perderse de vista que las tarifas fijadas en esta oportunidad para el II, III y IV trimestre del 2015 deberán ajustarse como consecuencia de la aplicación de la metodología de CVC, los cuales deberán considerar las disminuciones en generación térmica, la rebaja en los precios de los combustibles y la entrada en operación de plantas nuevas.

[...]

- II. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la audiencia pública, del oficio 301-IE-2015, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

## **IV. AUDIENCIA PÚBLICA**

*La Audiencia Pública se realizó, de conformidad con el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley N° 7593) y los artículos 45 y 49 del Reglamento de la citada Ley (Decreto N° 29732-MP).*

*De acuerdo con el oficio 0323-DGAU-2015/02420 correspondiente al informe de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, se recibieron las siguientes oposiciones al estudio tarifario propuesto por el ICE para el sistema de generación, las cuales se analizan de seguido.*

- 1. 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.

*Observaciones: Presenta escrito según oficio DAEC-007-2015 (visible a folios 3157 al 3172).*

*Notificaciones: Al fax número 4000-8703*

*i. Que el estudio, análisis y fijación tarifaria para el ICE se realice acorde con la coyuntura y circunstancias sociales y económicas, los indicadores económicos no corresponden con la situación económica interna y externa para el año 2015 según las más recientes pronósticos económicos. Agrega además que utilizar el valor de las variables de costos operativos tal y como están valoradas en las solicitudes en este momento tiende a inflar los costos y gastos proyectados.*

*Al respecto, se le señala a la Defensoría que así se ha hecho en este caso, pues la solicitud tarifaria planteada por el ICE fue analizada con mucho detalle, ajustando todas las premisas económicas (especialmente inflación y tipo de cambio) de acuerdo con la información más reciente disponible a la fecha de la correspondiente audiencia pública, siendo el tipo de cambio un factor importante en algunas de las diferencias de los costos estimados. Se revisaron las cuentas y montos de los costos operativos y se estimaron de acuerdo con los criterios técnicos y económicos que se han indicado en cada caso, en procura de que estos reflejen de la mejor forma posible las circunstancias reales de cada tipo de gasto y en resguardo de los intereses de las partes (prestadores y usuarios del servicio público). Para ello se analizaron los gastos reales durante los periodos 2013 y 2014 (parcial), depurándolos para garantizar que no incluyan costos excesivos, no justificados o no recurrentes; luego se han estimado para los periodos de análisis.*

*ii. Plantea el desacuerdo que han manifestado algunos habitantes por el escaso tiempo otorgado para prepararse y presentarse a la audiencia pública, luego de que la Sala Constitucional suspendió el proceso original. La Defensoría considera que la ARESEP debió publicitar por los medios adecuados el lugar, la fecha y la hora de la nueva convocatoria a audiencia.*

*Tal y como se ha señalado en los antecedentes, fue la misma Sala Constitucional, mediante la resolución # 2014020769, la que ordenó a la Autoridad Reguladora que se reprogramara la audiencia pública en el menor plazo posible. En acatamiento de esta orden, la Dirección General de Atención al Usuario programó la correspondiente audiencia pública en el menor plazo posible, especialmente dada las implicaciones logísticas que tal acción requiere. Al respecto se debe tomar en cuenta que, en principio, para esta audiencia pública los interesados han tenido más tiempo para presentar sus posiciones (no menos como argumenta la Defensoría), pues el plazo efectivo se extendió dada la suspensión que inicialmente ordenó la Sala IV.*

*iii. Pide solicitar al ICE la presentación de nuevas solicitudes que consideren la situación económica total del año 2014 y las nuevas proyecciones de indicadores.*

*Tal y como se indicó en la respuesta al argumento i. las variables macroeconómicas fueran actualizadas por esta Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus funciones, y lo que resulta en diferencias significativas en algunos de los gastos tal y como se detalla en apartados anteriores.*

*iv. Con respecto al rédito para el desarrollo solicitado por el ICE la Defensoría solicita a la Autoridad Reguladora “definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor del rédito para el desarrollo para este servicio” (sobre todo si es menor al solicitado) y se ajuste el incremento tarifario solicitado acorde con esta circunstancia.*

*Así se ha hecho en esta propuesta tarifaria. Como parte del análisis tarifario que se efectúa en este caso, la Intendencia de Energía ajustó el rédito de desarrollo de acuerdo con la metodología usual en estos casos, la última información disponible para el sector eléctrico y los plazos en que entra a regir cada ajuste tarifario. Adicionalmente en el caso del Sistema de Transmisión se ajustó el rédito para el desarrollo para tomar en cuenta los requerimientos señalados por el mismo ICE que en este caso particular resultaban menores al rédito calculado.*

*v. Sobre el plan de inversiones se indica que el ICE ha subejecutado un alto porcentaje de las inversiones autorizadas por la Autoridad Reguladora.*

*Lleva razón la Defensoría en cuanto a este aspecto. La metodología seguida por la Autoridad Reguladora considera este aspecto, de tal forma se ajustan las cifras de inversión para tomar en cuenta la ejecución real mostrada por el ICE en los últimos años.*

*vi. Se solicita “revisar la metodología utilizada para completar la estructura de costos del año 2014”. Igualmente manifiesta su oposición a la metodología empleada por el ICE para estimar el año base y las siguientes variaciones anuales en los costos, porque el año base no corresponde a cifras reales, sino que la mayor parte es estimada.*

*Lo indicado por la Defensoría también es de aplicación por parte de esta Autoridad Reguladora. Particularmente para realizar la proyección de gastos, se toma en cuenta la última información disponible en esta Autoridad, siendo más reciente que con la que el ICE plantea su solicitud.*

*vii. Indica que se considera que utilizar el Índice de Precios al Consumidor (IPC) para estimar los gastos y costos y hacer las proyecciones no es lo más indicado y recomienda utilizar el Índice de Precios al Productor Industrial (IPPI).*

*En principio, cada tipo de gasto debiera ajustarse en función de un índice específico o lo más cercano a la naturaleza de la cuenta; sin embargo, no existen índices de precios específicos que midan la evolución de ciertos tipos de costos. Ante esto, se debe recurrir a índices generales, como es el caso del Índice de Precios al Consumidor.*

- 2. Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica**, representada por el señor **Erick Rojas Salazar**, cédula número 107760168, en su condición de Gerente General; **Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruíz R.L. (Coopealfaro Ruíz R.L.)**, representada por el señor **Helbert Chaves Villalobos**, portador de la cédula de identidad número 204780236, en su condición de Gerente General, **Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (COOPELESCA R.L.)**, representada por **Omar Miranda Murillo**, gerente general, cédula número 501650019; **Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.**, cédula de

persona jurídica número 3-101-042028, representada por el señor Allan Benavides Vílchez, cédula de identidad 401021032, en su condición de gerente con facultades de apoderado general sin límite de suma (visible a folios 2993 al 3003).

Observaciones: Presentan un escrito a nombre de todas las empresas indicadas, pero se rechazó a nombre de **Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L.**, y **Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (Coopesantos R.L.)**, debido a que el escrito no traía las firmas de los representantes de dichas empresas.

**Notificaciones:** Al correo electrónico: ruben@zamoracr.com

i. Consideran que “no parece razonable que teniendo proyecciones que muestran un crecimiento de la demanda del 2,56%, un tipo de cambio del colón respecto al US dólar muy estable y una inflación estimada en el programa monetario del Banco Central del 4%, se requiera aumentar las tarifas del sistema de generación un 19,24%.”

La solicitud presentada por el ICE ha sido analizada con mucho detalle en cada uno de sus aspectos: ingresos, gastos, inversiones, base tarifaria, tasa de rentabilidad, etc. En cada uno de estos aspectos se han hecho ajustes a los datos aportados inicialmente por el ICE, de acuerdo con los criterios técnicos que se han comentado en cada caso, de tal forma que los ajustes tarifarios que se recomiendan aprobar son menores que los solicitados por el ICE. Los ajustes a varios ítemes de costo son resultado de la utilización de variables macroeconómicas diferentes a las utilizadas por el ICE en su petición, lo cual se detalla en secciones anteriores.

ii. Indican que las cifras mostradas son cuestionables y que le corresponde a la ARESEP una revisión cuidadosa, de además de lo indicado en el punto anterior, de la cantidad de generación por debajo de la capacidad real de las plantas.

Con respecto a las variables relacionadas con el balance de generación por fuente, es necesario aclarar que éstas afectan el monto del CVC, pero no directamente la petición que ahora se tramita. La Autoridad Reguladora tomará en cuenta estas variables en la oportunidad en que se ajuste el CVC.

iii. Indican que el ICE incumple con disposiciones que la ARESEP, tales como la separación contable y financiera del Centro de Control de Energía (CENCE) y la prevención hecha en el ET-145-2014 sobre la presentación de los costos e ingresos de la UEN PYSA de forma separada.

Cómo parte del proceso de admisibilidad se ha analizado el cumplimiento de los requerimientos pendientes. La separación de costos del CENCE y costos e los ingresos de la UEN PYSA se ha hecho con un nivel de detalle que permite la fijación que ahora se tramita, sin demerito de que en el futuro se establezcan nuevos criterios técnicos para su uso para fines tarifarios.

iv. También indican que las empresas tienen excedentes de energía en algunos momentos del año, que pueden ser aprovechados por el ICE, dando la posibilidad de tener acceso a energía a precios inferiores al costo de la energía térmica e incluso al de las importaciones que realiza el ICE.

Si las empresas distribuidoras tienen excedentes de energía en algunos momentos del año que pueden ser utilizados por el ICE u otra empresa, estos podrían ser comprados siempre que se cumplan con los aspectos legales que estas transacciones ameriten.

v. Solicitan revisar los aspectos por los cuales la ARESEP rechazó la solicitud tarifaria del ICE en el año 2013, que la ARESEP garantice que las ventajas tarifarias otorgadas por el ICE a sus usuarios directos, puedan ser aprovechadas por industrias ubicadas en todo el territorio nacional.

Adicional a lo comentado anteriormente, se indica que durante el proceso de admisibilidad formal de la solicitud tarifaria del ICE se ha analizado el cumplimiento de los requisitos exigidos en este caso, en cuenta la presentación de información suficiente para poder realizar los cálculos que se explican en el informe.

**3. 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, según oficio DE-0142-2014 del 11 de diciembre de 2014 (visible a folios 3013 al 3059).

Observaciones: Presenta escrito según oficio DE-0142-2014, hace uso de la palabra en la audiencia pública.

Notificaciones: A los correos electrónicos: [cmontenegro@cicr.com](mailto:cmontenegro@cicr.com), [lperras@cicr.com](mailto:lperras@cicr.com)

i. Consideran que por la subestimación de ingresos del 2014 debería rebajarse de las tarifas del 2015.

En la sección de proyección de la demanda e ingresos se detalla el procedimiento de cálculo de estas variables, incluyendo la demanda y los ingresos de operación. En el análisis efectuado, no se ha detectado que haya una utilidad extraordinaria o por encima de las estimaciones previas.

ii. Con relación al aumento en los ingresos y gasto indican que estos son desproporcionados y que corresponde a la ARESEP discriminar entre los gastos requeridos y los no requeridos.

La magnitud de las diferentes partidas de ingresos y gastos y sus ajustes en el tiempo, son explicadas en detalle en este informe. Cuando el ICE no justifica algún incremento o la justificación aportada no se considera razonable, la Intendencia de Energía ajusta los montos de acuerdo con los criterios técnicos que se detallan; pues es una preocupación constante de la Autoridad Reguladora velar porque los gastos incluidos en cada petición tarifaria se ajuste al principio de servicio al costo principio de servicio y los demás criterios y principios establecidos en la Ley 7593. Los gastos desproporcionados son ajustados con criterios técnicos de conformidad con el artículo 32 de la citada Ley.

iii. Señalan que si se está apostando a una mayor compra a los generadores privados e importaciones adicionales, esto "(...) tendrá que reflejarse en reducción en el consumo de combustibles, asunto no analizado en este expediente (...)".

Lleva razón la Cámara, mayores importaciones o compras a generadores privados deben reflejarse en menores gastos en combustibles, lo que afecta el cálculo del CVC y de importaciones aquí analizadas.

iv. En la parte de inversiones manifiestan su preocupación por los porcentajes tan bajos en la ejecución de las obras de inversión estimada.

Se comparte ampliamente la preocupación de la Cámara con respecto al porcentaje de ejecución de inversiones que reflejan las cifras de inversión. Es por esto que la metodología prevé un mecanismo para considerar esta subejecución en el cálculo tarifario. Así se ha hecho en este caso.

v. Solicita, con relación a los ingresos moderar el aumento solicitado ya que “este aumento pretendido en los ingresos nos parece desproporcionado, no guarda relación con el crecimiento de la demanda, con la situación del país, (...)”.

El incremento recomendado en este informe es menor que el solicitado por el ICE, precisamente porque se han ajustado los datos sobre ingresos, gastos e inversiones que el ICE ha presentado, según lo indicado en las secciones anteriores.

vi. En la parte de alquileres operativos, solicitan “la emisión de una resolución especial de ARESEP para prorratear según la vida útil del activo la forma de incluir los alquileres operativos en la tarifa, en vista de que injustamente están afectando negativamente las tarifas de hoy y favoreciendo las del futuro. (...)”. También agregan que a los alquileres operativos hay que darles respuesta por el peso que tienen en los costos de generación.

Con respecto a los alquileres operativos, su naturaleza, magnitud y evolución son analizados en detalle en cada estudio tarifario, dada lo significativo de este tipo de gasto. Compite esta Intendencia la preocupación de la Cámara de Industrias respecto al efecto que tiene este tipo de financiamientos a la equidad tarifaria generacional.

Como es de conocimiento de esa Cámara esta Intendencia hizo evidente el crecimiento e impacto en las tarifas que han tenido este tipo de alquileres operativos, mediante el informe 190-IE-2013, el cual dio origen a que se emitiera la Directriz Presidencial No. 48 del año 2013, que entre otras cosas incluye instrucciones a los jefes de instituciones públicas para reestructurar sus deudas y procurar mecanismos de financiamiento más acordes a los activos. A la fecha el ICE no ha realizado ningún cambio en las condiciones de esos financiamientos.

Se le hace saber a esa Cámara que el gasto de este tipo de financiamientos por disposición de la Ley 7593 (artículo 31) debe ser trasladado a las tarifas, sin que pueda esta Autoridad Reguladora vía una “resolución especial” disponer algo en contrario a la Ley.

Se le informa que con el fin de solventar esa situación, existe una iniciativa legislativa tramitada dentro del expediente 18898, para permitirle a la Aresep trasladar a la tarifa únicamente aquellos costos razonables de esos financiamientos e incluir en esos análisis los principios de equidad generacional.

vii. Con respecto a la ejecución de inversiones solicitan que la ARESEP establezca controles cruzados para evitar que lo otorgado en el crédito para el desarrollo no sea desviado para otros gastos no relacionados con inversiones.

Compite esta Intendencia lo indicado por la Cámara, en ese sentido se le informa que actualmente se implementan diferentes mecanismos para el seguimiento adecuado del plan de inversiones que cada empresa regulada plantea en las solicitudes tarifarias, para prever duplicidades, sobredimensionamientos, incorporación de montos excesivos, etc, mediante la fiscalización a las mismas.

viii. En el sistema de transmisión solicitan moderar el aumento ya que lo consideran desproporcionado. También indican “agregar los ingresos por exportación o uso de la línea SEPAC, y exigir al ICE la presentación de un plan de exportación, pues SIEPAC ha subido los costos de la transmisión (...)”.

Se comparten los criterios señalados. Se han reducido los gastos con respecto a lo solicitado y tomado en cuenta los ingresos señalados, en lo que corresponde, según se ha explicado en la sección de análisis. Sobre

la Línea SIEPAC es necesario indicar que esta no es propiedad del ICE, aunque el ICE es accionista de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), por lo que los ingresos por uso de la Línea no pueden considerarse como ingresos del ICE; aunque sí las eventuales utilidades distribuidas de la EPR.

ix. También indican que se deben incorporar parámetros de eficiencia y comparación con empresas similares con relación a los gastos.

La Intendencia de Energía (IE) está evaluando diferentes alternativas para poder realizar este tipo de comparaciones entre empresas. Proyectos como el de contabilidad regulatoria, unidades constructivas y el sistema de información regulatoria, los cuales están en ejecución, facilitará realizar este tipo de análisis en el mediano plazo. Igualmente se están analizando diferentes fuentes de información que permitan realizar comparaciones internacionales con respecto a ciertos parámetros de operación, costos y tarifas.

Con la información disponible sobre este tema es difícil hacer comparaciones válidas y útiles desde el punto de vista tarifario y regulatorio. Actualmente se puede acceder información de fuentes internacionales, tales como la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), la Agencia Internacional de Energía (AIE), etc. Sin embargo, existen serios problemas de comparabilidad en la información brindada por estas fuentes con respecto a costos y tarifas, debido a factores tales como: (a) las diferencias sustanciales en las matrices energéticas de cada país o región; (b) que a su vez puede estar influenciada por la dotación de recursos energéticos en cada país o región; (c) los precios relativos de los insumos y el poder de paridad de compra de cada país o región; (d) los subsidios que tienen diferentes tipos de usuarios en cada país o región, (e) los impuestos y sobrecostos que tiene la generación eléctrica por medio de las diferentes fuentes; (f) posibles economías de alcance o de escala en la generación por diferentes fuentes, y (g) posibilidad de interconexión o integración eléctrica regional.

Aunque desde el punto de vista de competitividad puede ser relativamente fácil determinar que un país o región es más competitivo de otro, con solo comparar los precios finales disponibles al usuario; desde el punto de vista tarifario y regulatorio la comparación no es tan sencilla, debido a que las tarifas están determinados por factores como los señalados anteriormente.

**4. Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía**, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg, cédula 800310074, en condición de Presidente de la Junta Directa, y el señor Carlos Roldán Villalobos cédula 401380436, autorizado para presentar posición en la audiencia pública (visible a folios 3173 al 3197).

Observaciones: Presenta escrito suscrito por el señor Carlos Roldán Villalobos según oficio DE-001-2015.

Notificaciones: Al fax: 2592-5151, correo electrónico: [dejecutiva@acograce.com](mailto:dejecutiva@acograce.com)

i. Considera que el tipo de cambio que debería utilizar el ICE, en la estimación de los gastos, es "(...) el valor final del mes anterior a la audiencia el cual corresponde a un valor de 545,53 col/US\$ (...)" y no el de 577,07 col/US\$ y esto reduciría los rubros de importaciones de energía, compra de generadores privados, alquileres operativos, costos de la línea del SIEPAC y seguros.

Lleva razón el opositor, de tal manera que la Intendencia de Energía (IE) ha ajustado el tipo de cambio y los demás parámetros económicos a cifras más realistas y actualizadas, de tal forma que esto ha contribuido a recomendar que el ajuste tarifario sea menor que el solicitado.

ii. Indica que de acuerdo con el balance energético las pretensiones del ICE de exportar en el año 2015 tan solo 31,9 GWh son extraordinariamente conservadoras considerando que ya para el pasado 13 de enero había logrado exportar el 44% de esta meta (13,96 GWh).

*Lleva razón el opositor al considerar como conservadoras las proyecciones realizadas por el ICE en cuanto a las exportaciones de energía, por lo que las proyecciones de importaciones y exportaciones de energía han sido ajustadas de acuerdo con los criterios técnicos que se han comentado en la correspondiente sección de este informe, de tal forma que se ajusten a la realidad de ese mercado. Durante el resto del año se le debe dar un seguimiento detallado a estas cuentas (exportaciones e importaciones de energía), dado la volatilidad de las mismas y la imposibilidad de hacer proyecciones certeras sobre su evolución, al depender de muchas otras variables explicativas. En los últimos meses, el área de mercados de la Intendencia de Energía (IE) ha implementado una serie de controles sobre la evolución del mercado regional y las transacciones que realiza el ICE en ese mercado.*

*iii. Se refiere que al comparar la generación mensual que estima el ICE con los promedios reales históricos del periodo enero 2000 a agosto 2014 existe una subestimación de 1 091,9 GWh que equivale a un 11,2% de la capacidad de generación de estas plantas.*

*Las estimaciones de generación por fuente que realiza esta Intendencia se explican en la correspondiente sección de este informe y son independientes de las proyecciones que realiza el ICE en su solicitud tarifaria. Sin embargo, es necesario tomar en cuenta que, por su misma naturaleza, se trata de variables de difícil estimación. Justamente por estas razones, se creó la metodología de CVC que ajusta las tarifas trimestralmente en función de la evolución de los costos de la generación térmica (costo variable), pues el resto de generación tiene costos mayormente fijos. Por otra parte, se debe indicar que las posibles subestimaciones en las variables relacionadas con generación, no afectarían directamente la fijación tarifaria que ahora se tramita, sino el componente de CVC, por lo cual se revisarán en fijaciones bajo el marco de esa metodología.*

*iv. Al corregir los balances mensuales utilizando la generación promedio real del periodo 2000-2013, se demuestra que las importaciones de energía serán de apenas 7,9 GWh, lo que equivale a apenas un 5,98% de lo estimado por el ICE originalmente. También se observa que las exportaciones de electricidad podrían alcanzar los 762,7 GWh que a precio de 0,14 US\$/kWh, representan 58 249,5 millones de colones; casi 24 veces lo proyectado por el ICE para el 2015 (...).*

*Lleva razón el opositor, al externar dudas sobre las cifras presentadas por el ICE con respecto a las importaciones y exportaciones de energía, y el efecto que estas pueden tener sobre las tarifas. Es por esto que la Intendencia, después del respectivo análisis técnico, considera en sus estimaciones montos mayores en las exportaciones y menores en las importaciones. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que estas dos variables, por su naturaleza técnica y comercial, son difíciles de prever, tanto en lo que respecta a las unidades físicas, como a los precios del mercado. Lo primero por depender de variables tan complejas como las ambientales, las restricciones técnicas, etc. y las segundas por depender de variables comerciales de un mercado regional competitivo de difícil estimación.*

*v. Según la estimación de la ACOGRACE de la generación térmica, las importaciones y exportaciones de electricidad para el año 2015, la generación térmica sería apenas de 427,9 GWh, que de acuerdo con el consumo específico de la Planta Garabito y los precios proyectados del fuel oil a partir de febrero de 2015, lo que equivale apenas a un 41% de los 58 281 millones de colones que aprobó la ARESEP en la resolución RIE-098-2014 (...).*

*Este tema se analizará detalladamente a la hora de estimar el CVC y la verificación del mismo se incluirá en futuras aplicaciones de esa metodología, pero no en el trámite de la actual petición tarifaria.*

vi. Se refieren a que ajustando el Estado de Ingresos y Gastos del ICE con el tipo de cambio actual y el rubro de importaciones y exportaciones se tiene que con las tarifas actuales el ICE (consolidado) estaría recibiendo un excedente de operación de 126 822,4 millones de colones.

El resultado final del ajuste tarifario depende de muchas variables, tales como las ventas esperadas, el comportamiento de los ingresos esperados, la evolución de cada tipo de gasto, las adiciones de nuevos activos en cada sector, la tasa de rentabilidad que se llegue a determinar cómo razonable, etc. La combinación de todos estos factores son los que determinan las tarifas que se aprobarían en este caso, y que se explican en detalle en este informe.

vii. ACOGRACE concluye lo siguiente: “1. El balance energético debe ser recalculado, 2. Se deben ajustar los costos con tipos de cambio vigentes, 3. Se deberían establecer metas de exportación, 4. Evaluar si el excedente de operación es razonable”

Lleva razón el opositor en cuanto a estos temas. Cada uno de ellos ha sido evaluados detalladamente, pues aunque no se ha fijado una meta en materia de exportaciones de energía, estas han sido estimadas de acuerdo con criterios más realistas que los indicados por el ICE y se le da un seguimiento mensual detallado.

**5. Vidriera Centroamericana S.A.,** cédula jurídica número 3-101-021291, representada por el Sr. José Luis Barrios Escobar, en su condición de Gerente General con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma.

Notificaciones: al correo electrónico [jbarrios@grupovical.com](mailto:jbarrios@grupovical.com).

i. Manifiestan que presentan oposición a que la tarifa en la franja de la media tensión B (T-MTb) se mantenga en las condiciones establecidas inicialmente de 0,10 dólares por kilowatt, incluyendo el costo variable de combustible, ya que según la propuesta pasaría a 0,11 dólares por kilowatt, además solicitan que para el manejo del costo variable de combustible se les de las mismas condiciones que la tarifa TUD, alta tensión.

La solicitud presentada por el ICE ha sido analizada con mucho detalle en cada uno de sus aspectos: ingresos, gastos, inversiones, base tarifaria, tasa de rentabilidad, etc. En cada uno de estos aspectos se han hecho ajustes a los datos aportados inicialmente por el ICE, de acuerdo con los criterios técnicos que se han comentado en cada caso, de tal forma que los ajustes tarifarios que se recomiendan aprobar son menores que los solicitados por el ICE. Los ajustes a varios ítemes de costo son resultado de la utilización de variables macroeconómicas diferentes a las utilizadas por el ICE en su petición, lo cual se detalla en secciones anteriores.

En cuanto al tratamiento que solicita para la tarifa T-MT respecto al traslado de CVC el mismo se analizará al momento de aplicación de dicha metodología.

[...]

- III. Que de conformidad con los resultandos, considerandos precedentes y el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas eléctricas, tal y como se dispone.

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

- I. Fijar las tarifas del servicio de generación que presta el ICE según el siguiente detalle:

I. C. E.	Estructura de Costos sin combustible RIE-061-2014	Estructura de Costos sin combustible 01 marzo al 31 diciembre 2015	Rige del 01 al 31 marzo 2015	Rige del 1 abril 30 junio 2015	Rige del 1 julio 30 setiembre 2015	Rige del 1 octubre al 31 diciembre 2015	Estructura de Costos sin combustible 2016	
Servicio de generación			Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa		
<b>T-CB Ventas a ICE distribución y a la CNFL</b>								
Carga por Potencia								
Período punta	Por cada kW	2301	2652	3.219	3.336	2.940	2.783	2.493
Período valle	Por cada kW	2301	2652	3.219	3.336	2.940	2.783	2.493
Carga por energía								
Período punta	Por cada kWh	43,4	50	60,7	62,9	55,4	52,5	47,0
Período valle	Por cada kWh	35,5	40,9	49,7	51,4	45,3	42,9	38,5
Período nocturno	Por cada kWh	30,2	34,8	42,2	43,8	38,6	36,5	32,7
<b>T-SD Ventas al servicio de distribución</b>								
Carga por Potencia								
Período punta	Por cada kW	2301	2652	3.219	3.336	2.940	2.783	2.493
Período valle	Por cada kW	2301	2652	3.219	3.336	2.940	2.783	2.493
Carga por energía								
Período punta	Por cada kWh	42,8	49,3	59,8	62,0	54,7	51,7	46,4
Período valle	Por cada kWh	35,1	40,5	49,2	50,9	44,9	42,5	38,0
Período nocturno	Por cada kWh	30	34,6	42,0	43,5	38,4	36,3	32,5
<b>T-UD Usuarios directos del servicio de generación del ICE</b>								
Carga por Potencia								
Período punta	Por cada kW	2,9	2,9	\$3,50	\$3,60	\$3,10	\$3,00	\$2,90
Período valle	Por cada kW	2,9	2,9	\$3,50	\$3,60	\$3,10	\$3,00	\$2,90
Carga por energía								
Período punta	Por cada kWh	0,055	0,055	\$0,066	\$0,068	\$0,059	\$0,056	\$0,055
Período valle	Por cada kWh	0,045	0,045	\$0,054	\$0,055	\$0,049	\$0,046	\$0,045
Período nocturno	Por cada kWh	0,039	0,039	\$0,046	\$0,048	\$0,042	\$0,040	\$0,039

Nota: Para el II, III y IV trimestre del 2015, las tarifas estarán sujetas a los ajustes decretos por la aplicación de la metodología de CVC.

- II. Mantener las descripciones de los pliegos tarifarios fijados en la resolución 1031-RCR-2012.
- III. Establecer los cargos por Costo Variable por Combustibles (CVC) para el 2015 según se detalla a continuación:

SISTEMA	EMPRESA	Desde publicación (C1)	II TRIMESTRE (C2)	III TRIMESTRE (C3)	IV TRIMESTRE (C4)
GENERACIÓN	ICE T-CB y T-SD	21,40%	25,77%	10,86%	4,94%
	ICE T-UD	19,19%	23,02%	7,83%	1,91%

- IV. Indicarle al ICE que como parte de la justificación de las próximas solicitudes tarifarias del servicio de generación, deberá presentar la información indicada en el apartado V del considerando I de esta resolución.
- V. Tener como respuesta a las oposiciones presentadas, el análisis efectuado en el Considerando II de esta resolución y agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.

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, al que 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 inmediato 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 ENERGIA

ECA

1 vez.—O. C. N° 8377-2015.—Solicitud N° 28164.—C-3027660.—(IN2015013072).

**RIE-018-2015**

**A las 16:06 horas del 18 de febrero de 2015**

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

---

**EXPEDIENTE ET-146-2014**

**RESULTANDO:**

- I. Que el 10 de octubre del 2014, mediante el oficio 5407-249-2014, el Instituto Costarricense de Electricidad presentó solicitud de ajuste tarifario para el servicio de transmisión de energía eléctrica que presta (folio 1 al 1465).
- II. Que el 17 de octubre del 2014, mediante el oficio 1415-IE-2014, 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 (folios 1466 a 1469).
- III. Que el 31 de octubre del 2014, mediante oficio 5407-257-2014, el ICE respondió la prevención realizada mediante el oficio 1415-IE-2014 (folios 1470 a 1579).
- IV. Que el 5 de noviembre del 2014, mediante el oficio 1513-IE-2014, la Intendencia de Energía le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el servicio de transmisión de electricidad (folios 1582 a 1583).
- V. Que el 13 de noviembre del 2014, mediante el oficio 1580-IE-2014, la Intendencia de Energía le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 1598 a 1604).
- VI. Que el 17 de noviembre del 2014, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en el Diario Extra y en La Nación y ese mismo día en La Gaceta N° 221 (folios 1588 a 1591).
- VII. Que el 28 de noviembre del 2014, mediante el oficio 5407-282-2014, el ICE solicitó una prórroga para la información adicional solicitada en el oficio 1580-IE-2014 (folios 1606 a 1607).
- VIII. Que el 1 de diciembre del 2014, la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio presentó a la Autoridad Reguladora solicitud de información relacionada con respecto a la solicitud tarifaria del ICE (folios 1608 a 1611).
- IX. Que el 2 de diciembre del 2014, mediante el oficio 1665-IE-2014, la Intendencia de Energía otorgó la prórroga solicitada por el ICE mediante el oficio 5407-282-2014 (folio 1829).
- X. Que el 3 de diciembre del 2014, mediante correo electrónico se remite a la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio el oficio 1680-IE-2014, mediante el cual se responden las inquietudes de esa Cámara (folios 1822 a 1825).

- XI. Que el 5 de diciembre del 2014, mediante el oficio 5407-295-2014, el ICE presentó la información solicitada en el oficio 1580-IE-2014 (folios 1612 a 1821).
- XII. Que el 11 de diciembre del 2014, se recibe la resolución de las 09:15 horas del 09 de diciembre del 2014, de la Sala Constitucional, mediante la cual se da traslado al recurso de amparo interpuesto por la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio, tramitado bajo el expediente judicial 14-019025-0007-CO, ordenando rendir informe sobre los hechos relacionados con una presunta violación al derecho de información y respuesta; y se ordena suspender cautelarmente la correspondiente audiencia pública, (folios 1902 a 1913).
- XIII. Que el 19 de diciembre del 2014, mediante resolución # 2014020664, la Sala Constitucional declaró sin lugar el recurso de amparo presentado por la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio (folios 1968 a 1985).
- XIV. Que el 25 de diciembre del 2014, mediante resolución # 2014020769, la Sala Constitucional adiciona la citada resolución # 2014020664, ordenando a la Autoridad Reguladora realizar la correspondiente audiencia pública a la mayor brevedad (folios 1987 a 1999).
- XV. Que el 12 de enero del 2015, se publicó la nueva convocatoria a la audiencia pública en el Diario Extra y en La Nación y ese mismo día en La Gaceta, Alcance Digital Nº 2 (folios 2036 A 2039).
- XVI. Que el 19 de enero del 2015, se llevó a cabo la audiencia pública de ley, según el informe de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, (oficio 0326-DGAU-2015/02446, folios 2115 a 2116), se recibieron oposiciones válidas por parte de Cámara de Industrias de Costa Rica, Defensoría de los Habitantes, la Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (ACOGRAE).
- XVII. Que el 16 de enero del 2015, mediante el oficio 0190-DGAU-2015/001610 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 2117 a 2119).
- XVIII. Que el 18 de febrero de 2015, mediante el oficio 302-IE-2015, la IE, emitió el respectivo estudio técnico sobre la presente gestión tarifaria.

**CONSIDERANDO:**

- I. Que del estudio 302-IE-2015, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

**II. ANÁLISIS DEL ASUNTO**

**1. Solicitud tarifaria:**

*El Instituto Costarricense de Electricidad solicitó en fijar un incremento promedio en las tarifas del sistema de transmisión del 19,02%, tal y como se detalla:*

<b>Tarifa</b>	<b>Descripción</b>	<b>% de Ajuste</b>
T-TE	Transporte de electricidad	19,02%
T-TEb	Transporte de electricidad	19,02%
<b>Ajuste promedio del Sistema</b>		<b>19,02%</b>

El ICE justificó su solicitud tarifaria en: i) de conformidad con lo establecido en el artículo No. 30 de la Ley 7593, el ICE deberá presentar por lo menos una vez al año un estudio ordinario para cada servicio que brinde, ii) obtener un rédito para el desarrollo de 2,80% en el 2015; iii) en ese año, la estructura de costos y gastos presenta un incremento con relación al 2014 en el orden del 9,1%, equivalente a ¢ 7 958,2 millones, lo cual genera un rédito del -0,41%.

## **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 Intendencia de Energía, han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica realizado por el Banco Central de Costa Rica (BCCR), en su Programa Macroeconómico 2014-2015, las perspectivas de la economía mundial según el Fondo Monetario Internacional, así como, las expectativas de inflación y variación de tipo de cambio plasmadas en las diferentes encuestas formuladas por el BCCR. Y debido al cierre de la información utilizada al día de la audiencia pública, algunos parámetros para diciembre 2014 y el año 2015 son estimados.

En lo que respecta a la proyección de la inflación externa, se tomó como base las estimaciones realizadas por el Fondo Monetario Internacional y las estadísticas se extraen de la página electrónica del Bureau of Labor Statistic de los Estados Unidos de Norteamérica.

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2014-2015, estableció como objetivo de inflación un 4% para ambos años, con un rango de tolerancia de  $\pm 1$  punto porcentual (p.p.). La proyección de inflación propuesta por el Ente Emisor está encaminada en continuar gradual y ordenadamente hacia un esquema monetario de metas de inflación, en procura de ubicarla en el mediano plazo, en niveles similares a los que presentan los principales socios comerciales del país (inflación estimada en un 3%). Aun cuando existen ciertos riesgos a considerar, tales como i) la presión en los mercados locales asociada al deterioro de las finanzas públicas; ii) un sistema financiero vulnerable ante el mayor uso de fondos externos para conceder crédito al sector privado, sistema aún en proceso de mejorar el grado de solidez con las medidas aprobadas por los entes supervisores, vigentes a partir de 2014 y iii) que la reducción del estímulo monetario en Estados Unidos ocurra en forma no ordenada y genere restricciones internas de liquidez que provoquen ajustes no esperados en los macro-precios; las expectativas de la economía costarricense para el bienio 2014 y 2015 ubican el crecimiento del PIB entre un 3,8% y 4,1% respectivamente, ya que se estima que la demanda interna crecería entre un 3,8% y 3,9%, determinado por el aporte del consumo privado, siendo coherente con la evolución esperada de las industrias que producen para el mercado interno.

Además de un crecimiento de la demanda externa del 3,8% y 4,7% que estaría ligada a la evolución en la producción de nuestros principales socios comerciales y de las industrias dedicadas a la exportación, lo que

*supondría una recuperación en las compras de materias primas para la manufactura, así como las destinadas al consumo final y una moderación en el ritmo de crecimiento de las importaciones de bienes de capital. No obstante que las condiciones previstas para el crecimiento económico mundial favorecen la estabilidad de sus precios en los próximos dos años, eventos no predecibles relacionados con factores climáticos o conflictos políticos en los países productores de petróleo, pueden desestabilizar los precios internacionales de dichos insumos, por ejemplo, se estima un precio promedio del petróleo (crudo U.K. Brent, Dubai Fateh y West Texas Intermediate) de US\$103,84 para el 2014.*

*En lo que respecta al tipo de cambio, según lo establece el actual Programa Macroeconómico 2014-2015, el BCCR mantendrá su compromiso con los parámetros de la banda cambiaria en el corto plazo, no obstante ya se giró a una la flotación cambiaria.*

*Actualmente, el comportamiento del tipo de cambio ha presentado una tendencia diferente a la presentada en años anteriores, ya que en mayo de 2013 el presidente de la Reserva Federal de Estados Unidos declaró que, de manera condicionada a la evolución del desempleo y de la inflación, podría iniciar el retiro del programa de estímulo monetario, situación que si bien no se materializó en ese momento, generó ajustes en los macroprecios (incrementos de tasas de interés de largo plazo y en los tipos de cambio de algunas monedas latinoamericanas).*

*En términos de la actividad económica, si bien una depreciación real (efecto traspaso parcial) incentivaría la demanda externa neta, deterioraría la posición patrimonial de los deudores netos en moneda extranjera y su posibilidad de consumo; este último efecto se reforzaría por las presiones al alza en las tasas de interés locales. Estos dos últimos elementos, se estima impactarían la demanda interna en mayor magnitud que el efecto positivo de la demanda externa, antes indicado, lo que desacelerarían el crecimiento de la económica costarricense y por ende, trasfiere presiones vía costos a las tarifas de los servicios que presta la empresa del área de hidrocarburos, las cuales se pueden traducir en incrementos tarifarios para los consumidores de combustibles y por esta vía, afecta el nivel general de inflación y otros macroprecios.*

*Las estimaciones utilizadas por la ICE para este parámetro se hacen manteniendo constante el último dato observado.*

*En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), éste ha sido, en promedio cercana al 2,08% (promedio simple de largo plazo - últimos 5 años-). No obstante, la economía estadounidense ha resentido los efectos de la crisis económica que arrastró la economía mundial en los últimos años. La inflación acumulada de los últimos dos años, a saber 2012 y 2013 ha sido de 1,74% y 1,50% respectivamente y es de esperar que para el 2014 según las estimaciones del Fondo Monetario Internacional (Perspectivas de la Economía Mundial, Enero del 2014), la inflación de los EEUU se ubique cercana al 1,70%.*

*En el siguiente cuadro resumen, se puede observar el comportamiento de los índices antes mencionados y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar, siendo estos parámetros los utilizados por la Autoridad Reguladora en los respectivos estudios tarifarios y otras estimaciones.*

**Cuadro # 1**  
**ICE –Sistema de Transmisión.**  
**Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario**  
**Porcentajes de Variación Anuales (%)**  
**Periodo 2011-2015**

INDICES	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Variaciones según ARESEP (al final del año)</b>					
Inflación Interna (IPC-CR)	4,73%	4,55%	3,68%	5,13%	4,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,96%	1,74%	1,50%	1,70%	1,80%
Depreciación (¢ / U.S.\$)	0,05%	-2,54%	0,16%	7,82%	0,00%
<b>Variaciones según ARESEP (promedio anual)</b>					
Inflación Interna (IPC-CR)	4,88%	4,50%	5,23%	4,52%	3,38%
Inflación Externa (IPC-USA)	3,16%	2,07%	1,46%	1,70%	1,01%
Depreciación (¢ / U.S.\$)	-3,20%	-0,82%	-0,56%	7,59%	0,29%
<b>Notas:</b> El mes de diciembre y 2015 son estimaciones. Las variaciones se estiman a finales de año (diciembre o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
<b>Fuente:</b> Programa Macroeconómico 2014 - 2015 y el Fondo Monetario Internacional					

*b. Análisis del mercado*

*i. Mercado presentado por el ICE*

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

- El ICE solicita un ajuste tarifario que le permita alcanzar ingresos equivalentes a los ¢17 677 millones durante el año 2015. Para lo cual solicitan un incremento del 19,02% en el transporte de electricidad T-TE y para el transporte de electricidad en dólares T-TEb.
- 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.

- *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.*
- *Para calcular el promedio de la energía transmitida, se suma la energía que trasegó el cliente en los últimos doce meses y se divide entre la energía total vendida a ese cliente por el sistema de Generación en el mismo período.*
- *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. Situación actual del mercado**

*Durante el 2013, el 77,5% de la energía trasegada correspondió a las dos empresas distribuidoras más grandes del país: la CNFL, S.A. (39,9%) y el ICE (37,6%). El 22,5% restante de la energía transportada corresponde a las seis empresas distribuidoras y a las otras empresas conectadas a alta tensión.*

*Los ingresos muestran esa misma distribución relativa, por tratarse de un cobro fijo por kWh.*

## **iii. Resultados del mercado de la IE**

*La IE actualizó los datos a octubre de 2014 y efectuó las proyecciones para cada una de las ocho empresas distribuidoras y las empresas de 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 2015. 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.*

*La Intendencia de Energía estima que para el año 2015, el Sistema de Transmisión del ICE facturará a sus clientes 9 390 GWh de energía trasegada, mientras que ICE estimó 9 535 GWh, una diferencia relativa de 1,5%. 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 del mismo ICE, en ET-145-2014 y ET-147-2014.*

*Finalmente, de los análisis financieros contables efectuados por la IE, se propone un aumento en el precio al pasar de ¢9,74 por kWh a ¢12,00 por kWh, la cual empezaría a regir a partir de la correspondiente publicación en La Gaceta; lo que representa un aumento de 23,2% con respecto a la vigente.*

*Con la propuesta los ingresos con tarifa propuesta aumentan con respecto a los ingresos con tarifa vigente en ¢17 720 millones para el 2015. Para un desglose por empresa, véase el anexo N°2.*

## **c. Análisis de inversiones**

*El objetivo de esta sección es evaluar la razonabilidad técnica y económica del plan de inversiones para la actividad de transmisión, durante el período 2014-2016 presentado por el ICE. Asimismo, se verifica lo correspondiente al detalle de adición de activos.*

*Según indica el ICE, el plan de inversiones representa la estimación cuantitativa de metas y esfuerzos necesarios para el desarrollo y mejoramiento del Sistema de Transmisión, de acuerdo con el Plan de Expansión, que obedece a la necesidad de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del país en años futuros, y consecuentemente afectando los niveles de calidad y oportunidad en la prestación del servicio eléctrico por parte del ICE. (CD/Anexo10Inversiones/Capítulo6-InversionesTransmision, folios 1056 a 1068, Tomo III)*

#### ***i. Inversiones propuestas por el ICE***

*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 de 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 1 100 MW, se realiza mediante cuatro corredores de líneas de 230kV, hacia el centro de carga del país, incluyendo la línea SIEPAC que entró en servicio en 2012. Una vez ahí el nivel de tensión es reducido a 138kV para alimentar las principales subestaciones de distribución. También entra en operación el tramo Palmar – Río Claro, a 230 kV, parte de línea SIEPAC.*

*Durante el año 2013 entraron en servicio obras de transmisión importantes, como la subestación Garita a 230 kV y la finalización del proyecto de incremento en de la capacidad de transporte en líneas de transmisión vitales, lo que permite con la misma infraestructura de transmisión, incrementar la capacidad de flujo que la atraviesa.*

*Para el año 2013, la capacidad total de transformación del sistema eléctrico nacional fue de 9 376 MVA aportados a través de 63 subestaciones de transmisión. Por otra parte, el sistema cuenta con 653 kilómetros de líneas con un nivel de tensión de 138 kV y 1 499 kilómetros de líneas a 230 kV, para un total de 2 162 kilómetros (folios 24-26, Tomo I).*

*Indica el ICE, que resulta de vital importancia, disponer de los recursos financieros necesarios para cumplir con los distintos requerimientos para no afectar la disponibilidad futura de energía, lo que a su vez incide sobre los niveles de calidad y prestación oportuna del servicio eléctrico (folios 24-28, Tomo I, CD/Anexo10Inversiones/Capítulo6-InversionesTransmision)*

*Para el año 2013, el total de inversiones ejecutadas por el ICE se compone de 18 172,3 millones de colones en obras correspondientes al programa de Desarrollo Eléctrico III, 6 175,3 millones de colones del programa de obras correspondientes al programa Desarrollo Eléctrico IV y 5 526,9 millones de colones del programa obras ICE. Además de 966,9 millones de colones en obras de transmisión asociadas a la generación, 16 886,2 millones de colones en mejoras al sistema y finalmente 19 501 millones de colones entre otras inversiones y otros activos. (CD/Anexo10Inversiones/Capítulo6-InversionesTransmision). Estos programas de desarrollo eléctrico contemplan periodos de ejecución variados comprendidos entre uno a tres años en promedio.*

*El programa de inversiones para el período 2014-2016, está compuesto por los siguientes programas:*

a) Programa de desarrollo eléctrico III: obras que se financian parcialmente con los recursos del préstamo BID No.1908/OC-CR, así como los recursos provenientes de las emisiones de bonos internacionales.

b) Programa de desarrollo eléctrico IV: obras que se financian parcialmente con los recursos de préstamo BID 1908/OC-CR; contempla recursos provenientes de la emisión de bonos internacionales.

c) Programa obras ICE: contempla obras de transmisión no incluidas en los programas anteriores y que responden a necesidades particulares de la red a efecto de garantizar la continuidad y calidad del servicio, según determina el propio ICE.

d) Transmisión asociada a la generación: incluye obras de transmisión asociadas a los proyectos de generación eléctrica. Dentro del período de análisis se contemplan las obras correspondientes al proyecto hidroeléctrico Reventazón.

e) Mejoras al sistema: mejoras o adiciones a la red, para satisfacer las necesidades de la red de distribución, transformadores de respaldo y otras mejoras.

f) Centro Nacional de Control de Energía: incluye las obras de construcción del nuevo edificio que albergará e nuevo centro y todas aquellas obras adicionales para el mejoramiento y buen funcionamiento del Centro de Control.

g) Otros activos: que comprenden la compra de mobiliario, herramientas, equipo de cómputo y equipos de trabajo, que integran las áreas de apoyo y que son necesarios para realizar una adecuada gestión del sistema de transmisión (CD/Anexo10Inversions/Capítulo6-InversionesTransmision).

En el siguiente cuadro el ICE presentan las inversiones para el sistema de transmisión, período 2014-2016 (folio 71, Tomo I):

**Cuadro # 2**  
**Instituto Costarricense de Electricidad - Análisis de Inversiones-Solicitud ICE**  
**(millones de colones)**

OBRAS	AÑO			Total Período
	2014	2015	2016	
<b>Programa de Obras PDE3</b>				
1.1 Cariblanco - Trapiche	12 794,20	7 515,70	0,00	20 309,90
1.2 Peñas Blancas - Garita	7 732,90	2 675,50	0,00	10 408,40
1.3 Cóbano	4 961,20	5 510,30	962,40	11 433,90
<b>Subtotal</b>	<b>25 488,30</b>	<b>15 701,50</b>	<b>962,40</b>	<b>42 152,20</b>
<b>Programa de Obras PDE4</b>				
2.1 Jacó	4 543,70	7 007,20	819,90	12 370,80
2.2 Anillo Sur	5 507,00	12 489,90	17 098,10	35 095,00
2.3 Coronado	0,00	0,00	0,00	0,00
2.4 Renovación Transf. de Potencia	2 636,60	5 593,70	8 129,40	16 359,70
2.5 Medición	0,00	0,00	0,00	0,00
2.6 Modernización ST Río Macho	1 761,70	580,20	0,00	2 341,90
2.7 Coyol	4 756,00	5 689,90	718,20	11 164,10

<b>Subtotal</b>	<b>19 205,00</b>	<b>31 360,90</b>	<b>26 765,60</b>	<b>77 331,50</b>
<b>Programa Obras ICE</b>				
3.1 Cariblanco - Trapiche	131,70	2 607,20	2 039,60	4 778,50
3.2 Barras de alta tensión	239,60	405,70	3 126,60	3 771,90
3.3 Desvío Río Claro - Paso Canoas	198,30	1 258,40	2 729,00	4 185,70
3.4 Desvío La Carpio	127,60	2 769,40	1 392,70	4 289,70
3.5 Transformadores de energía	0,00	0,00	0,00	0,00
3.6 Refuerzo de transmisión Sur-Centro	186,10	1 608,80	2 886,30	4 681,20
3.7 Miravalles V	0,00	106,60	7,60	114,20
3.8 Conexiones de media tensión	0,00	0,00	0,00	0,00
3.9 Transmisión Venecia	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Subtotal</b>	<b>883,30</b>	<b>8 756,10</b>	<b>12 181,80</b>	<b>21 821,20</b>
<b>Transmisión asociada a Generación</b>				
4.1 P.H. Reventazón	971,10	14 807,90	766,90	16 545,90
	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Subtotal</b>	<b>971,10</b>	<b>14 807,90</b>	<b>766,90</b>	<b>16 545,90</b>
<b>Mejoras al Sistema</b>				
5.1 Mejoras a Subestaciones	2 636,80	1 620,80	1 148,50	5 406,10
5.2 Servicio al Cliente	0,00	0,00	0,00	0,00
5.3 Respaldo transformadores	475,80	258,00	126,00	859,80
5.4 Área de fibra óptica	0,00	0,00	1 033,00	1 033,00
5.5 Área de comunicaciones	232,50	50,00	15,00	297,50
5.6 Otras mejoras UEN Transporte	3 679,80	600,00	5 135,00	9 414,80
<b>Subtotal</b>	<b>7 024,90</b>	<b>2 528,80</b>	<b>7 457,50</b>	<b>17 011,20</b>
<b>Centro de Control de Energía</b>				
6.1 Mejoras al Centro de Control	1 043,80	3 091,20	2 609,50	986,30
6.2 Nuevo Centro de Control de Energía	3 440,80	390,40	9 105,40	8 406,50
<b>Subtotal</b>	<b>4 484,60</b>	<b>3 481,60</b>	<b>11 714,90</b>	<b>19 681,10</b>
<b>Formación Capital</b>				
7.1 Otros activos construcción	368,80	490,50	14,50	873,80
7.2 Otros Activos operación	1 805,30	2 731,10	2 150,30	6 686,70
<b>Subtotal</b>	<b>2 174,10</b>	<b>3 221,60</b>	<b>2 164,80</b>	<b>7 560,50</b>
<b>Gastos Financieros</b>				
Financieros BID 2747/OC-CR CCLIP II	0,00	0,00	0,00	0,00
Financieros BID 1908/OC-CR CCLIP I	121,60	366,60	533,60	1 021,80
Financieros Banca Nacional	0,00	0,00	0,00	0,00
Financieros Bonos	0,00	0,00	0,00	0,00
Financiamiento no definido	228,90	453,10	1 423,10	2 105,10
Financiamiento BCIE 1856	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Subtotal</b>	<b>350,50</b>	<b>819,70</b>	<b>1 956,70</b>	<b>3 126,90</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>60 581,80</b>	<b>80 678,10</b>	<b>63 970,60</b>	<b>205 230,50</b>

Fuente: folio 71, Tomo I.

**ii. Análisis del plan de inversiones**

El ICE en las justificaciones de su plan de inversión, no aportó documentación técnica que permita para valorar de manera objetiva, la necesidad técnica de algunas de las inversiones solicitadas y la razonabilidad económica de las mismas.

Ejemplo, las justificaciones presentadas no muestran el grado de prioridad que se le otorga a las inversiones, en función de las necesidades. (folios 1056 al 1068, Tomo III).

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

Con base en los montos presentados por el ICE y proyecciones de inflación y tipo de cambio, utilizados por la Autoridad Reguladora, para el periodo citado, aplicables a los valores de inversiones aportados por el ICE, se procedió a recalcular los montos de las inversiones solicitadas.

Considerando que algunas de las justificaciones aportadas por el ICE no resultan razonables (Anexo 10, folios 1056-1068, Tomo III), la Autoridad Reguladora, considera en el recalcular de los montos de inversión solicitados para las obras requeridas en este reajuste tarifario, por lo que la Intendencia indica a continuación las inversiones y montos a considerar:

**Cuadro # 3**  
**Sistema de Transmisión - Análisis de Inversiones-Criterio ARESEP**  
**(millones de colones)**

OBRAS	AÑO			Total Período
	2014	2015	2016	
<b>Programa de Obras PDE3</b>				
1.1 Cariblanco - Trapiche	12 720,58	7 355,48	0,00	20 076,06
1.2 Peñas Blancas - Garita	7 688,41	2 618,46	0,00	10 306,87
1.3 Cóbano	4 932,65	5 392,83	930,90	11 256,38
<b>Subtotal</b>	<b>25 341,64</b>	<b>15 366,77</b>	<b>930,90</b>	<b>41 639,31</b>
<b>Programa de Obras PDE4</b>				
2.1 Jacó	4 517,56	6 857,82	793,06	12 168,44
2.2 Anillo Sur	5 475,31	12 223,64	16 538,43	34 237,38
2.3 Coronado	0,00	0,00	0,00	0,00
2.4 Renovación Transf. de Potencia	2 621,43	5 474,45	7 863,30	15 959,18
2.5 Medición	0,00	0,00	0,00	0,00
2.6 Modernización ST Río Macho	1 751,56	567,83	0,00	2 319,39
2.7 Coyol	4 728,63	5 568,60	694,69	10 991,93
<b>Subtotal</b>	<b>19 094,50</b>	<b>30 692,34</b>	<b>25 889,49</b>	<b>75 676,33</b>
<b>Programa Obras ICE</b>				
3.1 Cariblanco - Trapiche	130,94	2 551,62	1 972,84	4 655,40
3.2 Barras de alta tensión	238,22	397,05	3 024,26	3 659,53
3.3 Desvío Río Claro - Paso Canoas	197,16	1 231,57	2 639,67	4 068,40
3.4 Desvío La Carpio	126,87	2 710,36	1 347,11	4 184,34

3.5 Transformadores de energía	0,00	0,00	0,00	0,00
3.6 Refuerzo de transmisión Sur-Centro	185,03	1 574,50	2 791,82	4 551,36
3.7 Miravalles V	0,00	104,33	7,35	111,68
3.8 Conexiones de media tensión	0,00	0,00	0,00	0,00
3.9 Transmisión Venecia	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Subtotal</b>	<b>878,22</b>	<b>8 569,44</b>	<b>11 783,06</b>	<b>21 230,71</b>
<b>Transmisión asociada a Generación</b>				
4.1 P.H. Reventazón	965,51	14 492,22	741,80	16 199,53
	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Subtotal</b>	<b>965,51</b>	<b>14 492,22</b>	<b>741,80</b>	<b>16 199,53</b>
<b>Mejoras al Sistema</b>				
5.1 Mejoras a Subestaciones	2 621,63	1 586,25	1 110,91	5 318,78
5.2 Servicio al Cliente	0,00	0,00	0,00	0,00
5.3 Respaldo transformadores	0,00	0,00	0,00	0,00
5.4 Área de fibra óptica	0,00	0,00	999,19	999,19
5.5 Área de comunicaciones	231,16	48,93	14,51	294,61
5.6 Otras mejoras UEN Transporte	3 658,63	587,21	4 966,92	9 212,75
<b>Subtotal</b>	<b>6 511,42</b>	<b>2 222,39</b>	<b>7 091,52</b>	<b>15 825,33</b>
<b>Centro de Control de Energía</b>				
6.1 Mejoras al Centro de Control	1 037,79	3 025,30	2 524,08	6 587,18
6.2 Nuevo Centro de Control de Energía	3 421,00	382,08	8 807,35	12 610,43
<b>Subtotal</b>	<b>4 458,80</b>	<b>3 407,38</b>	<b>11 331,44</b>	<b>19 197,61</b>
<b>Formación Capital</b>				
7.1 Otros activos construcción	366,68	480,04	14,03	860,75
7.2 Otros Activos operación	1 794,91	2 672,88	2 079,91	6 547,70
<b>Subtotal</b>	<b>2 161,59</b>	<b>3 152,92</b>	<b>2 093,94</b>	<b>7 408,45</b>
<b>Gastos Financieros</b>				
Financieros BID 2747/OC-CR CCLIP II	0,00	0,00	0,00	0,00
Financieros BID 1908/OC-CR CCLIP I	120,90	358,78	516,13	995,82
Financieros Banca Nacional	0,00	0,00	0,00	0,00
Financieros Bonos	0,00	0,00	0,00	0,00
Financiamiento no definido	227,58	443,44	1 376,52	2 047,54
Financiamiento BCIE 1856	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Subtotal</b>	<b>348,48</b>	<b>802,23</b>	<b>1 892,65</b>	<b>3 043,36</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>59 760,15</b>	<b>78 705,69</b>	<b>61 754,79</b>	<b>200 220,63</b>

### iii. Capacidad de Ejecución.

En lo que respecta a la capacidad de ejecución de las inversiones aprobadas para el sistema de transmisión, el ICE aporta la Tabla N° 6.1 "Resumen comparativo de inversiones" (CD/Anexo10 Inversiones/Capítulo 6- Inversiones Transmisión), en donde se muestra que el ICE tuvo los porcentajes de ejecución mostrados en el cuadro siguiente:

**Cuadro # 4**  
**Detalle del porcentaje de ejecución de inversiones de obras transmisión ICE**  
**(millones de colones y porcentajes)**

<b>AÑO</b>	<b>Monto ARESEP</b>	<b>Monto ICE</b>	<b>Porcentaje de Ejecución</b>
2011	100 071,30	66 026,20	66,0 %
2012	90 239,50	72 376,60	80,2 %
2013	32 931,30	67 228,70	204,10 %

**Fuente:** CD/Anexo10 Inversiones/Capítulo 6-Inversiones Transmisión.

Es importante señalar que el ICE no justifica adecuadamente el monto tan significativo de sobre ejecución de inversiones en el 2013, y además como el porcentaje de ejecución se utiliza para proyectar se supone que el tope de ejecución futura es el 100% del presupuesto anual para inversiones. De esta forma, los datos utilizados por la Intendencia de Energía (IE) sobre ejecución de inversiones son los siguientes: año 2009 = 81,0%, 2010 = 100,0%, 2011= 68,9%, 2012 = 80,2% y 2013 = 100,0%, para un promedio del periodo 2009-2013 de 86,02%.

**iv. Adición de activos del sistema de transmisión**

El ICE en su petición tarifaria, presentó un resumen de adición de activos, como se muestra en el cuadro siguiente Resumen de la Adición de Activos, para el periodo 2014-2016 (folios 976 y 1009, Tomo III).

**Cuadro # 5**  
**Instituto Costarricense de Electricidad - Resumen de la Adición de Activos-Solicitud ICE**  
**(millones de colones)**

<b>Costos por Programa</b>	<b>AÑO</b>			<b>Total Período</b>
	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	
Líneas de Transmisión	31 252,40	34 847,20	24 628,20	90 727,80
Subestaciones	15 413,10	36 141,10	16 917,90	68 472,10
Mejoras Centro de Control	7 119,70	2 567,50	7 670,10	17 357,30
Nuevo centro de control	4 590,50	3 786,30	12 402,90	20 779,70
<b>Subtotal</b>	<b>58 375,70</b>	<b>77 342,10</b>	<b>61 619,10</b>	<b>197 336,90</b>
<b>Otros Activos para construcción</b>				
<b>Subtotal</b>	<b>377,80</b>	<b>519,40</b>	<b>49,00</b>	<b>946,20</b>
<b>Otros Activos para operación</b>				
<b>Subtotal</b>	<b>1 828,50</b>	<b>2 816,70</b>	<b>2 302,30</b>	<b>6 947,50</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>60 582,00</b>	<b>80 678,20</b>	<b>63 970,40</b>	<b>205 230,60</b>

**Fuente:** folios 976 y 1009, Tomo III

Dentro de las justificaciones de adiciones que presenta el ICE se tienen las siguientes (folio 960, Tomo III):

- a) La adición de activos corresponde a las obras en construcción que al entrar en operación pasan a formar parte del activo en el sistema de transmisión.
- b) La metodología seguida para estimar dicha capitalización de obras es concordante con las políticas que aplica la institución.
- c) Para obras de periodos constructivos muy cortos, se adiciona el monto de inversión anual.

d) Se observó que los montos asignados a Subestaciones para el período en estudio difieren de los montos anotados en el Cuadro No. 9.3, Activos Fijos en Operación-Subestaciones.

Con base en los datos reales y proyecciones de inflación y tipo de cambio, utilizados por la Autoridad Reguladora, para los citados años, aplicables a los valores aportados por el ICE para sus cálculos tarifarios, se procedió a recalcular, los montos de las adiciones de activos solicitados para su reconocimiento tarifario. También, se eliminó de la adición los montos correspondientes a Mejoras al Centro Nacional de Control de Energía, ya que el mismo no entrará en operación antes del año 2016.

Asimismo, estas adiciones están afectadas por el porcentaje de ejecución de las inversiones reconocidas por la Autoridad Reguladora, por lo que las adiciones a considerar son las que se señalan en el cuadro siguiente:

**Cuadro # 6**  
**ICE, Sistema de Transmisión**  
**Resumen de la Adición de Activos-Criterio ARESEP**  
**(millones de colones)**

<b>Costos por Programa</b>	<b>AÑO</b>			<b>Total Período</b>
	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	
Líneas de Transmisión	26 728,63	29 336,54	20 491,738	76 556,89
Subestaciones	13 182,06	30 425,82	14 076,42	57 684,31
Mejoras Centro de Control	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuevo centro de control	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Subtotal</b>	<b>39 910,694</b>	<b>59 762,36</b>	<b>34 568,15</b>	<b>134 241,20</b>
<b>Otros Activos para construcción</b>				
<b>Subtotal</b>	<b>323,11</b>	<b>437,26</b>	<b>40,77</b>	<b>801,15</b>
<b>Otros Activos para operación</b>				
<b>Subtotal</b>	<b>1 563,83</b>	<b>2 371,27</b>	<b>1 915,61</b>	<b>5 850,71</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>41 797,63</b>	<b>62 570,90</b>	<b>36 524,53</b>	<b>140 893,06</b>
<b>Fuente:</b> Expediente ET-139-2012. Elaboración ARESEP.				

Las inversiones consideradas por la Autoridad Reguladora para el sector de transmisión deben capitalizarse en el momento en que entren en operación, por lo que debe de existir una relación directa entre el planeamiento de las inversiones en transmisión y los montos de capitalización para cada año. Al efecto, el ICE debe ser más claro en las explicaciones relacionadas con el proceso de inversión y capitalización de sus proyectos, a fin de poder determinar la razonabilidad de los mismos.

Si bien, el ICE indica que con las inversiones proyectadas se trata de garantizar: a) la demanda de energía eléctrica del país en años futuros, b) los niveles de calidad y oportunidad en la prestación del servicio y c) ampliar y mejorar las actuales subestaciones y líneas de transmisión; también es cierto que el "Plan de Inversión del ICE", es omiso en señalar una vinculación técnica y directa entre las obras proyectadas y la calidad. En ese sentido establece una condición general, pero no una relación directa y técnicamente sustentada entre las proyecciones de inversión y el mejoramiento de los índices de calidad en lo que respecta al desempeño de la red de transmisión nacional (folios 25-28, 78-88, Tomo I).

El cuadro siguiente muestra el resumen consolidado de las inversiones y adiciones del Sistema de Transmisión, de acuerdo con la solicitud del ICE.

**Cuadro # 7**

**Inversiones y adiciones totales solicitadas por el ICE  
2014-2016  
(millones de colones)**

<b>Año</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>Total Período 2014-2016</b>
<b>Actividad</b>				
<b>INVERSIONES</b>	60 581,80	80 678,10	63 970,60	<b>205 230,50</b>
<b>ADICIONES</b>	60 582,00	80 678,20	63 970,40	<b>205 230,60</b>

Así las cosas, el cuadro siguiente muestra el resumen consolidado de las inversiones y adiciones, del Sistema de Transmisión, de acuerdo con los criterios de la Autoridad Reguladora.

**Cuadro # 8**

**Inversiones y adiciones consideradas por la ARESEP.  
2014-2016  
(millones de colones)**

<b>Año</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>Total Período 2014-2016</b>
<b>Actividad</b>				
<b>INVERSIONES</b>	41 797,63	62 570,90	36 524,53	<b>140 893,06</b>
<b>ADICIONES</b>	41 797,63	62 570,90	36 524,53	<b>140 893,06</b>

**v. Retiro de activos**

Para el activo fijo en operación para el período 2014-2016, el ICE estimó retiros argumentando los siguientes aspectos:

1-Mediante resolución **RRG-9368-2008**, Por tanto IV inciso g., y **RRG-9721-2009** Por Tanto I, inciso 1., la UEN Transmisión, realizó la estimación, así como el detalle de las cifras de retiro de activo fijo en operación y de los otros activos en operación.

2- En Cuadro No. 9.7 a folios 978-979, Tomo III, se anexa Cuadro Detalle del Retiro de Activos en Operación 2014-2016, Sistema de Transmisión presentado por el ICE, el cual este Organismo Regulador resumió de la siguiente manera:

**Cuadro # 9**  
**Sistema de Transmisión - Detalle del Retiro de Activos en Operación 2014-2015-ICE**  
**(millones de colones)**

**Retiros según ICE**

	2014				2015			
	Costo	Dep. Costo	Revaluó o	Dep. Revaluó o	Costo	Dep. Costo	Revaluó o	Dep. Revaluó o
03-Subestaciones	202,00	87,60	731,10	541,20	312,60	166,40	451,50	339,60
04-Líneas de transmisión	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12-Equipo de control y comunicación	47,50	26,70	210,10	135,80	7,10	4,00	31,50	20,40
Otros Activos Construcción	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros Activos Operación	992,10	856,50	31,30	29,70	283,20	244,40	14,10	12,50
<b>Subtotal</b>	<b>1 241,60</b>	<b>970,80</b>	<b>972,50</b>	<b>706,70</b>	<b>602,90</b>	<b>414,80</b>	<b>497,10</b>	<b>372,50</b>
<b>Total</b>	<b>536,60</b>				<b>312,70</b>			

**Fuente:** folios 978-979, Tomo III

Además de las resoluciones RRG-9368-2008 y RRG-9721-2009, citadas anteriormente, el ICE debe también implementar la metodología de retiros de activos que estén ligados a las inversiones, publicado en el Diario Oficial La Gaceta No. 66, del 7 de Abril del 2010 (punto VI. J) y lo señalado en el Diario Oficial La Gaceta No. 40 del 25 de Febrero del 2011 (punto III.1.e) de implementar la metodología de retiros de activos ligado a las inversiones (reemplazo y mantenimiento) según el instructivo de retiros de activos, indicado en el folio 3590 del ET-173-2010, y por consiguiente, se requiere que los retiros que se proyecten estén identificados y asociados a las inversiones y adiciones respectivas, de manera que estos activos se incluyan en la revaluación (restando en los cálculos según la metodología vigente), y por consiguiente, se actualice el resultado del activo revaluado neto promedio utilizado en la determinación de la base tarifaria del servicio en cuestión. Los retiros deben venir identificados y desglosados por partida contable del activo fijo existente, así como debe desglosarse por

*separado las cifras monetarias para activo al costo, activo revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluada. El detalle aplica tanto para los activos en operación, como para los otros activos en operación (generales corporativos). Al respecto es menester señalar que las disposición anterior, a la fecha no han sido cumplidas por el ICE en su totalidad, ya que en la cuenta Otros Activos para la Construcción no hay retiro de activos.*

*Con base en los datos reales y proyecciones de inflación y tipo de cambio, utilizados por la Autoridad Reguladora, para los citados años, aplicables a los valores aportados por el ICE para sus cálculos tarifarios, se procedió a recalcular, los montos de los retiros de activos solicitados para su reconocimiento tarifario:*

**Cuadro # 10**

**Sistema de Transmisión - Detalle del Retiro de Activos en Operación 2014-2015-ARESEP  
(millones de colones)**

	2014				2015			
	Costo	Dep. Costo	Revaluó	Dep. Revaluó	Costo	Dep. Costo	Revaluó	Dep. Revaluó
03-Subestaciones	200,84	87,10	726,89	538,09	305,94	162,85	441,87	332,36
04-Líneas de transmisión	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12-Equipo de control y comunicación	47,23	26,55	208,89	135,02	6,95	3,91	30,83	19,97
Otros Activos Construcción	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros Activos Operación	986,39	851,57	31,12	29,53	277,16	239,19	13,80	12,23
<b>Subtotal</b>	<b>1 234,46</b>	<b>965,21</b>	<b>966,90</b>	<b>702,63</b>	<b>590,05</b>	<b>405,96</b>	<b>486,50</b>	<b>364,56</b>
<b>Total</b>	<b>533,51</b>				<b>306,03</b>			

**d. Retribución al capital**

Según la metodología tarifaria vigente, los ingresos de operación (precio promedio multiplicado por las cantidades vendidas de energía, más otros ingresos), deben ser iguales que la suma de los gastos tarifarios, más el rédito de desarrollo o rentabilidad en términos absolutos (monetarios); de tal modo que esta última variable determina en gran medida el nivel de las tarifas.

El ICE obtuvo, en primera instancia para el sistema de transmisión, un rédito para el desarrollo para el 2015 del 7,24% según el modelo WACC, sin embargo utilizaron en sus proyecciones financieras y tarifarias un rédito de 2,80%.

Para obtener una tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo que sirva como parámetro para esta fijación tarifaria, la Intendencia de Energía utilizó el modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC por sus siglas en inglés) y el Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM por sus siglas en inglés).

El primero de estos modelos indica que la tasa de rentabilidad de la empresa, se obtiene ponderando las tasas del costo del capital propio y del costo de la deuda. Este último se puede obtener, por ejemplo, como el costo marginal del endeudamiento (v.g. tasa de interés del último crédito obtenido); como el costo promedio ponderado de los diferentes préstamos que tiene la empresa o como la razón del costo de la deuda entre el pasivo promedio.

El Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM), utilizado para calcular el costo del capital propio, señala que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado con éste y pueden ser separados en dos grandes componentes: los relacionados con el mercado en su conjunto (riesgo sistemático) y

los derivados de las inversiones específicas (riesgo específico)<sup>1</sup>. Este modelo es consistente con la política regulatoria que contempla como uno de sus objetivos básicos la sostenibilidad del servicio, dado que esto implica entre otras cosas, garantizar un rendimiento sobre el capital invertido que haga atractivas las inversiones en el sector, lo cual además es consistente con lo establecido en la Ley 7593 que regula los servicios públicos en nuestro país.

Para el cálculo del costo de capital del ICE se emplearon las siguientes fórmulas:

$$(1) r_{kp} = r_f + \beta (r_m - r_f) \quad (\text{modelo CAPM})$$

En donde:

- $r_{kp}$  = Costo del capital propio
- $r_m$  = Rendimiento de una cartera diversificada de acciones y
- $r_f$  = Tasa libre de riesgo.
- $r_m - r_f$  = Prima de riesgo.
- $\beta$  = Mide la correlación entre los rendimientos de mercado y los de una inversión específica.

$$(2) r_k = r_d * (1-t) * D/A + r_{kp} * P/A \quad (\text{modelo WACC})$$

En donde:

- $r_k$  = Costo de capital de la empresa
- $r_d$  = Costo del endeudamiento
- $r_{kp}$  = Costo del capital propio
- $t$  = Tasa impositiva
- $D$  = Valor de la deuda
- $P$  = Valor del capital propio (KP) o patrimonio
- $A$  = Valor total de los activos (D + P).

Los valores y la fuente de información de cada variable del modelo son los siguientes:

- La tasa libre de riesgo ( $r_f$ ) fue obtenida como el promedio de los promedios mensuales de los últimos 12 meses de la tasa de interés de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América a 10 años plazo, con corte a diciembre del 2014 (2,54%). Se utilizó como fuente de información, la siguiente dirección electrónica: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>
- La Prima por riesgo (PR) ( $r_m - r_f$ ) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls>. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses, siendo éste de 5,21% con corte al mes de diciembre del 2014.
- El riesgo país ( $r_p$ ) no se considera en este caso, dado que al ser una empresa pública, creada para la prestación del servicio de suministro de electricidad, el riesgo país es irrelevante para la decisión de colocación del capital aportado para la prestación de este tipo de servicio público, pues las empresas no

---

<sup>1</sup> Los estudios efectuados por la Autoridad Reguladora y resumido en esta sección se han basado en el documento preparado por Martín Rossi, Martín Rodríguez y Omar Chisari, especialmente el documento "El Costo del Capital en Empresas Reguladas, Incentivos y Metodología", del cual se extraen las principales conclusiones que se citan.

tienen la opción de colocar sus recursos en ningún otro país alternativo y consecuentemente, tampoco tienen la posibilidad de mover su capital.

- El valor de la beta ( $\beta$ ) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York, USA, según la página: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>. Su valor se estimó en 0,42 (beta desapalancada) correspondiente al dato de enero de 2015. Para su estimación se utilizó la clasificación denominada Industria Utility (General), en la cual se agrupa las empresas eléctricas más representativas del área, con lo cual se ajusta al sector que se está regulando. Esta clasificación es la que se considera más apropiada para la actividad eléctrica en nuestro país.
- El valor del costo de la deuda ( $r_d$ ) se estimó en 6,01%, el cual se obtuvo de la ponderación de las tasas de interés de los pasivos de largo plazo que tiene el sistema de transmisión que presta el ICE.
- La tasa impositiva ( $t$ ) se supuso igual a cero (0) dado el acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999).
- El valor de los pasivos ( $D$ ) es de ¢362 028 millones, el capital propio o patrimonio ( $P$ ) es de ¢236 860 millones y el valor total de los activos ( $A$ ) es de ¢598 888 millones, según la información de los Estados Financieros a setiembre del 2014 del ICE<sup>2</sup>.

Debido a que ya han pasado unos meses del 2015 y se calcula las nuevas tarifas para un periodo remanente de 10 meses del presente año, se considera que sólo debería permitirse lograr una retribución proporcional a este plazo, calculada según la siguiente fórmula:

$$(3) \quad rk_{2013} = rka + (rk - rka) * (n/12), \text{ ó}$$

$$(3i) \quad Rk_{2013} = rka * [(12-n)/12] + rk * (n/12)$$

En donde:

$Rk$  = Rédito de desarrollo recomendado para el periodo 2015.

$rka$  = Rédito de desarrollo actual o con tarifas vigentes para el periodo 2015.

$rk$  = Costo del capital propio (modelo CAPM).

$n$  = Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes durante el periodo 2015 (10 meses en este caso)<sup>3</sup>.

En los Estados Financiero del ICE por sistemas a setiembre del 2014, se visualizan unas pérdidas significativas por sistema, siendo en generación de ¢24 326 millones, transmisión de ¢29 653 millones, distribución de ¢8 809 millones y alumbrado público de ¢3 615 millones. El ICE mediante el documento enviado por correo electrónico del 5 de diciembre del 2014, justificó dichas cifras en una disminución del 3% en los ingresos de operación como resultado de una caída en las ventas a las empresas distribuidoras locales y al rechazo tarifario que debía entrar a regir para enero del 2014, lo cual redujo el excedente de operación en un 21% respecto al año anterior, además de las fluctuaciones cambiarias como resultado de la depreciación de colón respecto al dólar.

---

<sup>2</sup> Los datos de deuda se obtuvieron del informe de tasa de rédito para el desarrollo presentado en agosto 2014 y que presenta datos de mayo 2014, lo anterior pues son los datos más recientes con la desagregación requerida para calcular de mejor modo el modelo.

<sup>3</sup> Se supone que las nuevas tarifas entrarán a regir a partir del 1 de marzo del 2015, es decir estarán vigentes 10 meses del presente año.

Dichas pérdidas son trasladadas al patrimonio de cada uno de los sistemas mencionados, afectando la reinversión de excedentes en el ICE, e incluso provocando un patrimonio negativo en el sistema de alumbrado público.

Ante lo anterior, es criterio de esta Intendencia que una empresa regulada no puede justificar una pérdida a causa de rechazo tarifario, y más aún cuando las razones del mismo han sido por su propia gestión (activos, inversiones y remuneraciones). De igual manera, es inaceptable que se le traslade a los usuarios vía tarifa, dichas pérdidas, y más cuando no se puede verificar y separar que parte de esas pérdidas corresponden a erogaciones de costos y gastos imputables a las tarifas eléctricas, máxime si está atenta contra la capacidad de reinversión y descapitaliza poco a poco a la empresa.

A la luz de lo anterior, se procedió a no incorporar las pérdidas indicadas en el cálculo del rédito para el desarrollo, de tal manera que no afecte el instrumento, ante la deficitaria información sobre su procedencia por parte del ICE.

Como resultado de lo anterior y con la información financiera disponible a setiembre del 2014, el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta el ICE es el siguiente:

**Cuadro # 11**  
**Instituto Costarricense de Electricidad**  
**Réditos de Desarrollo**

Sistemas del ICE	Estimación ICE		Estimación ARESEP		
	Costo promedio ponderado del capital WACC obtenido	Costo promedio ponderado del capital WACC aplicado	Costo de capital propio CAPM	Costo promedio ponderado del capital WACC	Ajustado por plazo*
Sistema de generación	7,04%	5,13%	6,89%	6,65%	6,02%
Sistema de transmisión	7,24%	2,80%	8,06%	6,82%	5,94%**
Sistema de distribución	6,25%	4,73%	6,06%	5,81%	5,65%
Sistema de alumbrado público	8,78%	8,78%	10,96%	7,24%	7,11%

**Nota:**  
El cálculo del WACC por ARESEP no incluye las pérdidas reportadas por el ICE en el patrimonio, dada la escasa información aportada por la regulada.  
\* Se utiliza el rédito ajustado dado que se espera que las tarifas tengan una vigencia cercana a los 10 meses.  
\*\* Finalmente se ajustó en 5,52; por el proceso que posteriormente se detalla.

En el caso del Sistema de Transmisión se consideró en los cálculos tarifarios el criterio de un rédito tal que le generará al ICE unos ingresos adicionales en este sistema, iguales a los que el ICE planteó en su solicitud tarifaria. Lo anterior por cuanto, el planteamiento del ICE implicaría incrementar en 3,21pp el rédito con tarifas vigentes, mientras que si se utiliza el WACC calculado, tanto por el ICE como por la Aresep, ese incremento sería de 4,38pp, lo que lo hace desproporcionado. Así las cosas, el monto a reconocer es aquel que le genere la misma cantidad de ingresos adicionales al ICE que éste solicitó.

El criterio anterior también ha sido validado por la Junta Directiva de esta Autoridad Reguladora mediante la resolución RJD-149-2012 de las 14:45 horas del 14 de noviembre del 2012.

De acuerdo con lo anterior, el rédito de desarrollo utilizado para el caso de Sistema de Transmisión del ICE es de 5,53%.

e. *Cálculo de la base tarifaria*

*Se utilizó la metodología seguida en anteriores estudios tarifarios, actualizando el valor de la base tarifaria (activo revaluado neto promedio) revaluando los saldos preexistentes por medio de índices, sumando las adiciones de activos del periodo y restando los retiros correspondientes; además de aplicar la depreciación de cada periodo de acuerdo con las tasas de depreciación aprobadas para cada tipo de activo.*

*Los saldos iniciales se tomaron de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre del 2013, remitidos por el ICE a la ARESEP por medio del oficio 0078-0588-2013 del 4 de junio del 2014. Estos saldos coinciden con los reportados en el informe de revaluación de activos del periodo 2013 (oficio 5407-132-2014 del 26 de mayo de 2014) excepto en lo correspondiente a los activos en operación del Sistema de Transmisión, que presentan una diferencia de aproximadamente ¢ 14 042 millones.*

*Las tasas de depreciación fueron tomadas del acuerdo correspondiente al artículo III de la Sesión Ordinaria 2527-89 de la Junta Directiva del anterior Servicio Nacional de Electricidad (SNE), según oficio 750-JD-89 del 2 de junio de 1989; de igual fuente son los correspondientes valores de rescate de los diferentes tipos de activos. Para los casos de activos no contemplados en este acuerdo del SNE, se utilizaron los porcentajes aportados por el ICE.*

*En el caso de las tasas de depreciación de los Otros Activos en Operación, al igual que el ICE, los cálculos de la ARESEP fueron realizados tomando los promedios por tipo de activo, según la estructura de estos al 31 de diciembre de 2013. Sin embargo, las ponderaciones fueron corregidas para tomar en cuenta solo los activos que sí son sujetos a revaluación y depreciación.*

*Los porcentajes de los componentes interno y externo corresponden a la actualización más reciente, según el oficio 5407-129-2014 del ICE del 22 de mayo de 2014 (el oficio dice erróneamente 2013). El en caso de la Generación Solar se tomó el porcentaje incluido en el desarrollo de los cálculos y no en el resumen, debido a la inconsistencia presentada en los datos aportados por el ICE.*

*Mediante el Por Tanto V.1 de la Resolución RIE-102-2013 del 28 de noviembre del 2013, se le indicó al ICE que debía presentar un levantamiento de activos que refleje el saldo ajustado, deduciendo el retiro de activos, incluyendo un informe de auditoría cuyo alcance refleje la verificación de los ajustes y saldos de los activos en los estados financieros. Este ajuste es presentado en los saldos aportados por el ICE y la Intendencia los tomó en cuenta en sus cálculos para todos los años del periodo analizado.*

**i. Saldos iniciales:**

*Los saldos de las cuentas de activos, 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 31/12/2013**  
**Millones de colones**

Cuentas / Sistema	Activo al costo	Activo revaluado	Deprec. acum. al costo	Deprec. acum. revaluada	Total Activo Revaluado Neto
<b>Activos en Operación</b>	1.378.604	2.106.773	288.978	1.252.130	1.944.269
Planta de Generación	850.409	1.579.755	160.107	894.365	1.375.692
Planta de Transmisión	320.505	269.968	61.398	186.246	342.829
Planta de Distribución	202.559	252.538	65.274	167.221	222.602
Planta de Alumbrado Público	5.131	4.512	2.199	4.298	3.146
<b>Otros Activos en Operación</b>	287.845	66.329	160.286	43.431	150.457
Planta de Generación	149.472	27.284	80.894	18.762	77.100
Planta de Transmisión	80.195	19.349	45.898	12.117	41.529
Planta de Distribución	56.603	18.859	32.261	12.006	31.195
Planta de Alumbrado Público	1.575	837	1.233	546	633
<b>Total Activos en Operación</b>	1.666.449	2.173.102	449.264	1.295.561	2.094.726
Planta de Generación	999.881	1.607.039	241.001	913.127	1.452.792
Planta de Transmisión	400.700	289.317	107.296	198.363	384.358
Planta de Distribución	259.162	271.397	97.535	179.227	253.797
Planta de Alumbrado Público	6.706	5.349	3.432	4.844	3.779

**Fuente:** Elaboración propia con base en los Estados Financieros Auditados del ICE a diciembre del 2014. Oficio 0078-0588-2014, del 04 de junio de 2014.

Estos constituyen los saldos iniciales de la revaluación de activos, los cuales son ajustados, para eliminar los montos de los activos que no son sujetos a revaluación y a depreciación, según la información reportada por el ICE. Estos montos son los siguientes:

**Cuadro # 13**  
**ICE - Electricidad**  
**Montos de las cuentas de activos no sujetos a revaluación y depreciación al 31/12/2013**  
**Millones de colones**

Cuentas / Sistema	Activo al costo	Activo revaluado	Deprec. acum. al costo	Deprec. acum. revaluada	Total Activo Revaluado Neto
<b>Activos en Operación</b>	34.117	82.715	15.827	76.143	24.862
Planta de Generación	19.899	43.825	5.633	38.935	19.156
Planta de Transmisión	11.198	35.095	8.283	34.219	3.791
Planta de Distribución	2.801	3.203	1.716	2.401	1.887
Planta de Alumbrado Público	219	592	195	588	28
<b>Otros Activos en Operación</b>	92.575	18.051	74.113	17.385	19.128
Planta de Generación	61.276	11.110	42.566	10.253	19.567
Planta de Transmisión	11.115	3.068	14.458	3.371	3.646
Planta de Distribución	18.885	3.643	16.076	3.550	2.902
Planta de Alumbrado Público	1.299	230	1.013	211	305
<b>Total Activos en Operación</b>	126.692	100.766	89.940	93.528	43.990
Planta de Generación	81.175	54.935	48.199	49.188	38.723
Planta de Transmisión	22.313	38.163	22.741	37.590	145
Planta de Distribución	21.686	6.846	17.792	5.951	4.789
Planta de Alumbrado Público	1.518	822	1.208	799	333

## ii. Adiciones y retiros

Las adiciones de activos y retiros 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.

## iii. Cálculo del activo fijo neto revaluado

El presente apartado se realiza el cálculo de la base tarifaria, los siguientes son los criterios generales para realizar el cálculo:

- Se partió de los saldos iniciales a diciembre del 2013, según Estados Financieros Auditados a esa fecha. Estos saldos coinciden con los empleados por el ICE, según lo comentado anteriormente.
- Los parámetros económicos utilizados son los resumidos en la sección de parámetros de este informe, y se encuentran actualizados con respecto a los utilizados por el ICE en sus proyecciones.
- Se utilizaron las tasas de depreciación vigentes aprobadas por el SNE en su momento, según se detalló anteriormente.
- Los porcentajes de componentes interno y externo se tomaron del último estudio efectuado por el ICE para este efecto.

Además, de la revisión efectuada a los activos que integran la base tarifaria, detallados en la propuesta del actual estudio tarifario por parte del ICE, se determinó la necesidad de aplicar ajustes. Las razones de esta variación se encuentran principalmente en los siguientes rubros:

- *El ICE calcula la tasa de depreciación promedio de los “Otros Activos de Operación” ponderando las tasas de depreciación de cada tipo de activo dentro de cada subcuenta (v.g. equipo de transporte). Como ponderador utiliza el valor de los activos (al costo más revaluado), más el valor de los activos no sujetos la depreciación (al costo más revaluado). Estos ponderadores no se consideran adecuados debido a que no es correcto sumar los activos totales con los activos no sujetos a depreciación, pues los primeros ya incluyen a los segundos. Lo correcto es deducir los activos no sujetos a depreciación, pues la tasa que se obtendría se aplicaría a los activos totales menos los no sujetos a depreciación.*
- *Según los requerimientos de la ARESEP, el ICE presentó el cálculo de “Otros Activos en Operación”, separado en activos de Construcción (Inversión) y de Operación. El cálculo de la revaluación y de la depreciación se realizó tomando en cuenta esta distribución para cada Sistema.*
- *Para el cálculo de la Gasto por Depreciación no se tomó en cuenta la parte de las Otros Activos en Operación que corresponde a “Construcción” o “Inversión”.*
- *Finalmente, la revaluación de activos se calculó partiendo de los saldos auditados al 31 de diciembre del 2013, a este total se aplicó el respectivo índice de revaluación, calculado con base en la metodología aprobada por ARESEP, utilizando el índice de revaluación obtenido para cada tipo de activo y tomando en cuenta los parámetros macroeconómicos señalados en el presente informe, calculado con base en el componente local y externo de cada tipo de activo.*

*Los porcentajes de revaluación aplicados en cada partida de activo y año son los siguientes:*

**Cuadro # 14**  
**ICE - Electricidad**  
**Porcentajes de Revaluación de Activos**  
**2014-2015**

<b>CUENTAS</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<b><u>Sistema de Generación</u></b>		
Generación hidráulica	8,19%	2,51%
Generación térmica	7,68%	2,76%
Generación geotérmica	7,42%	2,88%
Generación eólica	8,01%	2,60%
Generación solar	6,16%	3,50%
<b><u>Sistema de Transmisión</u></b>		
Subestaciones	7,32%	2,93%
Líneas de transmisión	5,92%	3,61%
Equipo de control y comunicación	7,32%	2,93%
<b><u>Sistema de Distribución</u></b>		
Líneas de distribución	7,41%	2,89%
Generación solar	6,16%	3,50%
Generación microcentrales hidráulicas	8,19%	2,51%
<b><u>Sistema de Alumbrado Público</u></b>		
Alumbrado público	7,82%	2,69%
<b><u>Otros activos en Operación</u></b>	5,92%	3,62%
1-Terrenos	5,13%	4,00%
2-Vías de comunicación terrestre	5,13%	4,00%
3-Edificios	5,13%	4,00%
4-Maquinaria y equipo para la producción	5,92%	3,62%
5-Equipo para construcción	5,92%	3,62%
6-Equipo de transporte	5,92%	3,62%
7-Equipo de comunicación	5,92%	3,62%
8-Mobiliario y equipo de oficina	5,92%	3,62%
9-Equipo y programas de cómputo	5,92%	3,62%
10-Equipo sanitario, de laboratorio e investigación	5,92%	3,62%
11-Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativo	5,92%	3,62%
12-Maquinaria y equipo diverso	5,92%	3,62%
13-Maquinario y equipo de mantenimiento	5,92%	3,62%
14-Equipo para fotografía, video y publicaciones	5,92%	3,62%
15-Semovientes	5,13%	4,00%

*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, según el siguiente detalle:*

**Cuadro # 15**  
**ICE -- Sistema de Transmisión**  
**Detalle del activo neto en operación promedio - Cálculo IE**  
**2013-2015**  
**(millones de colones)**

SISTEMA DE TRANSMISIÓN	2013	2014	2015
Activos en Operación	342 829,0	388 916,9	440 878,6
Activo al Costo	320 505,0	360 167,6	419 617,1
Activo Revaluado	269 968,0	306 787,9	326 389,3
Depreciación al Costo	61 398,0	70 884,9	82 404,2
Depreciación Revaluada	186 246,0	207 153,7	222 723,6
Otros Activos en Operación	41 529,0	30 106,8	18 737,7
Activo al Costo	80 195,0	81 095,5	83 626,9
Activo Revaluado	19 349,0	23 317,2	26 384,5
Depreciación al Costo	45 898,0	58 422,2	71 285,7
Depreciación Revaluada	12 117,0	15 883,7	19 988,0
Activo Total Reval. Neto	384 358,0	419 023,7	459 616,3
<b>Activo Neto Reval. Promedio</b>		<b>401 690,9</b>	<b>439 320,0</b>

*Fuente: Estados Financieros Auditados, Diciembre 2013 y Elaboración propia IE.*

**iv. 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 2011, 2012 y 2013. 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 39,87 días, el detalle de estos cálculos se muestra en el siguiente cuadro.*

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

CONCEPTO	2011	2012	2013	PROMEDIO 2011-2013
Cuentas por Cobrar	5 768	6 171	4 386	5 442
Ventas de Energía	44 021	48 261	55 133	49 138
Rotación de Cuentas por Cobrar	0,13	0,13	0,08	0,11
Período Medio de Cobro	47,17	46,03	28,64	39,87
<b>Fuente:</b> Elaboración propia con base en Estados Financieros Auditados 2011 a 2013.				

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, tal y como se muestra a continuación:

**Cuadro # 17**  
**ICE - Sistema de Transmisión**  
**Cálculo de Capital de Trabajo 2014 y 2015**  
**(Millones de colones y días)**

CONCEPTO	2014	2015
Total de costos de operación	79 408	84 578
Menos: Gastos por depreciación y absorción de partidas amortizables	24 512	27 704
Costos que implican erogación de efectivo	54 896	56 873
Costos diarios	152	158
Periodo medio de cobro	39,87	39,87
<b>Capital de Trabajo</b>	<b>6 079</b>	<b>6 298</b>

El capital de trabajo contemplado en los cálculos es de ¢ 6 079 y ¢ 6 298 millones para los años 2014 y 2015 respectivamente.

**v. Base tarifaria:**

Según la metodología tarifaria que se utiliza para calcular las tarifas eléctricas del ICE, la base tarifaria se calcula como la suma del activo fijo neto en operación promedio (AFNOR), más el correspondiente capital de trabajo de la empresa o actividad. En el siguiente cuadro se detalla la base tarifaria para los años 2014 y 2015.

**Cuadro # 18**  
**ICE - Sistema de Transmisión**  
**Cálculo de la Base Tarifaria 2014 y 2015**  
**(Millones de colones)**

	2014	2015
Activo Neto Reval. Promedio	401 691	439 320
Capital de Trabajo	6 079	6 298
<b>Base Tarifaria</b>	<b>407 770</b>	<b>445 618</b>

**vi. Gasto por depreciación**

El gasto por depreciación se ha estimado con base en los resultados de la revaluación de activos y el cálculo de la base tarifaria. Para esto se han estimado los saldos de cada tipo de cuenta de activo (deduciendo los activos no sujetos a depreciación y revaluación y los retiros del periodo) y multiplicado por las tasas de depreciación

aprobadas por el ente regulador. En el caso de los “Otros Activos en Operación”, no se han tomado en cuenta los activos dedicados a la actividad de inversión.

Los gastos estimados son de ¢ 23 959 y ¢ 27 076 millones para los años 2014 y 2015 respectivamente.

f. Análisis financiero

i. **Criterios generales 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 2014 y 2015, se tomó como año base el 2013, 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 (2013 y 2014), estos 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 5,31% (para los meses de junio a diciembre 2014), 4,52% y 3,38% para los periodos 2014 y 2015, respectivamente.
- Los tipos de cambio utilizados son de ¢543,91 y ¢545,51 por US\$ para los periodos 2014 y 2015, 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 que permitiera validar la justificación del gasto incurrido.
- Cabe señalar, que mediante nota 1580-IE-2014, en diversos puntos, 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 proyectaron los salarios de los ejercicios 2014 y 2015, a partir de las erogaciones incurridas por ese concepto para el periodo 2013, considerando como aumento máximo los decretos del poder ejecutivo que corresponden a un 0,43% y 4,00% para el primer y segundo semestre del 2014, respectivamente y la inflación para el año 2015, aunado al ajuste pendiente en la categoría de profesionales, para un total de 4,14% en ese periodo.
  - ✓ Se contemplaron los siguientes porcentajes 8,33%, 8,19%, 9,25%, 0,50%, 1,50%, 5,00%, 0,50%, y 4,92%, 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”, 36 “Aporte patronal al FCL” y 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos”, respectivamente.
  - ✓ En el caso del Objeto de gasto No. 34 “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS” se consideró el porcentaje de 5,08% a partir del año 2015, según la modificación al reglamento de la Caja Costarricense del Seguro Social (CCSS).
  - ✓ No se incluyó en el análisis costos por concepto de traslados y reasignaciones, ya que el ICE indicó en su respuesta al requerimiento incluido en la resolución RIE-103-2013 (Por Tanto V, inciso 15), que en lo que respecta a las UEN's Transporte de Electricidad y Centro Control Energía, no se dieron ni traslado de funciones, ni reasignaciones que incidieran en las variaciones de costos y gastos.
- Para el caso específico de las cuentas denominadas “contables”, se consideraron las cifras justificadas del periodo 2013, aunado al crecimiento que éstas presentan en los años 2014 y 2015, utilizando como parámetro de referencia los indicadores y criterios generales de proyección.
  - La partida denominada “Gobierno Digital” se proyectó considerando el promedio del año 2014, tal como se describe a continuación:
    - ✓ Al dividir entre cinco el dato que refleja el periodo enero a mayo 2014 (promedio mensual de las cifras reales), éste se multiplicó por siete para obtener la proyección de junio a diciembre 2014. La sumatoria de ambos periodos forman la base de proyección para el año 2015.

La aplicación de este criterio se originó al no lograr verificar las cifras correspondientes al año 2013 para cada una de las cuentas (sin que éstas se afecten por ajustes de otros periodos). Esto por cuanto la nota N° 20 de los estados financieros auditados “ICE-Sector Electricidad, el cual incluye las cifras financieras de los Sistemas: Generación, Transmisión, Distribución, Alumbrado Público y Servicios No Regulados”, refiere a los ajustes retrospectivos, citados a continuación:

“Durante el año terminado al 31 de diciembre de 2013, las cifras correspondientes al 31 de diciembre de 2012 y por el año terminado en esa fecha, fueron reestructuradas debido a varios ajustes con efecto retroactivo y a cambios en las políticas contables (...)

(5) Reclasificación costos de Gobierno Digital

Ajuste por reclasificación en cuenta de gastos relacionado con la asignación de costos del proyecto Gobierno Digital, originados por la utilización del servicio de Merlink que no se registraron en el periodo 2012.”

- No se consideró la justificación de la partida 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.”*

*Un extracto de la nota que emiten los funcionarios de KPMG en su estudio, indica:*

*“Si bien en el requerimiento 3.7 se concluye que no se realizan estimaciones para obsolescencia de inventarios en los proyectos de Electricidad, hemos hecho una revisión sobre la base de datos auxiliar suministrada mediante requerimiento 3.1, y nos surge la duda de si lo indicado en la nota 4010-94-2014 es razonable en las circunstancias actuales, esto fundamentado en que existen al 31 de diciembre de 2013, ciertos inventarios clasificados como de “Rotación Nula” con fechas de adquisición y fechas de últimos movimientos antiguas (que van desde 1990 al 2011), inclusive hay inventarios bajo esta clasificación que no incluyen fecha de última entrada ni fecha de última salida.*

*En el archivo adjunto te muestro el extracto de estas situaciones identificadas y hacemos la solicitud de que esta situación sea valorada por las áreas técnicas y financieras del Sector, con el fin de determinar si procede en este caso el registro de dicha estimación.” Folio (respuesta punto 12).*

*De conformidad a lo expuesto por la firma, la sugerencia se sometió a valoración de los funcionarios del ICE (desde el punto de vista técnico y financiero). Cabe señalar, que de acuerdo a la naturaleza de los inventarios del sector eléctrico, es usual poseer inventarios con mayor antigüedad, ya que éstos se mantienen en función de los activos que deberán ser reemplazados, o mantenidos para dar continuidad a su operación y en algunos casos la tecnología de estos no es actualizada a las condiciones actuales. Sin embargo, pese a que éste no corresponda a la tecnología más reciente, es deber del regulado garantizar la continuidad del servicio, incluso si eso conlleva almacenar los equipos por un periodo prolongado.*

*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 una vez que se comprueba su obsolescencia o daño, este se procesará conforme al procedimiento de la institución y se demostrará su destrucción, a efectos de incorporar el costo en las tarifas eléctricas.*

*Además, es importante que la entidad realice un adecuado manejo de los inventarios, en observancia de la opinión emitida en el informe de auditores, específicamente en su “base para la opinión calificada”, que indica:*

*“(…) las cuentas “material en tránsito para inversión” y “material en tránsito para operación”, que corresponden a partidas de inventarios en tránsito con una antigüedad superior a un año, por un monto de ¢55 685 millones, sobre los cuales no fue posible obtener la documentación de soporte respectiva, ni aplicar otros procedimientos alternativos de auditoría que nos permitieran concluir sobre la existencia, exactitud y adecuada presentación de esos inventarios en tránsito al 31 de diciembre del 2013”.*

- *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.

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

- **Ingresos por venta de energía, ventas entre sistemas e ingresos de exportación**

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

- **Gastos de operación y mantenimiento:**

- ✓ La conciliación de salarios del año 2013 no identificó por separado los salarios de las personas que brindan servicios interinstitucionales o a terceros "cuentas 800", 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.
- ✓ Se determinó gastos ocasionales o de naturaleza no recurrente en las partidas objeto de gasto N° 004 "suplencias" (folio 277), 509 "Reintegro de subsidios C.C.S.S. enfermedad y maternidad" (folio 278-279), 053 "Alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario" (correspondientes a contratos vigentes por plazos inferiores a los seis meses, estos ascienden al monto de €61,7 millones), 086 "Servicios de ingeniería" (debido a que los contratos suscritos con Merlink rigen por periodos menores a un año) y 154 "Materiales y productos metálicos". Estos costos se excluyeron de la proyección.
- ✓ Las partidas de "contables" se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general, los datos del periodo 2015, difieren respecto a las cifras del ICE, principalmente en las partidas objeto de gasto N° 819 "Vacaciones no disfrutadas", 875 "Utilización CST – Limat", 906 "Utilización C.S. Almacenaje" y 930 "Utilización de Centros de Servicio DTSI Ad. Contratos de Seguridad".
- ✓ En el año 2015 se incluyó en las tarifas el monto de €17 786,4 por concepto de gastos de operación y mantenimiento.

- **Estudios Preliminares**

- ✓ Las partidas de "contables" se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general, los datos del periodo 2015, difieren respecto a las cifras del ICE, principalmente en las partidas objeto de gasto N° 810 "Liquidación de planeamiento y diseño", 856 "Aplicaciones proyectos", 868 "Utilización CST diseño" y 872 "Utilización CST investigación y desarrollo".
- ✓ Los gastos preliminares incluidos en el cálculo de la tarifa del sistema de transmisión ascienden a €464,0 millones para el ejercicio 2015.

- **Servicio de regulación**

- ✓ El canon asignado al sistema de transmisión corresponde a la suma de €251,0 millones, estimado al aplicar un 18%, sobre el canon del periodo 2015, publicado en la Gaceta del 20 de octubre del 2014 (Alcance 57).

- **Gastos administrativos**

- ✓ Se determinó gastos ocasionales o de naturaleza no recurrente en las partidas objeto de gasto N° 509 "Reintegro de subsidios C.C.S.S. enfermedad y maternidad" (folios 598, 647), 073 "Impresión, encuadernación y otros" (folio 599), 116 "Mantenimiento y rep. equipo de cómputo y sist. información" (folio 603), 117 "Mantenimiento y reparación de otros equipos" (folios 603 y 604), 142 "Productos farmacéuticos y medicinales" (folio 657), 182 "Útiles y materiales de resguardo y seguridad" (folio 605), 906 "Utilización C.S. Almacenaje" (folios 611, 661), 915 "Utilización C.S. Mantenimiento de Edificios" (folios 612, 613, 661 y 662) y 917 "Utilización C.S. Gestión de Servicios Públicos" (folio 614). Estos costos se excluyeron de la proyección.
- ✓ Las partidas de "contables" se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general, los datos del periodo 2015 difieren respecto a las cifras la empresa, principalmente en las siguientes partidas objeto de gasto N° 850 "Aplicación gastos administrativos" (partida sin justificar) y 897 "Utilización CST GEDI".
- ✓ En el año 2015 se incluyó en las tarifas el monto de ¢5 563,9 por concepto de gastos administrativos.

- **Seguros**

- ✓ El ICE presentó un incremento en el valor asegurable por el monto de \$3,75 millones correspondiente a 5 transformadores, para efectos de conversión se utilizó el tipo de cambio que refiere los criterios generales de proyección.
- ✓ El monto por concepto de "seguros" asignado al sistema de transmisión asciende a ¢263,2 millones.

- **Depreciación activos en operación**

- ✓ El monto incluido en las tarifas del sistema de transmisión por concepto de "depreciación de activos en operación" corresponde a ¢20 593,0 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.

- **Depreciación otros activos en operación**

- ✓ En el año 2015, se incluyó en las tarifas del sistema de transmisión el monto de ¢6 483,0 millones por concepto de "depreciación de otros activos en operación", 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 no demostró la existencia de diferencias respecto a los cálculos presentados por el petente. Siendo el monto incluido en el cálculo de ¢576,4 millones.

- **Alquileres operativos de instalaciones**

- ✓ El ICE incluyó en el arrendamiento de Pailas, el costo de la cuota, identificando la porción que corresponde al mantenimiento de la planta, para éste último la entidad calculó el monto de \$2 500 000, aplicando \$1 250 000 a cada sistema (generación y transmisión) y la cuota restante la distribuyó asignando un 89% y 11% a los sistemas de generación y transmisión, respectivamente.
- ✓ El contrato de arrendamiento se firmó en el año 2007, según las estimaciones incluidas en éste, la cuota de mantenimiento para el séptimo año sería de \$428 000; sin embargo, para el año 2014 el monto real facturado por ese concepto asciende a la suma de \$582 459, monto que difiere significativamente respecto a las proyecciones del ICE.
- ✓ A efectos de la proyección del año 2015, se incluyó en las tarifas el monto facturado en el año 2014, aplicando la inflación externa que corresponde a cada periodo, a su vez éste se distribuyó entre los sistemas de generación y transmisión.
- ✓ Para el año 2015, se incluyó en las tarifas del sistema de transmisión el monto de €9 956,7 millones.

- **Costos EOR-OMCA-MER CRIE, Complementarios SIEPAC y transmisión regional**

- ✓ Para estimar los costos administrativos del EOR-OMCA para el año 2015, se utilizó la tarifa por cada MWh, obtenida de los presupuestos del Ente Operador Regional (E.O.R.) y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), por los montos de US \$6 519 726 y US \$1 919 609, respectivamente para ese periodo, la suma de estos se dividió entre la demanda anual que asciende a 46 067 000 MWh (según la Resolución CRIE-39-2014, emitida el 10 de diciembre del 2014); el cálculo para obtener el cargo por este concepto corresponde a \$0,1832 por cada MWh, éste último dato difiere de la estimación del ICE (\$0,1733/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 2015, correspondiente a 8 752 187 MWh (estas estimaciones se ajustaron con los parámetros económicos utilizados en este informe). Esta información se utilizó como insumo para obtener el cargo administrativo que asciende al monto de US\$1 603 374,24 o su equivalente €874,66 millones para ese periodo.

El ICE proyectó el monto de US\$1 827 107,87 o su equivalente €1 054,37 millones. La metodología utilizada por el ICE consideró la información mensual que publica el EOR en el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER), el cual establece el Cargo de Regulación del MER y el Cargo por Servicio de Operación del MER por agente, basada en la distribución del presupuesto aprobado para la CRIE y EOR de manera proporcional a la demanda confirmada por cada uno de los agentes (folios 1405-1407). Esa entidad consideró en sus cálculos, el valor promedio de los montos reales de enero a mayo del 2014, publicados en el DTER, éste lo utilizó para sus proyecciones de la demanda nacional de energía correspondiente a 10 545 037 MWh, utilizando sus parámetros económicos.

Cabe mencionar, que a la fecha de la presentación de la petición tarifaria del ICE, no estaban actualizados los montos presupuestarios de la CRIE y EOR para el año 2015, debido a que éstos se aprueban y publican al final de cada año. Por este motivo, el ICE mantuvo invariable la tarifa obtenida en el año 2014, partiendo del supuesto que los servicios continuarán siendo atendidos por ambas entidades.

- ✓ *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 ¢10 762,7 millones.*

*El monto difiere de lo proyectado por el ICE (¢11 047,21 millones), debido a que la entidad contempló en sus estimaciones la cifra de US\$19 143 615, por concepto de “Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la línea SIEPAC” para Costa Rica (vigente para el periodo 2014), según Resolución N° CRIE-NP-23-2013, esto por cuanto no estaban disponibles a esa fecha los datos actualizados del periodo 2015 (folios 1407-1412).*

- ✓ *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 ¢11 637,4 millones para el año 2015.*

- **Gestión Productiva**

- ✓ *La entidad no justificó adecuadamente el incremento de las siguientes partidas objeto de gasto:*
  - a. *059 “Otros alquileres”, no justificó la variación en el año 2013, por este motivo se proyectó el periodo 2012, aunado al crecimiento por concepto de inflación (folio 365).*
  - b. *065 “Servicio de energía eléctrica” justificó el incremento tomando de referencia la incorporación del “Costo variable de combustible”; sin embargo, no presentó un análisis cuantitativo o documentación de respaldo que permitiera validar el dato. Se proyectó aplicando la tasa de escalonamiento al monto de enero a mayo 2013 (folio 455).*
  - c. *083 “Servicios de ingeniería” no indicó si corresponde a un gasto recurrente, tomando en consideración la naturaleza de la partida, que registra contrataciones “transitorias o temporales” para la prestación de servicios técnicos, profesionales, entre otros. Se excluyó de la proyección los costos para los que no es factible identificar su recurrencia.  
La proyección de esta partida consideró principalmente el pago del proyecto “Puesta en Servicio y Operación del Programa de Administración de Mantenimiento TAMIS para la UEN Transporte” por el monto de ¢1,8 millones (folio 455).*
  - d. *095 “Viáticos dentro del país” no detalló, cuantificó, ni demostró las razones de su incremento, según el ICE este obedece a viáticos y la actualización de los montos que establece la Contraloría General de la República anualmente. Se proyectó conforme a los criterios generales (folio 372).*
  - e. *104 “Actividades de capacitación” no cuantificó, ni demostró el incremento de la partida. La entidad presentó un detalle de los cursos sin precisar en su costo, número de asistentes, etc. Para efectos de proyección se consideró los criterios generales (folios 373, 374).*

- ✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general, los datos del periodo 2015 difieren respecto a las cifras la empresa, principalmente en las siguientes partidas objeto de gasto N° 816 “Estimación para validación de existencias en inventario” y 859 “Gobierno Digital”.
- ✓ La partida objeto de gasto N° 868 “Centro de Servicio Técnico Diseño” contiene el registro de gastos no recurrentes, esto conforme a la descripción de los costos, entre ellos: a) los servicios de “Ingeniería Geológica” para definir la factibilidad de un proyecto que amerita la investigación de campo y b) los servicios brindados a la “UEN Transporte Electricidad” relacionados con el diseño del sistema contra incendios Limat-Planta Rio Macho (019-2009C) (LSU Acta de cierre 4201-179-2013) y el diseño de galerones para subestaciones móviles (2011-068-B). Se proyectó conforme lo indicado en los criterios generales.
- ✓ Para el año 2015, se incluyó en las tarifas del sistema de transmisión el monto de ¢10 950,9 millones por concepto de “gastos de gestión productiva”.

### iii. 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 11% en el total de gastos, respecto a los costos solicitados por el ICE en el periodo 2015, tal como se muestra en el cuadro a continuación:

**Cuadro # 19**  
**ICE –Sistema de Transmisión**  
**Resumen de Costos y Gastos de Operación 2015**  
**(en millones de colones)**

<b>COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN</b>	<b>ICE</b>	<b>Aresep</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación Porcentual</b>
<i>Operación y Mantenimiento de Transmisión</i>	18 307,0	17 786,4	(520,6)	-3%
<i>Estudios preliminares</i>	892,5	464,0	(428,4)	-48%
<i>Servicios de regulación</i>	222,8	251,0	28,2	13%
<i>Administrativos</i>	5 563,9	5 563,9	0,0	0%
<i>Seguros</i>	276,3	263,2	(13,1)	-5%
<i>Depreciación activos en operación</i>	23 814,5	20 593,0	(3 221,5)	-14%
<i>Absorción de partidas amortizables e intangibles</i>	576,4	576,4	0,0	0%
<i>Depreciación otros activos en operación</i>	6 036,1	6 483,0	446,9	7%
<i>Alquileres Operativos de Instalaciones</i>	11 555,9	9 956,7	(1 599,2)	-14%
<i>Costos EOR-OMCA-MER CRIE, Complem. SIEPAC y trans. regional</i>	12 101,6	11 637,4	(464,2)	-4%
<i>Gestión productiva</i>	15 930,9	10 950,9	(4 980,1)	-31%
<b>TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN</b>	<b>95 277,8</b>	<b>84 525,8</b>	<b>(10 752,0)</b>	<b>-11%</b>

**Fuente:** Elaboración propia, Intendencia de Energía

#### **iv. 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 un aumento promedio del 23,2% en sus tarifas a partir de su publicación, generando un rédito ajustado por plazo del 5,53% para el año 2015.*

### **III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS**

*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 2015 serían ¢ 10 752 millones menores a los solicitados por el ICE (-11%). Algunos de los gastos que más se ha ajustado, según los cálculos de la IE con respecto a los presentados por el ICE son: gestión productiva, depreciación y alquileres operativos de instalaciones.*
- 2. En cuanto a las inversiones o adición de activos para el año 2015, la Intendencia estimó ¢ 18 107 millones menos que lo solicitado por el ICE (-22%).*
- 3. La base tarifaria que ha reconocido la IE para el 2015 es inferior en ¢ 105 050 millones a la base calculada por el ICE (- 19%).*
- 4. El ICE supuso en sus cálculos que el ajuste tarifario entraría a regir en enero del 2015, mientras que la IE estima que este entraría a regir en marzo del 2015. Este atraso se debió sobre todo al recurso de amparo interpuesto por AMCHAM que a la postre fue declarado sin lugar, pero que atrasó el proceso de fijación tarifaria en casi 2 meses. Este atraso implica que el ICE debe recuperar en un menor plazo (10 meses en vez de 12 meses) el ajuste que al final se considera como adecuado.*
- 5. Todo lo anterior implica que mientras el ICE solicita unos ingresos adicionales de ¢ 17 677 millones para el 2015, la IE recomienda aprobar ¢ 17 720 millones.*

*[...]*

### **V. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN**

*De acuerdo con el análisis que antecede y las limitaciones de información evidenciadas en el expediente ET-146-2014, se considera necesario que para el siguiente estudio tarifario correspondiente al servicio de transmisión de energía eléctrica se cumplan con los siguientes requerimientos, en el caso de los cuadros solicitados (impresos y electrónicos) deben contener los totales para filas y columnas y estar debidamente vinculados entre ellos si así se amerita:*

- 1. Un informe que justifique los recursos financieros ejecutados y que fueron asignados en la última fijación tarifaria del último año calendario y del año en ejercicio con corte al mes inmediato anterior a la presentación de la petición tarifaria.*
- 2. Indicar, en lo que resulte pertinente, la relación del retiro de activos, con la adición de los mismos y para el próximo estudio tarifario el ICE debe presentar por cada proyecto el monto total de la inversión presupuestada y el cronograma de construcción o ejecución de la obra, así como la fecha de*

*puesta en servicio de la obra total o puesta en servicio parcial cuando corresponda. En ese sentido debe adjuntar en una hoja electrónica la estructura funcional del proyecto, con el fin de dar seguimiento a las inversiones y adiciones. Así mismo, indicar la razón por la cual no se registran retiros en la cuenta Otros Activos para Construcción, adjuntar los datos y registrar adecuadamente los vínculos de las hojas electrónicas para su análisis.*

- 3. Explicar toda cifra negativa en las cuentas de inversiones, adiciones o similares, en forma particular y detallando su método de cálculo o estimación.*
- 4. Incluir en el cálculo de la base tarifaria y la revaluación de activos, todas las partidas de retiros y adiciones de activos reales y estimados deben venir con el mismo detalle que las cuentas de activo registradas en el balance general. El detalle debe incluir la separación de aquellos activos no sujetos a revaluación y depreciación; y aquellos utilizados en la operación y los utilizados en el proceso de inversión (construcción).*
- 5. Presentar el estudio de activos, de manera que las sumas se reflejen en los estados financieros, además; que contengan la información de los activos conciliados en sus respectivos auxiliares, de tal forma que estos sean los datos reales y que no sobrevalue la base tarifaria.*
- 6. Implementar la metodología de retiros de activos ligado a las inversiones (reemplazo y mantenimiento) según el instructivo de retiros de activos, indicado en el folio 3590 del ET-173-2010, y por consiguiente, se requiere que los retiros que se proyecten estén identificados y asociados a las inversiones y adiciones respectivas, de manera que estos activos se incluyan en la revaluación (restando en los cálculos según la metodología vigente). Los retiros deben estar identificados y desglosados por partida contable del activo fijo existente, así como debe desglosarse por separado las cifras monetarias para activo al costo, activo revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluada. El detalle aplica tanto para los activos en operación, como para los otros activos en operación (generales corporativos).*
- 7. Presentar una explicación detallada y demostración clara de los criterios aplicados para la obtención de la base tarifaria, que permitan la validación y análisis de cada uno de los elementos involucrados, tales como, el cálculo de la revaluación con la demostración de la obtención del índice y de los componentes a los activos (local y externo), el cálculo de la depreciación con el desglose de las tasas de depreciación reales aplicadas. En el mismo se debe indicar las fuentes de información utilizadas para validar los cálculos, detallando las partidas iniciales y los resultados obtenidos.*
- 8. Presentar para cada sistema el levantamiento de activos, que reflejen el saldo ajustado deduciendo el retiro de activos. Al respecto, debe remitir un informe de auditoría, cuyo alcance refleje la verificación de los ajustes y saldos de los activos incluidos en los estados financieros, de forma que estos muestren el valor razonable de los mismos conforme las NIFF's. Los montos depurados y ajustados que resulten de esa revisión deben constituir las cifras expuestas en los auxiliares de la institución, en sus valores tanto al costo como revaluado, para los activos en operación, otros activos en operación y sus respectivas depreciaciones.*
- 9. Presentar de forma separada aquellos activos que están en uso y que su vida útil es cero, de manera que sean fácilmente identificables para su exclusión en el cálculo de la revaluación de activos. Este detalle debe incorporarse en los cálculos de la revaluación de activos, depreciación y base tarifaria.*
- 10. Remitir la actualización del informe: "Tasa de rédito para el desarrollo ICE-Sector Electricidad y los Sistemas de Generación, Transmisión, Distribución y Alumbrado Público", a la fecha lo más cercana posible con respecto al próximo estudio tarifario, de modo que se cuente con los datos actualizados del costo de la deuda para que estos reflejen del mejor modo posible la realidad de la empresa en los*

*periodos cercanos al próximo estudio tarifario. Las fechas de corte de las variables a considerar en este estudio deben ser homogéneas.*

- 11.** *Presentar los costos de la empresa y las justificaciones de los montos anuales, de forma que sean comparables con las erogaciones incurridas en periodos anteriores. Al momento de presentar la solicitud de ajuste tarifario, deberá realizar un corte de la información al último mes disponible y proyectar los meses restantes, para completar el dato anual (ejemplo, datos reales a mayo y datos proyectados de junio a diciembre).*
- 12.** *Presentar un análisis vertical y horizontal de todos los gastos y para los gastos (relevantes) cuyo peso representa más del 5% del grupo de cuentas al que pertenece o su variación año con año sea superior a la inflación u otro indicador económico que aplique para el tipo de gasto (ejemplo: decretos de salarios mínimos, etc.), deberá remitir los comprobantes o documentos de respaldo que justifican las erogaciones incurridas para brindar el servicio eléctrico y los gastos que se prevé a futuro (ejemplo: facturas, contratos, proformas, estadísticas, planes de mantenimiento correctivos o preventivos, intención escrita para renovar contratos, entre otros). En el caso que un comprobante justifique dos o más partidas y/o grupos, éste debe referir a la matriz donde se evidencia la distribución y asignación de este costo entre las diferentes partidas.*
- 13.** *Incluir en una matriz de referencia (Anexos N° 5 y 6) las erogaciones (relevantes) incurridas o previstas para los años de estudio, indicando el grupo de cuenta al que pertenece y partida objeto de gasto que justifica, referir al documento de respaldo con el número de folio de la petición donde se incluye.*
- 14.** *Presentar el análisis de variaciones (de cada sistema) en una hoja de Excel, de forma que muestre los datos de todos los periodos sujetos a estudio, (los años históricos, el año base de proyección y los años estimados), incorporar una columna que indique el número de folio y referencia de las justificaciones de cada periodo.*
- 15.** *Presentar de forma electrónica todos los cuadros que se presentan en el documento “análisis de variaciones” de las partidas.*
- 16.** *Incluir información sobre la forma que se subsanan las limitaciones existentes en cuanto a la identificación y trazabilidad de los servicios que se registran en las partidas del grupo de cuentas denominado “contables”.*
- 17.** *Un análisis costo - beneficio que muestre la viabilidad de trasladar los arrendamientos operativos a financieros y el impacto en la estructura de costos del ICE.*
- 18.** *Justificar y demostrar las proyecciones utilizadas en la cuenta “Alquileres operativos de instalaciones”, de cada uno de los rubros que conforman la cuota de arrendamiento.*
- 19.** *Incluir en la conciliación de salarios, las remuneraciones que se originan por la prestación de servicios, a proyectos que posean condiciones contractuales que involucren la operación y mantenimiento dentro de la cuota del fideicomiso o arrendamiento; así como la prestación de servicios para participar en la construcción o desarrollo de proyectos para terceros.*
- 20.** *La conciliación de salarios debe identificar las erogaciones que resultan de la prestación de servicios interinstitucionales o a terceros, y/o los registros de remuneraciones que se cargan a las “cuentas 800”.*
- 21.** *Presentar los cálculos de los incrementos aplicados en las partidas de remuneraciones para los periodos proyectados.*
- 22.** *Revelar la información que indica la NIC 38 para justificar el gasto “absorción de partidas amortizables e intangibles”, así como un detalle que muestre la fecha de adquisición del activo*

*intangible, vida útil, descripción u objeto de éste, proyección de su amortización (que incluya las fechas de corte, visualizado de dos formas: a. detalle general consolidado y b. separado para cada uno de los sistemas) y la documentación necesaria para demostrar el gasto incurrido y la justificación técnica de las proyecciones (ejemplo, facturas, cotizaciones, contratos, etc.).*

- 23.** *Los intangibles propios de los segmentos “Gerencia” o “Corporación”, deben evidenciar la asignación a todas las actividades de la empresa (incluidos el sector de Telecomunicaciones y los servicios no regulados), para ello debe aportar los criterios y metodología de distribución.*
- 24.** *En el caso que la justificación de una partida refiera a órdenes de servicio, deberá indicar la fecha de inicio y cierre de éstas, el proyecto que origina el costo, así como cuantificar y demostrar el monto incluido en el documento.*
- 25.** *Un detalle de los gastos no recurrentes u ocasionales, separado por cuentas y partidas contables y e indicar aquellos gastos que por su naturaleza son de un periodo específico y no se van a dar en el próximo, en caso de excepciones si el gasto se contempla en varios periodos, indicar su justificación y el monto que corresponde a cada ejercicio.*
- 26.** *Vincular las adiciones (para un periodo específico), con el aumento en el valor asegurable incluido en los seguros de la empresa e indicar los tipos de cambio utilizados para su inclusión en moneda local.*
- 27.** *Presentar los “Documentos de Transacciones Económicas Regionales (DTER)” del EOR, que incorporan los cargos mensuales reales por los servicios de: a) operación del sistema eléctrico regional (E.O.R.), b) regulación del MER (CRIE) y c) el cargo complementario de la línea SIEPAC, correspondiente a los periodos de estudio incluidos en la petición tarifaria.*
- 28.** *Detallar los montos mensuales registrados por concepto de: a) cargo por servicios de operación del sistema eléctrico regional (EOR), b) el cargo de regulación del MER (CRIE) y c) el Cargo Complementario de la línea SIEPAC. El detalle debe incluir el monto en dólares de cada cargo, el tipo de cambio utilizado, la fecha concerniente al pago y el DTER que registra. Este valor debe conciliar con las cifras que muestran los estados financieros auditados y certificados de los periodos en estudio.*
- 29.** *Identificar en los estados financieros auditados los montos registrados en la partida “Compras para exportación”; referir a los rubros que se incorporan en el apartado “Otros”, entre estos los “otros servicios e indemnizaciones” y “transferencias corrientes a organismos internacionales”.*
- 30.** *Presentar el plan de capacitación y de becas con sus respectivos costos (para el año base y proyectados).*
- 31.** *Presentar el soporte documental y detalle de la partida “seguros de riesgos profesionales”.*
- 32.** *Presentar el detalle de las transferencias corrientes, por ejemplo las transferencias a organismos, indicar la descripción y monto del gasto, para el año base y proyectados.*
- 33.** *Presentar un detalle de la partida “Otros servicios de gestión y apoyo”, que muestre el tipo de servicio, descripción y montos del año base y proyectados.*
- 34.** *Presentar una explicación de las erogaciones incluidas en las partidas “servicio de energía eléctrica”, “servicios de electricidad institucional” y “costo variable de combustible”.*
- 35.** *Identificar de forma separa los ingresos de la cuenta 810 y 820 el cargo por concepto de CVC.*
- 36.** *Incluir dos subpartidas en la reserva de desarrollo para identificar el excedente de tal forma que agrupen los saldos positivos y negativos de forma separada.*

37. Recordar al ICE que en los próximos estados financiero a presentar a esta Autoridad Reguladora debe considerar la separación de actividades de conformidad con lo establecido en la resolución RIE-013-2014.
38. Incluir en el próximo estudio las proyecciones de transmisión en KWh y dólares del ICE en el mercado eléctrico regional, con su respectivo método de estimación de dichas unidades físicas e ingresos.
39. Todos los cuadros incluidos en los informes remitidos a esta Intendencia (impresos y electrónicos) deben contener los totales para filas y columnas y debidamente vinculados.

## VI. CONCLUSIONES

1. El ICE solicitó fijar un incremento promedio en las tarifas del sistema de transmisión del 19,02% a partir del 1 de enero del 2015. La justificación de dicho aumento tarifario se sustenta en: i) de conformidad con lo establecido en el artículo No. 30 de la Ley 7593, el ICE deberá presentar por lo menos una vez al año un estudio ordinario para cada servicio que brinde, ii) obtener un rédito para el desarrollo de 2,80% en el 2015; iii) en ese año, la estructura de costos y gastos presenta un incremento con relación al 2014 en el orden del 9,1%, equivalente a ¢ 7 958,2 millones, lo cual genera un rédito del -0,41%.
2. Los gastos incluidos en el cálculo de la tarifa del sistema de transmisión para el año 2015 ascienden al monto de ¢ 84 526 millones.
3. Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se propone un aumento en las tarifas de transmisión del ICE, de un 23,2% para el año 2015, respecto a las tarifas vigentes a partir del 1 de marzo de 2015. Con lo cual el ICE obtendrá ingresos adicionales de ¢ 17 720 millones durante el año 2015.

[...]

- II. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la audiencia pública, del oficio 302-IE-2015, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

## IV. AUDIENCIA PÚBLICA

La Audiencia Pública se realizó, de conformidad con el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley N° 7593) y los artículos 45 y 49 del Reglamento de la citada Ley (Decreto N° 29732-MP).

De acuerdo con el oficio 0323-DGAU-2015/02420 correspondiente al informe de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, se recibieron las siguientes oposiciones al estudio tarifario propuesto por el ICE para el sistema de transmisión, las cuales se analizan de seguido.

1. **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.

Observaciones: Presenta escrito según oficio DAEC-007-2015 (visible a folios 3157 al 3172).

Notificaciones: Al fax número 4000-8703

*i. Que el estudio, análisis y fijación tarifaria para el ICE se realice acorde con la coyuntura y circunstancias sociales y económicas, los indicadores económicos no corresponden con la situación económica interna y externa para el año 2015 según las más recientes pronósticos económicos. Agrega además que utilizar el valor de las variables de costos operativos tal y como están valoradas en las solicitudes en este momento tiende a inflar los costos y gastos proyectados.*

*Al respecto, se le señala a la Defensoría que así se ha hecho en este caso, pues la solicitud tarifaria planteada por el ICE fue analizada con mucho detalle, ajustando todas la premisas económicas (especialmente inflación y tipo de cambio) de acuerdo con la información más reciente disponible a la fecha de la correspondiente audiencia pública, siendo el tipo de cambio un factor importante en algunas de las diferencias de los costos estimados. Se revisaron las cuentas y montos de los costos operativos y se estimaron de acuerdo con los criterios técnicos y económicos que se han indicado en cada caso, en procura de que estos reflejen de la mejor forma posible las circunstancias reales de cada tipo de gasto y en resguardo de los intereses de las partes (prestadores y usuarios del servicio público). Para ello se analizaron los gastos reales durante los periodos 2013 y 2014 (parcial), depurándolos para garantizar que no incluyen costos excesivos, no justificados o no recurrentes; luego se han estimado para los periodos de análisis.*

*ii. Plantea el desacuerdo que han manifestado algunos habitantes por el escaso tiempo otorgado para prepararse y presentarse a la audiencia pública, luego de que la Sala Constitucional suspendió el proceso original. La Defensoría considera que la ARESEP debió publicitar por los medios adecuados el lugar, la fecha y la hora de la nueva convocatoria a audiencia.*

*Tal y como se ha señalado en los antecedentes, fue la misma Sala Constitucional, mediante la resolución # 2014020769, la que ordenó a la Autoridad Reguladora que se reprogramara la audiencia pública en el menor plazo posible. En acatamiento de esta orden, la Dirección General de Atención al Usuario programó la correspondiente audiencia pública en el menor plazo posible, especialmente dada las implicaciones logísticas que tal acción requiere. Al respecto se debe tomar en cuenta que, en principio, para esta audiencia pública los interesados han tenido más tiempo para presentar sus posiciones (no menos como argumenta la Defensoría), pues el plazo efectivo se extendió dada la suspensión que inicialmente ordenó la Sala IV.*

*iii. Pide solicitar al ICE la presentación de nuevas solicitudes que consideren la situación económica total del año 2014 y las nuevas proyecciones de indicadores.*

*Tal y como se indicó en la respuesta al argumento i. las variables macroeconómicas fueran actualizadas por esta Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus funciones, y lo que resulta en diferencias significativas en algunos de los gastos tal y como se detalla en apartados anteriores.*

*iv. Con respecto al rédito para el desarrollo solicitado por el ICE la Defensoría solicita a la Autoridad Reguladora “definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor del rédito para el desarrollo para este servicio” (sobre todo si es menor al solicitado) y se ajuste el incremento tarifario solicitado acorde con esta circunstancia.*

*Así se ha hecho en esta propuesta tarifaria. Como parte del análisis tarifario que se efectúa en este caso, la Intendencia de Energía ajustó el rédito de desarrollo de acuerdo con la metodología usual en estos casos, la última información disponible para el sector eléctrico y los plazos en que entra a regir cada ajuste tarifario. Adicionalmente en el caso del Sistema de Transmisión se ajustó el rédito para el desarrollo para tomar en*

cuenta los requerimientos señalados por el mismo ICE que en este caso particular resultaban menores al rédito calculado.

v. Sobre el plan de inversiones se indica que el ICE ha subejecutado un alto porcentaje de las inversiones autorizadas por la Autoridad Reguladora.

Lleva razón la Defensoría en cuanto a este aspecto. La metodología seguida por la Autoridad Reguladora considera este aspecto, de tal forma se ajustan las cifras de inversión para tomar en cuenta la ejecución real mostrada por el ICE en los últimos años.

vi. Se solicita “revisar la metodología utilizada para completar la estructura de costos del año 2014”. Igualmente manifiesta su oposición a la metodología empleada por el ICE para estimar el año base y las siguientes variaciones anuales en los costos, porque el año base no corresponde a cifras reales, sino que la mayor parte es estimada.

Lo indicado por la Defensoría también es de aplicación por parte de esta Autoridad Reguladora. Particularmente para realizar la proyección de gastos, se toma en cuenta la última información disponible en esta Autoridad, siendo más reciente que con la que el ICE plantea su solicitud.

vii. Indica que se considera que utilizar el Índice de Precios al Consumidor (IPC) para estimar los gastos y costos y hacer las proyecciones no es lo más indicado y recomienda utilizar el Índice de Precios al Productor Industrial (IPPI).

En principio, cada tipo de gasto debiera ajustarse en función de un índice específico o lo más cercano a la naturaleza de la cuenta; sin embargo, no existen índices de precios específicos que midan la evolución de ciertos tipos de costos. Ante esto, se debe recurrir a índices generales, como es el caso del Índice de Precios al Consumidor.

**2. Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica**, representada por el señor **Erick Rojas Salazar**, cédula número 107760168, en su condición de Gerente General; **Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruíz R.L. (Coopealfaro Ruíz R.L.)**, representada por el señor **Helbert Chaves Villalobos**, portador de la cédula de identidad número 204780236, en su condición de Gerente General, **Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (COPELESCA R.L.)**, representada por **Omar Miranda Murillo**, gerente general, cédula número 501650019; **Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.**, cédula de persona jurídica número 3-101-042028, representada por el señor **Allan Benavides Vélchez**, cédula de identidad 401021032, en su condición de gerente con facultades de apoderado general sin límite de suma (visible a folios 2993 al 3003).

Observaciones: Presentan un escrito a nombre de todas las empresas indicadas, pero se rechazó a nombre de **Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L.**, y **Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (Coopesantos R.L.)**, debido a que el escrito no traía las firmas de los representantes de dichas empresas.

**Notificaciones:** Al correo electrónico: [ruben@zamoracr.com](mailto:ruben@zamoracr.com)

i. Consideran que “no parece razonable que teniendo proyecciones que muestran un crecimiento de la demanda del 2,56%, un tipo de cambio del colón respecto al US dólar muy estable y una inflación estimada en el programa monetario del Banco Central del 4%, se requiera aumentar las tarifas del sistema de generación un 19,24%.”

*La solicitud presentada por el ICE ha sido analizada con mucho detalle en cada uno de sus aspectos: ingresos, gastos, inversiones, base tarifaria, tasa de rentabilidad, etc. En cada uno de estos aspectos se han hecho ajustes a los datos aportados inicialmente por el ICE, de acuerdo con los criterios técnicos que se han comentado en cada caso, de tal forma que los ajustes tarifarios que se recomiendan aprobar son menores que los solicitados por el ICE. Los ajustes a varios ítems de costo son resultado de la utilización de variables macroeconómicas diferentes a las utilizadas por el ICE en su petición, lo cual se detalla en secciones anteriores.*

*ii. Indican que las cifras mostradas son cuestionables y que le corresponde a la ARESEP una revisión cuidadosa, de además de lo indicado en el punto anterior, de la cantidad de generación por debajo de la capacidad real de las plantas.*

*Con respecto a las variables relacionadas con el balance de generación por fuente, es necesario aclarar que éstas afectan el monto del CVC, pero no directamente la petición que ahora se tramita. La Autoridad Reguladora tomará en cuenta estas variables en la oportunidad en que se ajuste el CVC.*

*iii. Indican que el ICE incumple con disposiciones que la ARESEP, tales como la separación contable y financiera del Centro de Control de Energía (CENCE) y la prevención hecha en el ET-145-2014 sobre la presentación de los costos e ingresos de la UEN PYSA de forma separada.*

*Cómo parte del proceso de admisibilidad se ha analizado el cumplimiento de los requerimientos pendientes. La separación de costos del CENCE y costos e los ingresos de la UEN PYSA se ha hecho con un nivel de detalle que permite la fijación que ahora se tramita, sin demerito de que en el futuro se establezcan nuevos criterios técnicos para su uso para fines tarifarios.*

*iv. También indican que las empresas tienen excedentes de energía en algunos momentos del año, que pueden ser aprovechados por el ICE, dando la posibilidad de tener acceso a energía a precios inferiores al costo de la energía térmica e incluso al de las importaciones que realiza el ICE.*

*Si las empresas distribuidoras tienen excedentes de energía en algunos momentos del año que pueden ser utilizados por el ICE u otra empresa, estos podrían ser comprados siempre que se cumplan con los aspectos legales que estas transacciones ameriten.*

*v. Solicitan revisar los aspectos por los cuales la ARESEP rechazó la solicitud tarifaria del ICE en el año 2013, que la ARESEP garantice que las ventajas tarifarias otorgadas por el ICE a sus usuarios directos, puedan ser aprovechadas por industrias ubicadas en todo el territorio nacional.*

*Adicional a lo comentado anteriormente, se indica que durante el proceso de admisibilidad formal de la solicitud tarifaria del ICE se ha analizado el cumplimiento de los requisitos exigidos en este caso, en cuenta la presentación de información suficiente para poder realizar los cálculos que se explican en el informe.*

**3. 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, según oficio DE-0142-2014 del 11 de diciembre de 2014 (visible a folios 3013 al 3059).

*Observaciones: Presenta escrito según oficio DE-0142-2014, hace uso de la palabra en la audiencia pública.*

*Notificaciones: A los correos electrónicos: [cmontenegro@cicr.com](mailto:cmontenegro@cicr.com), [lperras@cicr.com](mailto:lperras@cicr.com)*

*i. Consideran que por la subestimación de ingresos del 2014 debería rebajarse de las tarifas del 2015.*

*En la sección de proyección de la demanda e ingresos se detalla el procedimiento de cálculo de estas variables, incluyendo la demanda y los ingresos de operación. En el análisis efectuado, no se ha detectado que haya una utilidad extraordinaria o por encima de las estimaciones previas.*

*ii. Con relación al aumento en los ingresos y gasto indican que estos son desproporcionados y que corresponde a la ARESEP discriminar entre los gastos requeridos y los no requeridos.*

*La magnitud de las diferentes partidas de ingresos y gastos y sus ajustes en el tiempo, son explicadas en detalle en este informe. Cuando el ICE no justifica algún incremento o la justificación aportada no se considera razonable, la Intendencia de Energía ajusta los montos de acuerdo con los criterios técnicos que se detallan; pues es una preocupación constante de la Autoridad Reguladora velar porque los gastos incluidos en cada petición tarifaria se ajuste al principio de servicio al costo principio de servicio y los demás criterios y principios establecidos en la Ley 7593. Los gastos desproporcionados son ajustados con criterios técnicos de conformidad con el artículo 32 de la citada Ley.*

*iii. Señalan que si se está apostando a una mayor compra a los generadores privados e importaciones adicionales, esto "(...) tendrá que reflejarse en reducción en el consumo de combustibles, asunto no analizado en este expediente (...)".*

*Lleva razón la Cámara, mayores importaciones o compras a generadores privados deben reflejarse en menores gastos en combustibles, lo que afecta el cálculo del CVC y de importaciones aquí analizadas.*

*iv. En la parte de inversiones manifiestan su preocupación por los porcentajes tan bajos en la ejecución de las obras de inversión estimada.*

*Se comparte ampliamente la preocupación de la Cámara con respecto al porcentaje de ejecución de inversiones que reflejan las cifras de inversión. Es por esto que la metodología prevé un mecanismo para considerar esta subejecución en el cálculo tarifario. Así se ha hecho en este caso.*

*v. Solicita, con relación a los ingresos moderar el aumento solicitado ya que "este aumento pretendido en los ingresos nos parece desproporcionado, no guarda relación con el crecimiento de la demanda, con la situación del país, (...)".*

*El incremento recomendado en este informe es menor que el solicitado por el ICE, precisamente porque se han ajustado los datos sobre ingresos, gastos e inversiones que el ICE ha presentado, según lo indicado en las secciones anteriores.*

*vi. En la parte de alquileres operativos, solicitan "la emisión de una resolución especial de ARESEP para prorratear según la vida útil del activo la forma de incluir los alquileres operativos en la tarifa, en vista de que injustamente están afectando negativamente las tarifas de hoy y favoreciendo las del futuro. (...)". También agregan que a los alquileres operativos hay que darles respuesta por el peso que tienen en los costos de generación.*

*Con respecto a los alquileres operativos, su naturaleza, magnitud y evolución son analizados en detalle en cada estudio tarifario, dada lo significativo de este tipo de gasto. Compite esta Intendencia la preocupación de la Cámara de Industrias respecto al efecto que tiene este tipo de financiamientos a la equidad tarifaria generacional.*

*Como es de conocimiento de esa Cámara esta Intendencia hizo evidente el crecimiento e impacto en las tarifas que han tenido este tipo de alquileres operativos, mediante el informe 190-IE-2013, el cual dio origen a que se emitiera la Directriz Presidencial No. 48 del año 2013, que entre otras cosas incluye instrucciones a los jefes de instituciones públicas para reestructurar sus deudas y procurar mecanismos de financiamiento más acordes a los activos. A la fecha el ICE no ha realizado ningún cambio en las condiciones de esos financiamientos.*

*Se le hace saber a esa Cámara que el gasto de este tipo de financiamientos por disposición de la Ley 7593 (artículo 31) debe ser trasladado a las tarifas, sin que pueda esta Autoridad Reguladora vía una “resolución especial” disponer algo en contrario a la Ley.*

*Se le informa que con el fin de solventar esa situación, existe una iniciativa legislativa tramitada dentro del expediente 18898, para permitirle a la Aresop trasladar a la tarifa únicamente aquellos costos razonables de esos financiamientos e incluir en esos análisis los principios de equidad generacional.*

*vii. Con respecto a la ejecución de inversiones solicitan que la ARESEP establezca controles cruzados para evitar que lo otorgado en el crédito para el desarrollo no sea desviado para otros gastos no relacionados con inversiones.*

*Comparte esta Intendencia lo indicado por la Cámara, en ese sentido se le informa que actualmente se implementan diferentes mecanismos para el seguimiento adecuado del plan de inversiones que cada empresa regulada plantea en las solicitudes tarifarias, para prevenir duplicidades, sobredimensionamientos, incorporación de montos excesivos, etc, mediante la fiscalización a las mismas.*

*viii. En el sistema de transmisión solicitan moderar el aumento ya que lo consideran desproporcionado. También indican “agregar los ingresos por exportación o uso de la línea SEPAC, y exigir al ICE la presentación de un plan de exportación, pues SIEPAC ha subido los costos de la transmisión (...)”.*

*Se comparten los criterios señalados. Se han reducido los gastos con respecto a lo solicitado y tomado en cuenta los ingresos señalados, en lo que corresponde, según se ha explicado en la sección de análisis. Sobre la Línea SIEPAC es necesario indicar que esta no es propiedad del ICE, aunque el ICE es accionista de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), por lo que los ingresos por uso de la Línea no pueden considerarse como ingresos del ICE; aunque sí las eventuales utilidades distribuidas de la EPR.*

*ix. También indican que se deben incorporar parámetros de eficiencia y comparación con empresas similares con relación a los gastos.*

*La Intendencia de Energía (IE) está evaluando diferentes alternativas para poder realizar este tipo de comparaciones entre empresas. Proyectos como el de contabilidad regulatoria, unidades constructivas y el sistema de información regulatoria, los cuales están en ejecución, facilitará realizar este tipo de análisis en el mediano plazo. Igualmente se están analizando diferentes fuentes de información que permitan realizar comparaciones internacionales con respecto a ciertos parámetros de operación, costos y tarifas.*

*Con la información disponible sobre este tema es difícil hacer comparaciones válidas y útiles desde el punto de vista tarifario y regulatorio. Actualmente se puede acceder información de fuentes internacionales, tales como la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), la Agencia Internacional de Energía (AIE), etc. Sin embargo, existen serios problemas de comparabilidad en la información brindada por estas fuentes con respecto a costos y tarifas, debido a factores tales como: (a) las diferencias sustanciales en las matrices energéticas de cada país o región; (b) que a su vez puede estar*

*influenciada por la dotación de recursos energéticos en cada país o región; (c) los precios relativos de los insumos y el poder de paridad de compra de cada país o región; (d) los subsidios que tienen diferentes tipos de usuarios en cada país o región, ( e) los impuestos y sobrecostos que tiene la generación eléctrica por medio de las diferentes fuentes; (f) posibles economías de alcance o de escala en la generación por diferentes fuentes, y (g) posibilidad de interconexión o integración eléctrica regional.*

*Aunque desde el punto de vista de competitividad puede ser relativamente fácil determinar que un país o región es más competitivo de otro, con solo comparar los precios finales disponibles al usuario; desde el punto de vista tarifario y regulatorio la comparación no es tan sencilla, debido a que las tarifas están determinados por factores como los señalados anteriormente.*

**4. Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía**, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg, cédula 800310074, en condición de Presidente de la Junta Directa, y el señor Carlos Roldán Villalobos cédula 401380436, autorizado para presentar posición en la audiencia pública (visible a folios 3173 al 3197).

*Observaciones: Presenta escrito suscrito por el señor Carlos Roldán Villalobos según oficio DE-001-2015.*

*Notificaciones: Al fax: 2592-5151, correo electrónico: [dejecutiva@acograce.com](mailto:dejecutiva@acograce.com)*

*i. Considera que el tipo de cambio que debería utilizar el ICE, en la estimación de los gastos, es "(...) el valor final del mes anterior a la audiencia el cual corresponde a un valor de 545,53 col/US\$ (...)" y no el de 577,07 col/US\$ y esto reduciría los rubros de importaciones de energía, compra de generadores privados, alquileres operativos, costos de la línea del SIEPAC y seguros.*

*Lleva razón el opositor, de tal manera que la Intendencia de Energía (IE) ha ajustado el tipo de cambio y los demás parámetros económicos a cifras más realistas y actualizadas, de tal forma que esto ha contribuido a recomendar que el ajuste tarifario sea menor que el solicitado.*

*ii. Indica que de acuerdo con el balance energético las pretensiones del ICE de exportar en el año 2015 tan solo 31,9 GWh son extraordinariamente conservadoras considerando que ya para el pasado 13 de enero había logrado exportar el 44% de esta meta (13,96 GWh).*

*Lleva razón el opositor al considerar como conservadoras las proyecciones realizadas por el ICE en cuanto a las exportaciones de energía, por lo que las proyecciones de importaciones y exportaciones de energía han sido ajustadas de acuerdo con los criterios técnicos que se han comentado en la correspondiente sección de este informe, de tal forma que se ajusten a la realidad de ese mercado. Durante el resto del año se le debe dar un seguimiento detallado a estas cuentas (exportaciones e importaciones de energía), dado la volatilidad de las mismas y la imposibilidad de hacer proyecciones certeras sobre su evolución, al depender de muchas otras variables explicativas. En los últimos meses, el área de mercados de la Intendencia de Energía (IE) ha implementado una serie de controles sobre la evolución del mercado regional y las transacciones que realiza el ICE en ese mercado.*

*iii. Se refiere que al comparar la generación mensual que estima el ICE con los promedios reales históricos del periodo enero 2000 a agosto 2014 existe una subestimación de 1 091,9 GWh que equivale a un 11,2% de la capacidad de generación de estas plantas.*

*Las estimaciones de generación por fuente que realiza esta Intendencia se explican en la correspondiente sección de este informe y son independientes de las proyecciones que realiza el ICE en su solicitud tarifaria. Sin embargo, es necesario tomar en cuenta que, por su misma naturaleza, se trata de variables de difícil*

estimación. Justamente por estas razones, se creó la metodología de CVC que ajusta las tarifas trimestralmente en función de la evolución de los costos de la generación térmica (costo variable), pues el resto de generación tiene costos mayormente fijos. Por otra parte, se debe indicar que las posibles subestimaciones en las variables relacionadas con generación, no afectarían directamente la fijación tarifaria que ahora se tramita, sino el componente de CVC, por lo cual se revisarán en fijaciones bajo el marco de esa metodología.

iv. Al corregir los balances mensuales utilizando la generación promedio real del periodo 2000-2013, se demuestra que las importaciones de energía serán de apenas 7,9 GWh, lo que equivale a apenas un 5,98% de lo estimado por el ICE originalmente. También se observa que las exportaciones de electricidad podrían alcanzar los 762,7 GWh que a precio de 0,14 US\$/kWh, representan 58 249,5 millones de colones; casi 24 veces lo proyectado por el ICE para el 2015 (...)."

Lleva razón el opositor, al externar dudas sobre las cifras presentadas por el ICE con respecto a las importaciones y exportaciones de energía, y el efecto que estas pueden tener sobre las tarifas. Es por esto que la Intendencia, después del respectivo análisis técnico, considera en sus estimaciones montos mayores en las exportaciones y menores en las importaciones. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que estas dos variables, por su naturaleza técnica y comercial, son difíciles de prever, tanto en lo que respecta a las unidades físicas, como a los precios del mercado. Lo primero por depender de variables tan complejas como las ambientales, las restricciones técnicas, etc. y las segundas por depender de variables comerciales de un mercado regional competitivo de difícil estimación.

v. Según la estimación de la ACOGRACE de la generación térmica, las importaciones y exportaciones de electricidad para el año 2015, la generación térmica sería apenas de 427,9 GWh, que de acuerdo con el consumo específico de la Planta Garabito y los precios proyectados del fuel oil a partir de febrero de 2015, lo que equivale apenas a un 41% de los 58 281 millones de colones que aprobó la ARESEP en la resolución RIE-098-2014 (...)."

Este tema se analizará detalladamente a la hora de estimar el CVC y la verificación del mismo se incluirá en futuras aplicaciones de esa metodología, pero no en el trámite de la actual petición tarifaria.

vi. Se refieren a que ajustando el Estado de Ingresos y Gastos del ICE con el tipo de cambio actual y el rubro de importaciones y exportaciones se tiene que con las tarifas actuales el ICE (consolidado) estaría recibiendo un excedente de operación de 126 822,4 millones de colones.

El resultado final del ajuste tarifario depende de muchas variables, tales como las ventas esperadas, el comportamiento de los ingresos esperados, la evolución de cada tipo de gasto, las adiciones de nuevos activos en cada sector, la tasa de rentabilidad que se llegue a determinar cómo razonable, etc. La combinación de todos estos factores son los que determinan las tarifas que se aprobarían en este caso, y que se explican en detalle en este informe.

vii. ACOGRACE concluye lo siguiente: "1. El balance energético debe ser recalculado, 2. Se deben ajustar los costos con tipos de cambio vigentes, 3. Se deberían establecer metas de exportación, 4. Evaluar si el excedente de operación es razonable"

Lleva razón el opositor en cuanto a estos temas. Cada uno de ellos ha sido evaluado detalladamente, pues aunque no se ha fijado una meta en materia de exportaciones de energía, estas han sido estimadas de acuerdo con criterios más realistas que los indicados por el ICE y se le da un seguimiento mensual detallado.

5. **Vidriera Centroamericana S.A.**, cédula jurídica número 3-101-021291, representada por el Sr. José Luis Barrios Escobar, en su condición de Gerente General con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma.

Notificaciones: al correo electrónico [jbarrios@grupovical.com](mailto:jbarrios@grupovical.com).

i. Manifiestan que presentan oposición a que la tarifa en la franja de la media tensión B (T-MTb) se mantenga en las condiciones establecidas inicialmente de 0,10 dólares por kilowatt, incluyendo el costo variable de combustible, ya que según la propuesta pasaría a 0,11 dólares por kilowatt, además solicitan que para el manejo del costo variable de combustible se les de las mismas condiciones que la tarifa TUD, alta tensión.

La solicitud presentada por el ICE ha sido analizada con mucho detalle en cada uno de sus aspectos: ingresos, gastos, inversiones, base tarifaria, tasa de rentabilidad, etc. En cada uno de estos aspectos se han hecho ajustes a los datos aportados inicialmente por el ICE, de acuerdo con los criterios técnicos que se han comentado en cada caso, de tal forma que los ajustes tarifarios que se recomiendan aprobar son menores que los solicitados por el ICE. Los ajustes a varios ítemes de costo son resultado de la utilización de variables macroeconómicas diferentes a las utilizadas por el ICE en su petición, lo cual se detalla en secciones anteriores.

En cuanto al tratamiento que solicita para la tarifa T-MT respecto al traslado de CVC el mismo se analizará al momento de aplicación de dicha metodología.

[...]

III. Que de conformidad con los resultandos, considerandos precedentes y el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas eléctricas, tal y como se dispone.

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

I. Fijar las tarifas del servicio de transmisión que presta el ICE a partir del 1 de marzo de 2015, de la siguiente manera:

Tarifa	Descripción	Tarifa
T-TE	Transporte de electricidad	¢ 12,00/kWh
T-TEb	Transporte de electricidad	\$ 0,0220/kWh

II. Mantener las descripciones de los pliegos tarifarios fijados en la resolución 1028-RCR-2012.

III. Indicarle al ICE que como parte de la justificación de las próximas solicitudes tarifarias del servicio de transmisión, deberá presentar información indicada en el apartado V del considerando I de esta resolución.

- IV.** Tener como respuesta a las oposiciones presentadas, el análisis efectuado en el considerando II de esta resolución y agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.

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, al que 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 inmediato 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 ENERGIA

ECA

1 vez.—O. C. N° 8377-2015.—Solicitud N° 28165.—C-2803130.—(IN2015013076).

## **INTENDENCIA DE ENERGÍA**

**RIE-019-2015**

**A las 16:08 horas del 18 de febrero de 2015**

### **SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) PARA EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

---

#### **EXPEDIENTE ET-147-2014**

#### **RESULTANDO:**

- I.** Que el 10 de octubre del 2014, mediante el oficio 5407-250-2014, el Instituto Costarricense de Electricidad presentó solicitud de ajuste tarifario para el servicio de distribución de energía eléctrica que presta (folio 1 al 847).
- II.** Que el 17 de octubre del 2014, mediante el oficio 1414-IE-2014, 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 (folios 848 a 851).
- III.** Que el 31 de octubre del 2014, mediante oficio 5407-258-2014, el ICE respondió la prevención realizada mediante el oficio 1414-IE-2014 (folio 852 y siguientes).
- IV.** Que el 5 de noviembre del 2014, mediante el oficio 1514-IE-2014, la Intendencia de Energía le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el servicio de distribución de electricidad (folios 984 al 990).
- V.** Que el 13 de noviembre del 2014, mediante el oficio 1579-IE-2014, la Intendencia de Energía le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 984 a 990).
- VI.** Que el 17 de noviembre del 2014, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en el Diario Extra y en La Nación y ese mismo día en La Gaceta N° 221 (folios 976 al 977).
- VII.** Que el 28 de noviembre del 2014, mediante el oficio 5407-282-2014, el ICE presentó parcialmente la información adicional solicitada en el oficio 1581-IE-2014 (folios 993 al 1101). Adicionalmente, mediante el mismo oficio, el ICE solicitó una prórroga para la información faltante.
- VIII.** Que el 1 de diciembre del 2014, la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio presentó a la Autoridad Reguladora solicitud de información relacionada con respecto a la solicitud tarifaria del ICE (folios 1102 a 1105).
- IX.** Que el 2 de diciembre del 2014, mediante el oficio 1668-IE-2014, la Intendencia de Energía otorgó la prórroga solicita por el ICE mediante el oficio 5407-281-2014 (folio 1242).
- X.** Que el 3 de diciembre del 2014, mediante correo electrónico se remite a la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio el oficio 1680-IE-2014, mediante el cual se responden las inquietudes de esa Cámara (folios 1235 a 1236).

- XI. Que el 5 de diciembre del 2014, mediante el oficio 5407-094-2014, el ICE presentó la información restante solicitada en el oficio 1581-IE-2014 (folios 1108 a 1235).
- XII. Que el 11 de diciembre del 2014, se recibe la resolución de las 09:15 horas del 09 de diciembre del 2014, de la Sala Constitucional, mediante la cual se da traslado al recurso de amparo interpuesto por la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio, tramitado bajo el expediente judicial 14-019025-0007-CO, ordenando rendir informe sobre los hechos relacionados con una presunta violación al derecho de información y respuesta; y se ordena suspender cautelarmente la correspondiente audiencia pública (folios 1303 a 1305).
- XIII. Que el 19 de diciembre del 2014, mediante resolución # 2014020664, la Sala Constitucional declaró sin lugar el recurso de amparo presentado por la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio (folios 1352 al 1370).
- XIV. Que el 25 de diciembre del 2014, mediante resolución # 2014020769, la Sala Constitucional adiciona la citada resolución 2014020664, ordenando a la Autoridad Reguladora realizar la correspondiente audiencia pública a la mayor brevedad (folios 1335 a 1347).
- XV. Que el 12 de enero del 2015, se publicó la nueva convocatoria a la audiencia pública en el Diario Extra y en La Nación y ese mismo día en La Gaceta, Alcance Digital Nº 2 (folios 1401 a 1402).
- XVI. Que el 19 de enero del 2015, se llevó a cabo la audiencia pública de ley, según el informe de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, (oficio 0328-DGAU-2015/02420, folios 1478 a 1479), se recibieron oposiciones válidas por parte Cámara de industrias de Costa Rica, Defensoría de los Habitantes, la Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (ACOGRACE) y Vidriera Centroamericana S.A.
- XVII. Que el 16 de enero del 2015, mediante el oficio 0190-GAU-2015/001610 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública, en la cual presentaron Oposición: 1 el Consorcio Nacional de empresas de Electrificación de Costa Rica (Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruíz. (Coopealfaro Ruíz R.L), Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (COOPELESCA R.L) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.), en observaciones se indica que presenta un escrito a nombre de la empresas indicadas, pero a nombre de la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L., y Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (Coopesantos R.L.), no se observan las firmas de los representantes de dichas empresas; 2 Oposición: Cámara de industrias de Costa Rica; 3. Oposición: Vidriera Centroamericana S.A. (folios 1480 a 1482).
- XVIII. Que el 18 de febrero de 2015, mediante el oficio 305-IE-2015, la IE, emitió el respectivo estudio técnico sobre la presente gestión tarifaria.

**CONSIDERANDO:**

- I. Que del estudio 305-IE-2015, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

## II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

### 1. Solicitud tarifaria:

El Instituto Costarricense de Electricidad solicitó un incremento promedio en las tarifas del sistema de distribución del 13,20% (trece coma veinte por ciento), tal y como se detalla:

Tarifa	Descripción	% de ajuste
T-RE	Residencial: Para consumo residencial (casas de habitación y apartamentos)	13,32%
T-GE	General: Servicios no especificados en otras tarifas del Sist. Dist. del ICE	13,32%
T-CS	Preferencial de carácter social	13,32%
T-MT	Media tensión	13,32%
T-MTb	Media tensión	0,00%
<b>Ajuste promedio del Sistema</b>		<b>13,20%</b>

El ICE justificó su solicitud tarifaria en: i) de conformidad con lo establecido en el artículo No. 30 de la Ley 7593, el ICE deberá presentar por lo menos una vez al año un estudio ordinario para cada servicio que brinde, ii) para el 2015, la estructura de costos y gastos presenta un incremento con relación al 2014 en el orden del 8,7%, equivalente a ₡25 102,5 millones, con lo antes expuesto, el rédito para el desarrollo a tarifas actuales del 2015 es de 4,17% para el Sistema de Distribución; por lo que es necesario solicitar un aumento en las tarifas del 13,20%.

### 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 Intendencia de Energía, han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica realizado por el Banco Central de Costa Rica (BCCR), en su Programa Macroeconómico 2014-2015, las perspectivas de la economía mundial según el Fondo Monetario Internacional, así como, las expectativas de inflación y variación de tipo de cambio plasmadas en las diferentes encuestas formuladas por el BCCR. Y debido al cierre de la información utilizada al día de la audiencia pública, algunos parámetros para diciembre 2014 y el año 2015 son estimados.

En lo que respecta a la proyección de la inflación externa, se tomó como base las estimaciones realizadas por el Fondo Monetario Internacional y las estadísticas se extraen de la página electrónica del Bureau of Labor Statistic de los Estados Unidos de Norteamérica.

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2014-2015, estableció como objetivo de inflación un 4% para ambos años, con un rango de tolerancia de  $\pm 1$  punto porcentual (p.p.). La proyección de inflación propuesta por el Ente Emisor está encaminada en continuar gradual y ordenadamente hacia un esquema monetario de

metas de inflación, en procura de ubicarla en el mediano plazo, en niveles similares a los que presentan los principales socios comerciales del país (inflación estimada en un 3%). Aun cuando existen ciertos riesgos a considerar, tales como i) la presión en los mercados locales asociada al deterioro de las finanzas públicas; ii) un sistema financiero vulnerable ante el mayor uso de fondos externos para conceder crédito al sector privado, sistema aún en proceso de mejorar el grado de solidez con las medidas aprobadas por los entes supervisores, vigentes a partir de 2014 y iii) que la reducción del estímulo monetario en Estados Unidos ocurra en forma no ordenada y genere restricciones internas de liquidez que provoquen ajustes no esperados en los macro-precios; las expectativas de la economía costarricense para el bienio 2014 y 2015 ubican el crecimiento del PIB entre un 3,8% y 4,1% respectivamente, ya que se estima que la demanda interna crecería entre un 3,8% y 3,9%, determinado por el aporte del consumo privado, siendo coherente con la evolución esperada de las industrias que producen para el mercado interno.

Además de un crecimiento de la demanda externa del 3,8% y 4,7% que estaría ligada a la evolución en la producción de nuestros principales socios comerciales y de las industrias dedicadas a la exportación, lo que supondría una recuperación en las compras de materias primas para la manufactura, así como las destinadas al consumo final y una moderación en el ritmo de crecimiento de las importaciones de bienes de capital. No obstante que las condiciones previstas para el crecimiento económico mundial favorecen la estabilidad de sus precios en los próximos dos años, eventos no predecibles relacionados con factores climáticos o conflictos políticos en los países productores de petróleo, pueden desestabilizar los precios internacionales de dichos insumos, por ejemplo, se estima un precio promedio del petróleo (crudo U.K. Brent, Dubai Fateh y West Texas Intermediate) de US\$103,84 para el 2014.

En lo que respecta al tipo de cambio, según lo establece el actual Programa Macroeconómico 2014-2015, el BCCR mantendrá su compromiso con los parámetros de la banda cambiaria en el corto plazo, no obstante ya se giró a una flotación cambiaria.

Actualmente, el comportamiento del tipo de cambio ha presentado una tendencia diferente a la presentada en años anteriores, ya que en mayo de 2013 el presidente de la Reserva Federal de Estados Unidos declaró que, de manera condicionada a la evolución del desempleo y de la inflación, podría iniciar el retiro del programa de estímulo monetario, situación que si bien no se materializó en ese momento, generó ajustes en los macroprecios (incrementos de tasas de interés de largo plazo y en los tipos de cambio de algunas monedas latinoamericanas).

En términos de la actividad económica, si bien una depreciación real (efecto traspaso parcial) incentivaría la demanda externa neta, deterioraría la posición patrimonial de los deudores netos en moneda extranjera y su posibilidad de consumo; este último efecto se reforzaría por las presiones al alza en las tasas de interés locales. Estos dos últimos elementos, se estima impactarían la demanda interna en mayor magnitud que el efecto positivo de la demanda externa, antes indicado, lo que desacelerarían el crecimiento de la economía costarricense y por ende, trasfiere presiones vía costos a las tarifas de los servicios que presta la empresa del área de hidrocarburos, las cuales se pueden traducir en incrementos tarifarios para los consumidores de combustibles y por esta vía, afecta el nivel general de inflación y otros macroprecios.

Las estimaciones utilizadas por la ICE para este parámetro se hacen manteniendo constante el último dato observado.

En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), éste ha sido, en promedio cercana al 2,08% (promedio simple de largo plazo - últimos 5 años-). No obstante, la economía estadounidense ha resentido los efectos de la crisis económica que arrastró la economía mundial en los

últimos años. La inflación acumulada de los últimos dos años, a saber 2012 y 2013 ha sido de 1,74% y 1,50% respectivamente y es de esperar que para el 2014 según las estimaciones del Fondo Monetario Internacional (Perspectivas de la Economía Mundial, Enero del 2014), la inflación de los EEUU se ubique cercana al 1,70%.

En el siguiente cuadro resumen, se puede observar el comportamiento de los índices antes mencionados y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar, siendo estos parámetros los utilizados por la Autoridad Reguladora en los respectivos estudios tarifarios y otras estimaciones.

**Cuadro # 1**  
**Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario**  
**Porcentajes de Variación Anuales (%)**  
**Periodo 2011-2015**

INDICES	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Variaciones según ARESEP (al final del año)</b>					
Inflación Interna (IPC-CR)	4,73%	4,55%	3,68%	5,13%	4,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,96%	1,74%	1,50%	1,70%	1,80%
Depreciación (¢ / U.S.\$)	0,05%	-2,54%	0,16%	7,82%	0,00%
<b>Variaciones según ARESEP (promedio anual)</b>					
Inflación Interna (IPC-CR)	4,88%	4,50%	5,23%	4,52%	3,38%
Inflación Externa (IPC-USA)	3,16%	2,07%	1,46%	1,70%	1,01%
Depreciación (¢ / U.S.\$)	-3,20%	-0,82%	-0,56%	7,59%	0,29%
<b>Notas:</b> El mes de diciembre (en algunos casos) y 2015 son estimaciones. Las variaciones se estiman a finales de año (diciembre o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices).					
<b>Fuente:</b> Programa Macroeconómico 2014 - 2015 y el Fondo Monetario Internacional					

b. *Análisis del mercado*

i. **Mercado presentado por el ICE**

Como parte del análisis realizado por la Intendencia de Energía (IE), se procedió a evaluar las variables que integran el estudio de mercado del servicio de distribución de electricidad presentado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan a continuación:

La compra de energía del sistema de distribución al sistema de generación y transmisión constituye el costo más importante que debe enfrentar la empresa durante el lapso de interés; ese gasto representará 67% de los gastos totales de operación del 2014 y 68% para el 2015.

El ICE solicita un aumento medio del 13,2% en las tarifas sin combustible, para obtener unos ingresos de ¢357 925,2 millones en el 2015 y ¢354 886,7 millones en el 2016, lo cual le permita al Sistema de Distribución cubrir los costos y gastos de operación y contribuir a la expansión del sistema de acuerdo con las necesidades de los clientes ICE.

*El estudio de mercado del ICE presenta datos reales hasta junio del 2014 y se estima el resto del período; hasta diciembre del 2016. En el procedimiento descrito en la solicitud, se indica que para las proyecciones se consideran las series históricas de ventas de energía en unidades físicas por sector de consumo desde enero de 1994. 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 39,3% de la energía eléctrica vendida en el país a octubre del 2014.*

*Esta distribuidora brinda el servicio de electricidad en promedio a 713 983 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 representa 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 representa el 38,5% de la energía vendida, la tarifa general 24,3%; la tarifa preferencial 3,9%; mientras que la tarifa media tensión y alumbrado público abarcan el 30,4% y 2,9% respectivamente.*

*Según la IE, los abonados de la empresa muestran una tasa de crecimiento promedio anual para el período 2012-2014 del 2,9%.*

**iii. Resultados del mercado de la IE**

*La IE actualiza todas las cifras referentes al mercado eléctrico hasta octubre de 2014, y realiza proyecciones del mismo hasta el mes de diciembre de 2015. Para el año 2016 la proyección es equivalente a la estimada para 2015.*

*Al realizar las estimaciones del sistema de distribución ICE, la IE 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 datos históricos mensuales de abonados por sectores. 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 sectores de consumo 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 aceptan las propuestas por el ICE en su estudio.*

*Para el cálculo de los ingresos vigentes sin combustibles, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada con información disponible para el año 2013 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplica el pliego tarifario vigente publicado en La Gaceta N°184 del 25 de setiembre de 2014.*

*Las estimaciones de ventas en unidades físicas del estudio de mercado IE y del ICE, son similares; para el año 2014 el ICE proyecta ventas del Sistema de Distribución 1,17% superiores a las estimadas por ARESEP, la IE*

proyecta unos ingresos que ascienden a los €310 093 millones y el ICE proyecta ingresos con tarifa propuesta de €316 527 millones de colones, lo que representa una diferencia del 2,07%. Las diferencias se justifican porque la IE utiliza más cantidad de datos reales con respecto al ICE y por la diferencia en la estimación de ventas en unidades físicas.

Con base en las estimaciones de la IE se propone un aumento del 11,7%, aumento que será igual para todas las tarifas del Sistema de Distribución del ICE y que entre a regir a partir de la publicación en La Gaceta de la respectiva aprobación tarifaria (se estima que sería el primero de marzo de 2015). Y a partir del primero de enero de 2016, una disminución promedio de 1,8% con respecto a la estructura tarifaria sin CVC que estaría vigente para diciembre de 2015

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. 2014-2016

<b>AÑO</b>	<b>VENTAS Gwh</b>	<b>ING.VIG (millones €)</b>	<b>ING.PROP (millones €)</b>
2014	3 473,9	293 356,5	
2015	3 569,7	310 093,5	340 055,4
2016	3 569,7	310 093,5	334 600,5

Fuente: Autoridad Reguladora, Dirección de Servicios de Energía

Los anexos 1 y 2 muestran la información del cuadro anterior inmediato pero con desglose por tipo de tarifa.

c. Análisis de inversiones

La solicitud de ajuste tarifario para el sistema de distribución, que consta en el expediente ET-147-2014 (folios del 65 al 72 y 765 al 788), detalla la proyección de las obras a desarrollar por el ICE para los periodos 2014 y 2015, la inversión estimada de éstas se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro # 3**  
**Programa de inversiones del sistema de Distribución (ICE)**  
**(millones de colones)**

<b>Proyectado</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Micro inversiones	7 225,2	6 211,0
Macro inversiones	11 897,8	17 203,8
Otros activos para operación	2 485,9	11 004,6
<b>Total</b>	<b>21 608,9</b>	<b>34 419,3</b>

Fuente: folios 65 al 72 y 765 al 788, del ET-147-2014.

Según el cuadro anterior, las “micro inversiones” corresponden al crecimiento vegetativo de la red eléctrica del ICE y las “macro inversiones” conciernen a dos aspectos principales: a) las obras para el mejoramiento de

la calidad y b) las obras de desarrollo (expansión y aumento de la capacidad técnica de la red eléctrica). El segmento denominado "Otros Activos de Operación" considera la inversión para obtener herramientas y equipos necesarios en la construcción de las obras, la operación y el mantenimiento del sistema de distribución.

El siguiente cuadro muestra la distribución porcentual del plan de inversiones presentado por el ICE para los periodos de estudio.

**Cuadro # 4**  
**Programa de inversiones del sistema de Distribución (ICE)**  
**(en términos porcentuales)**

<b>Proyecto</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Micro inversiones	33,4%	18,0%
Macro inversiones	55,1%	50,0%
Otros activos para operación	11,5%	32,0%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

**Fuente:** ET-147-2014

De acuerdo a los datos del cuadro anterior, las macro inversiones representan el 55,1% y 50,0% (aproximadamente) del total de inversiones proyectadas para los años 2014 y 2015, respectivamente; esto debido a que contempla las obras de mayor impacto económico en el sistema de distribución, por ejemplo, la reconstrucción y cambio de alimentadores, y la instalación de equipos de protección y reguladores de voltaje.

Para el año 2015, el ICE proyectó la mayor inversión en la partida denominada "Equipo de Construcción" por un monto de ¢8 511,9 millones, éste monto representa un 77,4% del total de inversiones contempladas en el rubro de "Otros activos para operación"; cabe mencionar que el petente no indicó el beneficio que conlleva esas inversiones en la prestación del suministro eléctrico

**i. Ejecución de inversiones de periodos anteriores**

Esta Intendencia evaluó las inversiones ejecutadas en el periodo que comprende los años 2009 al 2013.

El análisis incluye el porcentaje de ejecución que se obtiene al dividir las inversiones incluidas en las tarifas por la Aresep (para el periodo de estudio) entre el total de inversiones ejecutadas por el ICE. Cabe mencionar, que el porcentaje máximo de ejecución a incluir en el ajuste tarifario es del 100%.

De conformidad con los procedimientos establecidos en el oficio 348-DEN-2009, el porcentaje de ejecución a incorporar en las tarifas del periodo 2015 corresponde a un 85,5 %, tal y como se muestra en el cuadro siguiente:

**Cuadro # 5**  
**Porcentaje de ejecución de inversiones**  
**(millones de colones)**

<b>Periodo</b>	<b>Inversiones estimadas por ARESEP</b>	<b>Inversiones ejecutadas por ICE</b>	<b>Porcentaje ejecución (%)</b>	<b>Porcentaje de ejecución del periodo 2015</b>
2009	34 914,0	28 859,0	82,7%	85,5%
2010	34 461,8	29 373,3	85,2%	
2011	39 446,8	28 845,3	73,1%	
2012	39 490,4	34 236,0	86,7%	
2013	29 963,5	33 917,7	100,0%	
<b>Total del Periodo</b>	<b>178 276,5</b>	<b>155 231,3</b>	<b>85,5%</b>	

**Fuente:** ET-138-2012, ET-104-2013 y oficio 5407-296-2014

Del cuadro anterior se desprenden las siguientes observaciones:

- ✓ En la ejecución de los años 2012 y 2013, se consideraron únicamente los montos por concepto de “macro inversiones” y “micro inversiones”, así como los “otros activos en operación”, correspondientes a los rubros incluidos en el plan de inversiones.
- ✓ El nivel de ejecución de los periodos 2009 al 2012 es inferior al 100,0%, lo que denota la sub ejecución de las inversiones, respecto a los montos incluidos en tarifas. Estos datos se obtuvieron de los informes de ejecución de inversiones del ICE, remitidos a esta Intendencia mediante los oficios # 0510-1074-2010, 0510-770-2011 y 0510-667-2012.
- ✓ En cumplimiento del Por Tanto VII, numeral 2, inciso b, de la resolución # 319-RCR-2011, que cita: “en el caso de contar con sub ejecución de inversiones se deben brindar las justificaciones técnicas correspondientes”, el petente remitió las explicaciones de las sub ejecuciones de los periodos del 2009 al 2011 (folios 1084 y 1085, ET-138-2012) y del año 2012 (folio 784, ET-104-2013).
- ✓ En el periodo 2013, el ICE muestra una ejecución del 113,2%, esto representa una sobre ejecución del 13,2%; sin embargo, como se mencionó previamente el porcentaje de ejecución máximo a incorporar es del 100%, ya que será el utilizado para realizar las proyecciones de los años siguientes. Además, el ICE no indicó el origen de los recursos para satisfacer el aumento en las inversiones ejecutadas.

**ii. Inversiones incluidas en el ajuste tarifario**

En el proceso de análisis de las inversiones, se consideraron las siguientes limitaciones:

- *Disposiciones de resoluciones anteriores:*

*La entidad no cumplió lo indicado en el Por Tanto III, numeral I, de la resolución 744-RCR-2011 que indica lo siguiente:*

*“ III Indicar al ICE que en el próximo estudio tarifario para el sistema de distribución deben:*

*(.....)*

*I. Cumplir con los requerimientos establecidos en el numeral II del Por Tanto XLII de la RRG-1310-2000, que trata sobre las estadísticas (en micro inversiones) y niveles de calidad existentes y esperados con las justificaciones correspondientes (en macro inversiones). Las obras contempladas en el plan de inversiones que incumplan los aspectos indicados en dicha resolución se tendrán por no justificados.”*

*En relación a este requerimiento, el rubro de “macro inversiones” no incluye el análisis que se describe a continuación:*

*a. En el caso de equipos de protección no se incluyen:*

- *Características técnicas y nivel de calidad existente en la zona o circuito donde se instalará el equipo (frecuencia y duración de interrupciones).*
- *Causas y motivos del nivel de calidad (razones geográficas que dificultan el acceso al lugar, lejanía de la ubicación del centro de operación más cercano y otros).*
- *Nivel de calidad esperado con el equipamiento proyectado a instalar*

*b. En el caso de equipos de regulación de voltaje no se indica:*

- *Características técnicas del circuito donde se instalará el equipo.*
- *Nivel de calidad del voltaje del circuito( con estudios realizados: mediciones de voltaje a nivel primario y secundario, carga instalada y potencia instalada, capacidad del circuito)*
- *Nivel de calidad del voltaje esperado con la instalación del equipo de regulación de voltaje.*

*c. En el caso de obras por desarrollar en redes de distribución (Obras de calidad y Obras de desarrollo no se indica:*

- *Nivel de calidad del circuito (voltaje, continuidad).*
- *Nivel de calidad esperado con el desarrollo de la obra.*

*Por consiguiente, las obras en macro inversiones relacionadas con el mejoramiento de los niveles de calidad, no están justificadas, por lo tanto se excluyeron del ajuste tarifario.*

- *Costos indirectos (Imprevistos) en el plan de inversiones:*

*No se incluyó los costos indirectos que muestra el programa de inversiones, ya que pese a solicitud de información remitida mediante el oficio 1581-IE-2014, el petente no demostró en su respuesta (oficio 5407-296-2014, punto 5) la razonabilidad de aplicar por concepto de imprevistos el 10% adicional sobre cada rubro (folios 67, 1112 y 113), ni aportó la justificación técnica y/o antecedentes históricos, de al menos los últimos cinco años.*

- *En el rubro “Otros activos en operación” :*
  - ✓ *No se incorporó el monto proyectado en la partida “Equipo de construcción”, éste asciende a la suma de ¢8 452,0 millones para el año 2015. Al respecto se aclara, que las inversiones con montos significativos requieren de una justificación suficiente y debidamente documentada, de manera que permita al analista de Aresep determinar su razonabilidad para la inclusión en las tarifas eléctricas.*
  - ✓ *No se incluyó en los periodos 2014 y 2015, los montos correspondientes a la partida “Maquinaria y Equipo Diverso”, ya que la entidad no demostró la tenencia de un plan sistematizado que identifique las necesidades de equipamiento para cada una de las áreas. La planificación debe contemplar la justificación de forma tal que muestre la razonabilidad técnica de cada proyecto y el beneficio en la prestación del servicio eléctrico.*

*Al considerar para el periodo de estudio los parámetros económicos de la Autoridad Reguladora (tipo de cambio e inflación interna y externa), las deducciones supra citadas y el porcentaje máximo de ejecución del periodo (2009-2013) correspondiente a un 85,5%, se determinó e incorporó en el ajuste tarifario las inversiones que se muestran en el siguiente cuadro.*

**Cuadro # 6**  
**Programa de inversiones reconocidas de ICE Distribución**  
**(millones de colones)**

<b>Proyecto</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<i>Activos fijos en operación</i>	<i>4 618,0</i>	<i>4 432,8</i>
<i>Otros activos en operación</i>	<i>718,7</i>	<i>655,0</i>
<b>Total</b>	<b>5 336,8</b>	<b>5 087,8</b>

*Fuente: ET-147-2014 y elaboración propia*

### **iii. Capitalización de activos**

*Conforme a lo señalado en el punto C de este apartado, la capitalización y/o adición de activos a incluir en el ajuste tarifario se detalla a continuación:*

**Cuadro # 7**  
**Adición de activos Distribución ICE**  
**(millones de colones)**

<b>Proyecto</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Activo fijo en operación	4 618,0	4 432,8
Otros activos de Operación	718,7	655,0
<b>Total</b>	<b>5 336,8</b>	<b>5 087,8</b>

**Fuente:** ET-147-2014 y elaboración propia.

Seguidamente se presenta un cuadro comparativo de las inversiones incluidas en el ajuste tarifario y las inversiones proyectadas por el ICE en su petición, éste muestra diferencias por los montos de ¢16 272,1 y ¢29 331,5 millones de colones para los años 2014 y 2015, respectivamente.

**Cuadro # 8**  
**Diferencia Adición de activos del sistema de Distribución**  
**(millones de colones)**

<b>Detalle de adiciones</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Total adición de activos según ICE	21 608,9	34 419,3
Total adición de activos según Aresep	5 336,8	5 087,8
<b>Diferencia</b>	<b>16 272,1</b>	<b>29 331,5</b>

**Fuente:** ET-147-2014 y elaboración propia

Al respecto es importante indicar que la capitalización se realiza anualmente, según el plan de inversiones proyectado.

**iv. Retiro de activos**

Para los años 2014 a 2015 el ICE presentó el siguiente detalle por concepto de retiro de activos:

**Cuadro # 9**  
**Retiros de activos al costo de ICE Distribución 2014-2015**  
**(millones de colones)**

<b>Tipo</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Activo fijo en operación	2 287,3	1 521,5
Otros activos en operación	33,6	36,9
Total de retiros	2 320,9	1 558,4

**Fuente:** ET-147-2014.

Es importante indicar que a partir de la información suministrada a esta Intendencia, no es factible establecer la relación entre el retiro de activos y el plan de inversiones, lo cual debe mejorarse en las siguientes solicitudes tarifarias.

#### **d. Retribución al capital**

Según la metodología tarifaria vigente, los ingresos de operación (precio promedio multiplicado por las cantidades vendidas de energía, más otros ingresos), deben ser iguales que la suma de los gastos tarifarios, más el rédito de desarrollo o rentabilidad en términos absolutos (monetarios); de tal modo que esta última variable determina en gran medida el nivel de las tarifas.

El ICE obtuvo, en primera instancia para el sistema de distribución, un rédito para el desarrollo para el 2015 del 6,25% según el modelo WACC, sin embargo utilizaron en sus proyecciones financieras y tarifarias un rédito de 4,73%.

Para obtener una tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo que sirva como parámetro para esta fijación tarifaria, la Intendencia de Energía utilizó el modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC por sus siglas en inglés) y el Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM por sus siglas en inglés).

El primero de estos modelos indica que la tasa de rentabilidad de la empresa, se obtiene ponderando las tasas del costo del capital propio y del costo de la deuda. Este último se puede obtener, por ejemplo, como el costo marginal del endeudamiento (v.g. tasa de interés del último crédito obtenido); como el costo promedio ponderado de los diferentes préstamos que tiene la empresa o como la razón del costo de la deuda entre el pasivo promedio.

El Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM), utilizado para calcular el costo del capital propio, señala que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado con éste y pueden ser separados en dos grandes componentes: los relacionados con el mercado en su conjunto (riesgo sistemático) y los derivados de las inversiones específicas (riesgo específico)<sup>1</sup>. Este modelo es consistente con la política regulatoria que contempla como uno de sus objetivos básicos la sostenibilidad del servicio, dado que esto implica entre otras cosas, garantizar un rendimiento sobre el capital invertido que haga atractivas las inversiones en el sector, lo cual además es consistente con lo establecido en la Ley 7593 que regula los servicios públicos en nuestro país.

Para el cálculo del costo de capital del ICE se emplearon las siguientes fórmulas:

$$(1) r_{kp} = r_f + \beta (r_m - r_f) \quad (\text{modelo CAPM})$$

En donde:

$r_{kp}$  = Costo del capital propio

$r_m$  = Rendimiento de una cartera diversificada de acciones y

$r_f$  = Tasa libre de riesgo.

$r_m - r_f$  = Prima de riesgo.

---

<sup>1</sup> Los estudios efectuados por la Autoridad Reguladora y resumido en esta sección se han basado en el documento preparado por Martín Rossi, Martín Rodríguez y Omar Chisari, especialmente el documento "El Costo del Capital en Empresas Reguladas, Incentivos y Metodología", del cual se extraen las principales conclusiones que se citan.

$\beta =$  Mide la correlación entre los rendimientos de mercado y los de una inversión específica.

$$(2) r_k = r_d * (1-t) * D/A + r_{kp} * P/A \quad (\text{modelo WACC})$$

En donde:

$r_k$  = Costo de capital de la empresa

$r_d$  = Costo del endeudamiento

$r_{kp}$  = Costo del capital propio

$t$  = Tasa impositiva

$D$  = Valor de la deuda

$P$  = Valor del capital propio (KP) o patrimonio

$A$  = Valor total de los activos ( $D + P$ ).

Los valores y la fuente de información de cada variable del modelo son los siguientes:

- La tasa libre de riesgo ( $r_f$ ) fue obtenida como el promedio de los promedios mensuales de los últimos 12 meses de la tasa de interés de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América a 10 años plazo, con corte a diciembre del 2014 (2,54%). Se utilizó como fuente de información, la siguiente dirección electrónica: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>
- La Prima por riesgo (PR) ( $r_m - r_f$ ) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls>. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses, siendo éste de 5,21% con corte al mes de diciembre del 2014.
- El riesgo país ( $r_p$ ) no se considera en este caso, dado que al ser una empresa pública, creada para la prestación del servicio de suministro de electricidad, el riesgo país es irrelevante para la decisión de colocación del capital aportado para la prestación de este tipo de servicio público, pues las empresas no tienen la opción de colocar sus recursos en ningún otro país alternativo y consecuentemente, tampoco tienen la posibilidad de mover su capital.
- El valor de la beta ( $\beta$ ) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York, USA, según la página: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>. Su valor se estimó en 0,42 (beta desapalancada) correspondiente al dato de enero de 2015. Para su estimación se utilizó la clasificación denominada Industria Utility (General), en la cual se agrupa las empresas eléctricas más representativas del área, con lo cual se ajusta al sector que se está regulando.
- El valor del costo de la deuda ( $r_d$ ) se estimó en 5,39%, el cual se obtuvo de la ponderación de las tasas de interés de los pasivos de largo plazo que tiene el sistema de distribución que presta el ICE.
- La tasa impositiva ( $t$ ) se supuso igual a cero (0) dado el acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999).

- El valor de los pasivos (D) es de ¢137 888 millones, el capital propio o patrimonio (P) es de ¢225 151 millones y el valor total de los activos (A) es de ¢363 039 millones, según la información de los Estados Financieros a setiembre del 2014 del ICE<sup>2</sup>.

Debido a que ya han pasado unos meses del 2015 y se calcula las nuevas tarifas para un periodo remanente de 10 meses del presente año, se considera que sólo debería permitirse lograr una retribución proporcional a este plazo, calculada según la siguiente fórmula:

$$(3) \quad rk_{2015} = rka + (rk - rka) * (n/12), \text{ ó}$$

$$(3i) \quad Rk_{2015} = rka * [(12-n)/12] + rk * (n/12)$$

En donde:

*Rk* = Rédito de desarrollo recomendado para el periodo 2015.

*rka* = Rédito de desarrollo actual o con tarifas vigentes para el periodo 2015.

*rk* = Costo del capital propio (modelo CAPM).

*n* = Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes durante el periodo 2015 (10 meses en este caso)<sup>3</sup>.

En los Estados Financiero del ICE por sistemas a setiembre del 2014, se visualizan unas pérdidas significativas por sistema, siendo en generación de ¢24 326 millones, transmisión de ¢29 653 millones, distribución de ¢8 809 millones y alumbrado público de ¢3 615 millones. El ICE mediante el documento enviado por correo electrónico del 5 de diciembre del 2014, justificó dichas cifras en una disminución del 3% en los ingresos de operación como resultado de una caída en las ventas a las empresas distribuidoras locales y al rechazo tarifario que debía entrar a regir para enero del 2014, lo cual redujo el excedente de operación en un 21% respecto al año anterior, además de las fluctuaciones cambiarias como resultado de la depreciación de colón respecto al dólar.

Dichas pérdidas son trasladadas al patrimonio de cada uno de los sistemas mencionados, afectando la reinversión de excedentes en el ICE, e incluso provocando un patrimonio negativo en el sistema de alumbrado público.

Ante lo anterior, es criterio de esta Intendencia que una empresa regulada no puede justificar una pérdida a causa de rechazo tarifario, y más aún cuando las razones del mismo han sido por su propia gestión (activos, inversiones y remuneraciones). De igual manera, es inaceptable que se le traslade a los usuarios vía tarifa, dichas pérdidas, y más cuando no se puede verificar y separar que parte de esas pérdidas corresponden a erogaciones de costos y gastos imputables a las tarifas eléctricas, máxime si está atenta contra la capacidad de reinversión y descapitaliza poco a poco a la empresa.

A la luz de lo anterior, se procedió a no incorporar las pérdidas indicadas en el cálculo del rédito para el desarrollo, de tal manera que no afecte el instrumento, ante la deficitaria información sobre su procedencia por parte del ICE.

<sup>2</sup> Los datos de deuda se obtuvieron del informe de tasa de rédito para el desarrollo presentado en agosto 2014 y que presenta datos de mayo 2014, lo anterior pues son los datos más recientes con la desagregación requerida para calcular de mejor modo el modelo.

<sup>3</sup> Se supone que las nuevas tarifas entrarán a regir a partir del 1 de marzo del 2015, es decir estarán vigentes 10 meses del presente año.

Como resultado de lo anterior y con la información financiera disponible a setiembre del 2014, el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta el ICE es el siguiente:

**Cuadro # 10**  
**ICE Electricidad**  
**Réditos por Sector 2015**

Sistemas del ICE	Estimación ICE		Estimación ARESEP		
	Costo promedio ponderado del capital WACC obtenido	Costo promedio ponderado del capital WACC aplicado	Costo de capital propio CAPM	Costo promedio ponderado del capital WACC	Ajustado por plazo*
Sistema de generación	7,04%	5,13%	6,89%	6,65%	6,02%
Sistema de transmisión	7,24%	2,80%	8,06%	6,82%	5,94%**
Sistema de distribución	6,25%	4,73%	6,06%	5,81%	5,65%
Sistema de alumbrado público	8,78%	8,78%	10,96%	7,24%	7,11%

**Nota:**  
El cálculo del WACC por ARESEP no incluye las pérdidas reportadas por el ICE en el patrimonio, dada la escasa información aportada por la regulada.  
\* Se utiliza el rédito ajustado dado que se espera que las tarifas tengan una vigencia cercana a los 10 meses.  
\*\* Finalmente se ajustó en 5,52; por el proceso que posteriormente se detalla.

En el caso del Sistema de Transmisión se consideró en los cálculos tarifarios el criterio de un rédito tal que le generará al ICE unos ingresos adicionales en este sistema, iguales a los que el ICE planteó en su solicitud tarifaria. Lo anterior por cuanto, el planteamiento del ICE implicaría incrementar en 3,21pp el rédito con tarifas vigentes, mientras que si se utiliza el WACC calculado, tanto por el ICE como por la Aresep, ese incremento sería de 4,38pp, lo que lo hace desproporcionado. Así las cosas, el monto a reconocer es aquel que le genere la misma cantidad de ingresos adicionales al ICE que éste solicitó.

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital del ICE distribución (modelo WACC) es de 5,81% y el costo del capital propio es de 6,06%, al tiempo que se recomienda para el servicio de distribución de electricidad un costo ponderado de capital ajustado de 5,65% (ver anexo No. 3).

*e. Cálculo de la base tarifaria*

Se utilizó la metodología seguida en anteriores estudios tarifarios, actualizando el valor de la base tarifaria (activo revaluado neto promedio) revaluando los saldos preexistentes por medio de índices, sumando las adiciones de activos del periodo y restando los retiros correspondientes; además de aplicar la depreciación de cada periodo de acuerdo con las tasas de depreciación aprobadas para cada tipo de activo.

Los saldos iniciales se tomaron de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre del 2013, remitidos por el ICE a la ARESEP por medio del oficio 0078-0588-2013 del 4 de junio del 2014. Estos saldos coinciden con los reportados en el informe de revaluación de activos del período 2013 (oficio 5407-132-2014 del 26 de mayo de 2014) excepto en lo correspondiente a los activos en operación del Sistema de Transmisión, que presentan una diferencia de aproximadamente ¢ 14 042 millones.

Las tasas de depreciación fueron tomadas del acuerdo correspondiente al artículo III de la Sesión Ordinaria 2527-89 de la Junta Directiva del anterior Servicio Nacional de Electricidad (SNE), según oficio 750-JD-89 del 2 de junio de 1989; de igual fuente son los correspondientes valores de rescate de los diferentes tipos de activos. Para los casos de activos no contemplados en este acuerdo del SNE, se utilizaron los porcentajes aportados por el ICE.

En el caso de las tasas de depreciación de los Otros Activos en Operación, al igual que el ICE, los cálculos de la ARESEP fueron realizados tomando los promedios por tipo de activo, según la estructura de estos al 31 de diciembre de 2013. Sin embargo, las ponderaciones fueron corregidas para tomar en cuenta solo los activos que sí son sujetos a revaluación y depreciación.

Los porcentajes de los componentes interno y externo corresponden a la actualización más reciente, según el oficio 5407-129-2014 del ICE del 22 de mayo de 2014 (el oficio dice erróneamente 2013). El en caso de la Generación Solar se tomó el porcentaje incluido en el desarrollo de los cálculos y no en el resumen, debido a la inconsistencia presentada en los datos aportados por el ICE.

Mediante el Por Tanto V.1 de la Resolución RIE-102-2013 del 28 de noviembre del 2013, se le indicó al ICE que debía presentar un levantamiento de activos que refleje el saldo ajustado, deduciendo el retiro de activos, incluyendo un informe de auditoría cuyo alcance refleje la verificación de los ajustes y saldos de los activos en los estados financieros. Este ajuste es presentado en los saldos aportados por el ICE y la Intendencia los tomó en cuenta en sus cálculos para todos los años del periodo analizado.

**i. Saldos iniciales:**

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

**Cuadro # 11**  
**ICE – Estados Financieros Auditados**  
**Saldos de las Cuentas de Activos al 31/12/2013**  
**Millones de colones**

Cuentas / Sistema	Activo al costo	Activo revaluado	Deprec. acum. al costo	Deprec. acum. revaluada	Total Activo Revaluado Neto
<b>Activos en Operación</b>	1.378.604	2.106.773	288.978	1.252.130	1.944.269
Planta de Generación	850.409	1.579.755	160.107	894.365	1.375.692
Planta de Transmisión	320.505	269.968	61.398	186.246	342.829
Planta de Distribución	202.559	252.538	65.274	167.221	222.602
Planta de Alumbrado Público	5.131	4.512	2.199	4.298	3.146
<b>Otros Activos en Operación</b>	287.845	66.329	160.286	43.431	150.457
Planta de Generación	149.472	27.284	80.894	18.762	77.100
Planta de Transmisión	80.195	19.349	45.898	12.117	41.529
Planta de Distribución	56.603	18.859	32.261	12.006	31.195
Planta de Alumbrado Público	1.575	837	1.233	546	633
<b>Total Activos en Operación</b>	1.666.449	2.173.102	449.264	1.295.561	2.094.726
Planta de Generación	999.881	1.607.039	241.001	913.127	1.452.792
Planta de Transmisión	400.700	289.317	107.296	198.363	384.358
Planta de Distribución	259.162	271.397	97.535	179.227	253.797
Planta de Alumbrado Público	6.706	5.349	3.432	4.844	3.779

**Fuente:** Elaboración propia con base en los Estados Financieros Auditados del ICE a diciembre del 2014. Oficio 0078-0588-2014, del 04/06/2014.

Estos constituyen los saldos iniciales de la revaluación de activos, los cuales son ajustados, para eliminar los montos de los activos que no son sujetos a revaluación y a depreciación, según la información reportada por el ICE. Estos montos son los siguientes:

**Cuadro # 12**  
**ICE - Electricidad**  
**Montos de las cuentas de activos no sujetos a revaluación y depreciación al 31/12/2013**  
**Millones de colones**

Cuentas / Sistema	Activo al costo	Activo revaluado	Deprec. acum. al costo	Deprec. acum. revaluada	Total Activo Revaluado Neto
<b>Activos en Operación</b>	34.117	82.715	15.827	76.143	24.862
Planta de Generación	19.899	43.825	5.633	38.935	19.156
Planta de Transmisión	11.198	35.095	8.283	34.219	3.791
Planta de Distribución	2.801	3.203	1.716	2.401	1.887
Planta de Alumbrado Público	219	592	195	588	28
<b>Otros Activos en Operación</b>	92.575	18.051	74.113	17.385	19.128
Planta de Generación	61.276	11.110	42.566	10.253	19.567
Planta de Transmisión	11.115	3.068	14.458	3.371	- 3.646
Planta de Distribución	18.885	3.643	16.076	3.550	2.902
Planta de Alumbrado Público	1.299	230	1.013	211	305
<b>Total Activos en Operación</b>	126.692	100.766	89.940	93.528	43.990
Planta de Generación	81.175	54.935	48.199	49.188	38.723
Planta de Transmisión	22.313	38.163	22.741	37.590	145
Planta de Distribución	21.686	6.846	17.792	5.951	4.789
Planta de Alumbrado Público	1.518	822	1.208	799	333

**ii. Adiciones y retiros**

Las adiciones de activos y retiros 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.

**iii. Cálculo del activo fijo neto revaluado**

El presente apartado se realiza el cálculo de la base tarifaria, los siguientes son los criterios generales para realizar el cálculo:

- Se partió de los saldos iniciales a diciembre del 2013, según Estados Financieros Auditados a esa fecha. Estos saldos coinciden con los empleados por el ICE, según lo comentado anteriormente.
- Los parámetros económicos utilizados son los resumidos en la sección de parámetros de este informe, y se encuentran actualizados con respecto a los utilizados por el ICE en sus proyecciones.
- Se utilizaron las tasas de depreciación vigentes aprobadas por el SNE en su momento, según se detalló anteriormente.

- *Los porcentajes de componentes interno y externo se tomaron del último estudio efectuado por el ICE para este efecto.*

*Además, de la revisión efectuada a los activos que integran la base tarifaria, detallados en la propuesta del actual estudio tarifario por parte del ICE, se determinó la necesidad de aplicar ajustes. Las razones de esta variación se encuentran principalmente en los siguientes rubros:*

- *El ICE calcula la tasa de depreciación promedio de los “Otros Activos de Operación” ponderando las tasas de depreciación de cada tipo de activo dentro de cada subcuenta (v.g. equipo de transporte). Como ponderador utiliza el valor de los activos (al costo más revaluado), más el valor de los activos no sujetos la depreciación (al costo más revaluado). Estos ponderadores no se consideran adecuados debido a que no es correcto sumar los activos totales con los activos no sujetos a depreciación, pues los primeros ya incluyen a los segundos. Lo correcto es deducir los activos no sujetos a depreciación, pues la tasa que se obtendría se aplicaría a los activos totales menos los no sujetos a depreciación.*
- *Según los requerimientos de la ARESEP, el ICE presentó el cálculo de “Otros Activos en Operación”, separado en activos de Construcción (Inversión) y de Operación. El cálculo de la revaluación y de la depreciación se realizó tomando en cuenta esta distribución para cada Sistema.*
- *Para el cálculo de la Gasto por Depreciación no se tomó en cuenta la parte de las Otros Activos en Operación que corresponde a “Construcción” o “Inversión”.*
- *Finalmente, la revaluación de activos se calculó partiendo de los saldos auditados al 31 de diciembre del 2013, a este total se aplicó el respectivo índice de revaluación, calculado con base en la metodología aprobada por ARESEP, utilizando el índice de revaluación obtenido para cada tipo de activo y tomando en cuenta los parámetros macroeconómicos señalados en el presente informe, calculado con base en el componente local y externo de cada tipo de activo.*

*Los porcentajes de revaluación aplicados en cada partida de activo y año son los siguientes:*

**Cuadro # 13**  
**ICE - Electricidad**  
**Porcentajes de Revaluación de Activos**  
**2014-2015**

Cuentas	2014	2015
<b>Sistema de Generación</b>		
Generación hidráulica	8,19%	2,51%
Generación térmica	7,68%	2,76%
Generación geotérmica	7,42%	2,88%
Generación eólica	8,01%	2,60%
Generación solar	6,16%	3,50%
<b>Sistema de Transmisión</b>		
Subestaciones	7,32%	2,93%
Líneas de transmisión	5,92%	3,61%
Equipo de control y comunicación	7,32%	2,93%
<b>Sistema de Distribución</b>		
Líneas de distribución	7,41%	2,89%
Generación solar	6,16%	3,50%
Generación microcentrales hidráulicas	8,19%	2,51%
<b>Sistema de Alumbrado Público</b>		
Alumbrado público	7,82%	2,69%
<b>Otros activos en Operación</b>		
1-Terrenos	5,13%	4,00%
2-Vías de comunicación terrestre	5,13%	4,00%
3-Edificios	5,13%	4,00%
4-Maquinaria y equipo para la producción	5,92%	3,62%
5-Equipo para construcción	5,92%	3,62%
6-Equipo de transporte	5,92%	3,62%
7-Equipo de comunicación	5,92%	3,62%
8-Mobiliario y equipo de oficina	5,92%	3,62%
9-Equipo y programas de cómputo	5,92%	3,62%
10-Equipo sanitario, de laboratorio e investigación	5,92%	3,62%
11-Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativo	5,92%	3,62%
12-Maquinaria y equipo diverso	5,92%	3,62%
13-Maquinario y equipo de mantenimiento	5,92%	3,62%
14-Equipo para fotografía, video y publicaciones	5,92%	3,62%
15-Semovientes	5,13%	4,00%

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, según el siguiente detalle:

**Cuadro # 14**  
**Sistema de Distribución**  
**Detalle del activo neto en operación promedio - Cálculo IE**  
**2013-2015**  
**(millones de colones)**

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	2013	2014	2015
Activos en Operación	222 602,0	227 437,1	222 294,1
Activo al Costo	202 559,0	204 860,4	207 766,6
Activo Revaluado	252 538,0	282 706,0	294 799,4
Depreciación al Costo	65 274,0	70 566,5	76 184,4
Depreciación Revaluada	167 221,0	189 562,8	204 087,4
Otros Activos en Operación	31 195,0	24 903,6	17 141,8
Activo al Costo	56 603,0	57 283,5	57 900,8
Activo Revaluado	18 859,0	21 842,5	23 957,0
Depreciación al Costo	32 261,0	40 016,9	47 925,6
Depreciación Revaluada	12 006,0	14 205,4	16 790,4
Activo Total Reval. Neto	253 797,0	252 340,8	239 435,9
<b>Activo Neto Reval. Promedio</b>		<b>253 068,9</b>	<b>245 888,3</b>

*Fuente: Estados Financieros Auditados, Diciembre 2013 y Elaboración propia IE.*

**iv. 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 2011, 2012 y 2013. 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 37,56 días, el detalle de estos cálculos se muestra en el siguiente cuadro.*

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

CONCEPTO	2011	2012	2013	PROMEDIO 2011-2013
Cuentas por Cobrar	21 973	34 260	30 033	28 755
Ventas de Energía	251 988	272 517	328 418	284 308
Rotación de Cuentas por Cobrar	0,09	0,13	0,09	0,10
Período Medio de Cobro	31,39	45,26	32,92	36,41

**Fuente:** Elaboración propia con base en Estados Financieros Auditados 2011 a 2013.

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, tal y como se muestra a continuación:

**Cuadro # 16**  
**ICE - Sistema de Distribución**  
**Cálculo de Capital de Trabajo 2014 y 2015**  
**(Millones de colones y días)**

CONCEPTO	2014	2015
Total de costos de operación	280 409	325 801
Menos: Gastos por depreciación, absorción de partidas amortizables y compras y ventas entre sistemas	208 299	251 435
Costos que implican erogación de efectivo	72 110	74 366
Costos diarios	200	207
Periodo medio de cobro	36,41	36,41
<b>Capital de Trabajo</b>	<b>7 293</b>	<b>7 522</b>

El capital de trabajo contemplado en los cálculos es de ¢ 7 293 y ¢ 7 522 millones para los años 2014 y 2015 respectivamente.

**v. Base tarifaria:**

Según la metodología tarifaria que se utiliza para calcular las tarifas eléctricas del ICE, la base tarifaria se calcula como la suma del activo fijo neto en operación promedio (AFNOR), más el correspondiente capital de trabajo de la empresa o actividad. En el siguiente cuadro se detalla la base tarifaria para los años 2014 y 2015.

**Cuadro # 17**  
**ICE - Sistema de Distribución**  
**Cálculo de la Base Tarifaria 2014 y 2015**  
**(Millones de colones)**

	2014	2015
Activo Neto Reval. Promedio	253 069	245 888
Capital de Trabajo	7 293	7 522
<b>Base Tarifaria</b>	<b>260 362</b>	<b>253 410</b>

**vi. Gasto por depreciación**

*El gasto por depreciación se ha estimado con base en los resultados de la revaluación de activos y el cálculo de la base tarifaria. Para esto se han estimado los saldos de cada tipo de cuenta de activo (deduciendo los activos no sujetos a depreciación y revaluación y los retiros del periodo) y multiplicado por las tasas de depreciación aprobadas por el ente regulador. En el caso de los “Otros Activos en Operación”, no se han tomado en cuenta los activos dedicados a la actividad de inversión.*

*Los gastos estimados son de ¢ 19 379 y ¢ 20 872 millones para los años 2014 y 2015 respectivamente.*

**f. Análisis financiero**

**i. Criterios generales 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 2014 y 2015, se tomó como año base el 2013, 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 (2013 y 2014), estos 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 5,31% (para los meses de junio a diciembre 2014), 4,52% y 3,38% para los periodos 2014 y 2015, respectivamente.*
- *Los tipos de cambio utilizados son de ¢543,91 y ¢545,51 por US\$ para los periodos 2014 y 2015, 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 que permitiera validar la justificación del gasto incurrido.*
- *Cabe señalar, que mediante nota 1581-IE-2014, en los puntos 27, 31, 32 y 36, 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 proyectaron los salarios de los ejercicios 2014 y 2015, a partir de las erogaciones incurridas por ese concepto para el periodo 2013, considerando como aumento máximo los decretos del poder ejecutivo que corresponden a un 0,43% y 4,00% para el primer y segundo semestre del 2014, respectivamente y la inflación para el año 2015, aunado al ajuste pendiente en la categoría de profesionales, para un total de 4,14% en ese periodo.*
  - ✓ *Se contemplaron los siguientes porcentajes 8,33%, 8,19%, 9,25%, 0,50%, 1,50%, 5,00%, 0,50%, y 4,92%, 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”, 36 “Aporte patronal al FCL” y 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos”, respectivamente.*
  - ✓ *En el caso del Objeto de gasto No. 34 “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS” se consideró el porcentaje de 5,08% a partir del año 2015, según la modificación al reglamento de la Caja Costarricense del Seguro Social (CCSS).*
  - ✓ *No se incluyó en el análisis aumentos en las partidas de “remuneraciones”, a causa de nuevas contrataciones en los años 2014 y 2015, ya que no hay detalle de éstas; pese a que esto forma parte del requerimiento N° 23 del oficio 1581-IE-2014 (léase correctamente “sistema de distribución”) y el Por Tanto V, inciso N° 13 de la resolución RIE-102-2013, para éste último el ICE respondió mediante oficio 5407-232-2014, del 22 de setiembre del 2014, que “para el Sistema de Transmisión, Distribución y Alumbrado Público, no se tienen programadas nuevas contrataciones”.*
- *Para el caso específico de las cuentas denominadas “contables”, se consideraron las cifras justificadas del periodo 2013, aunado al crecimiento que éstas presentan en los años 2014 y 2015, utilizando como parámetro de referencia los indicadores y criterios generales de proyección.*
- *La partida denominada “Gobierno Digital” se proyectó considerando el promedio del año 2014, tal como se describe a continuación:*
  - ✓ *Al dividir entre cinco el dato que refleja el periodo enero a mayo 2014 (promedio mensual de las cifras reales), éste se multiplicó por siete para obtener la proyección de junio a diciembre 2014. La sumatoria de ambos periodos forman la base de proyección para el año 2015.*

*La aplicación de este criterio se originó al no lograr verificar las cifras correspondientes al año 2013 para cada una de las cuentas (sin que éstas se afecten por ajustes de otros periodos). Esto por cuanto la nota N° 20 de los estados financieros auditados “ICE-Sector Electricidad, el cual incluye las cifras financieras de los Sistemas: Generación, Transmisión, Distribución, Alumbrado Público y Servicios No Regulados”, refiere a los ajustes retrospectivos, citados a continuación:*

*“Durante el año terminado al 31 de diciembre de 2013, las cifras correspondientes al 31 de diciembre de 2012 y por el año terminado en esa fecha, fueron reestructuradas debido a varios ajustes con efecto retroactivo y a cambios en las políticas contables (...)*

*(5) Reclasificación costos de Gobierno Digital*

*Ajuste por reclasificación en cuenta de gastos relacionado con la asignación de costos del proyecto Gobierno Digital, originados por la utilización del servicio de Merlink que no se registraron en el periodo 2012.”*

- *No se consideró la justificación de la partida 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.”*

*Un extracto de la nota que emiten los funcionarios de KPMG en su estudio, indica:*

*“Si bien en el requerimiento 3.7 se concluye que no se realizan estimaciones para obsolescencia de inventarios en los proyectos de Electricidad, hemos hecho una revisión sobre la base de datos auxiliar suministrada mediante requerimiento 3.1, y nos surge la duda de si lo indicado en la nota 4010-94-2014 es razonable en las circunstancias actuales, esto fundamentado en que existen al 31 de diciembre de 2013, ciertos inventarios clasificados como de “Rotación Nula” con fechas de adquisición y fechas de últimos movimientos antiguas (que van desde 1990 al 2011), inclusive hay inventarios bajo esta clasificación que no incluyen fecha de última entrada ni fecha de última salida.*

*En el archivo adjunto te muestro el extracto de estas situaciones identificadas y hacemos la solicitud de que esta situación sea valorada por las áreas técnicas y financieras del Sector, con el fin de determinar si procede en este caso el registro de dicha estimación.” Folio (respuesta punto 12).*

*De conformidad a lo expuesto por la firma, la sugerencia se sometió a valoración de los funcionarios del ICE (desde el punto de vista técnico y financiero). Cabe señalar, que de acuerdo a la naturaleza de los inventarios del sector eléctrico, es usual poseer inventarios con mayor antigüedad, ya que éstos se mantienen en función de los activos que deberán ser reemplazados, o mantenidos para dar continuidad a su operación y en algunos casos la tecnología de estos no es actualizada a las condiciones actuales. Sin embargo, pese a que éste no corresponda a la tecnología más reciente, es deber del regulado garantizar la continuidad del servicio, incluso si eso conlleva almacenar los equipos por un periodo prolongado.*

*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 una vez que se comprueba su obsolescencia o daño, este se procesará conforme al procedimiento de la institución y se demostrará su destrucción, a efectos de incorporar el costo en las tarifas eléctricas.*

*Además, es importante que la entidad realice un adecuado manejo de los inventarios, en observancia de la opinión emitida en el informe de auditores, específicamente en su “base para la opinión calificada”, que indica:*

*“(…) las cuentas “material en tránsito para inversión” y “material en tránsito para operación”, que corresponden a partidas de inventarios en tránsito con una antigüedad superior a un año, por un monto de €55 685 millones, sobre los cuales no fue posible obtener la documentación de soporte respectiva, ni aplicar otros procedimientos alternativos de auditoría que nos permitieran concluir sobre la existencia, exactitud y adecuada presentación de esos inventarios en tránsito al 31 de diciembre del 2013”.*

- *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.*

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

- **Ingresos por venta de energía, ventas entre sistemas e ingresos de exportación**

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

- **Gastos de operación y mantenimiento:**

- ✓ *La conciliación de salarios del año 2013 no identificó por separado los salarios de las personas que brindan servicios interinstitucionales o a terceros “cuentas 800”, 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. Las remuneraciones incluidas en las tarifas del año 2015, difieren respecto a las cifras del ICE en €1 049,85 millones.*
- ✓ *La entidad no presentó la documentación de respaldo de las partidas objeto de gasto N° 157 “Materiales y productos eléctricos, telefónicos y de cómputo”, 179 “Productos de papel, cartón e impresos” y 181 “Útiles y materiales de limpieza”. Por esta razón no se proyectó variación de las mismas.*
- ✓ *Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general, los datos del periodo 2015, difieren respecto a las cifras del ICE, principalmente en las partidas objeto de gasto N° 816 “Estimación para valuación existencias en inventarios” y 906 “Utilización C.S. Almacenaje”.*
- ✓ *En el año 2015 se incluyó en las tarifas el monto de €30 030,6 millones por concepto de gastos de operación y mantenimiento.*

- **Gastos comercialización**

- ✓ *Las partidas de remuneraciones se proyectaron conforme lo indicado en los criterios generales.*
- ✓ *La metodología utilizada por el ICE para proyectar las cuentas en el año 2015, representa un incremento mayor a la inflación, por este motivo la estimación de esta Intendencia se fundamenta en lo que indican los criterios generales.*

- ✓ *La entidad no justificó adecuadamente el incremento de las siguientes partidas objeto de gasto:*
  - a. *086 "servicios generales", justificó la variación del periodo 2013, tomando de referencia la contratación de la empresa "Correos de Costa Rica" cuyo objeto es el reparto de los recibos eléctricos (folios 379 y 429); sin embargo, no indicó el periodo de contratación, ni evidenció la continuidad de este servicio para el año 2015. Esta partida se proyectó conforme lo señalado en los criterios generales.*
  - b. *863 "Utilización comunicación y colaboración (d.i.c.)" y 864 "Utilización solución tecnológica al negocio (d.i.c.)", no justificó el incremento del sub periodo enero a mayo 2013 (folio 322). Se aplicó el criterio general para la proyección de estas partidas.*
  - c. *916 "Utilización C.S. gestión alquileres de inmuebles", además de utilizar la metodología que demuestra un incremento mayor a la inflación, el ICE refirió a un ajuste de reclasificación para corregir un registro en el sub periodo de junio a diciembre 2013 (folio 384). Ante la carencia de documentación que demuestre la recurrencia, el efecto de la metodología y el ajuste citados para el periodo 2013, se utilizó como base de proyección las cifras del periodo 2012, conforme lo refieren los criterios generales.*
  - d. *919 "Utilización C.S. limpieza", la entidad justificó la variación implementando un cambio en la metodología para su registro; además alegó un incremento en los precios convenidos con los proveedores del servicio de limpieza, en diferentes regiones del país (folio 331). Al no presentar los contratos, ni un resumen que indique o demuestre el costo convenido y los aumentos pactados, se procedió a aplicar el criterio general.*
  - e. *931 "Utilización de C.S.s DTSI administrar seguridad", el ICE justificó el incremento de esta cuenta, debido a un cambio metodológico de los centros de servicio (folio 434). Esta partida se proyecta conforme a los criterios generales.*
- ✓ *Las partidas de "contables" se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general, los datos del periodo 2015, difieren respecto a las cifras del ICE, principalmente en las partidas objeto de gasto N° 915 "Utilización C.S. Mantenimiento de Edificios" y 931 "Utilización de C.Ss DTSI Administrar Seguridad".*
- ✓ *Los gastos de comercialización incluidos en las tarifas del sistema de distribución corresponden al monto de €25 451,6 millones.*

- **Servicio de regulación**

- ✓ *El canon asignado al sistema de distribución corresponde a la suma de €628,0 millones, estimado al aplicar un 46%, sobre el canon del periodo 2015, publicado en La Gaceta del 20 de octubre del 2014 (Alcance 57). 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**

- ✓ *Se determinó gastos ocasionales o de naturaleza no recurrente en las partidas objeto de gasto N° 509 "Reintegro de subsidios C.C.S.S. enfermedad y maternidad" (folios 492), 073 "Impresión, encuadernación y otros" (folio 514), 116 "Mantenimiento y rep. equipo de cómputo y sist. información" (folio 518), 117 "Mantenimiento y reparación de otros equipos" (folios 518 y 519), 897 "Utilización CST GEDI" (folios 523 a 526), 906 "Utilización C.S. Almacenaje" (folios 506 y 507), 915*

*“Utilización C.S. Mantenimiento de Edificios” (folio 507) y 917 “Utilización C.S. Gestión de Servicios Públicos” (folio 529). Estos costos se excluyeron de la proyección.*

- ✓ *En el año 2015 se incluyó en las tarifas el monto de ¢7 282,1 por concepto de gastos administrativos.*

- **Seguros**

- ✓ *Después de analizar esta partida y asignar los resultados a cada una de las actividades, se determinó que el monto por concepto de “seguros” asignado al sistema de distribución asciende a ¢101,7 millones.*

- **Depreciación activos en operación**

- ✓ *El monto incluido en las tarifas del sistema de distribución por concepto de “depreciación de activos en operación” corresponde a ¢14 471,0 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.*

- **Depreciación otros activos en operación**

- ✓ *En el año 2015, se incluyó en las tarifas del sistema de distribución el monto de ¢6 402,0 millones por concepto de “depreciación de otros activos en operación”, 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 no demostró la existencia de diferencias respecto a los cálculos presentados por el petente. Siendo el monto incluido en el cálculo de ¢174,8 millones.*

- **Gastos por incobrables**

- ✓ *Para la estimación de esta partida se consideró un 0,18% sobre los “ingresos por ventas de energía”. Las tarifas propuestas del sistema de distribución para los años 2015 y 2016 incorporan las sumas de ¢602,2 y ¢591,9 millones respectivamente, por concepto de “gastos por incobrables”.*

- **Gestión Productiva**

- ✓ *Las partidas de “remuneraciones”, “servicios”, “materiales y suministros” y “transferencias” se proyectaron conforme a los criterios.*

- ✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general, los datos del periodo 2015, difieren respecto a las cifras del ICE, principalmente en las partidas objeto de gasto N° 859 “Aplicación de costos Gobierno Digital” y 906 “Utilización C.S. Almacenaje”.
- ✓ La entidad no justificó el incremento de las partidas objeto de gasto N° 863 “Utilización comunicación y colaboración (d.i.c.)” y 864 “Utilización solución tecnológica al negocio (d.i.c.)” en el sub periodo enero a mayo 2013 (folios 342 y 343). Se aplicó el criterio general para la proyección de las mismas.
- ✓ El ICE justificó la variación de la partida objeto de gasto N° 906 “Utilización C.S. Almacenaje”, tomando de referencia el cambio metodológico de los centros de servicio (folio 434). Esta partida se proyectó conforme a los criterios generales.
- ✓ Para el año 2015, se incluyó en las tarifas del sistema de distribución el monto de ¢10 270,3 millones por concepto de “gastos de gestión productiva”.

### iii. Análisis de Resultados

Los siguientes son los resultados obtenidos para el sistema de distribución una vez que se realizaron las modificaciones explicadas en los puntos anteriores; se registra una disminución de un 8% en el total de gastos, respecto a los costos solicitados por el ICE en el periodo 2015, tal como se muestra en el cuadro a continuación:

**Cuadro # 18**  
**ICE –Sistema de Distribución**  
**Resumen de Costos y Gastos de Operación 2015**  
**(en millones de colones)**

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Variación Absoluta	Variación Porcentual
Energía y Potencia distribución	207 675,7	188 896,1	(18 779,6)	-9%
Peaje	43 665,2	41 491,2	(2 174,0)	-5%
Operación, Mantenimiento y Comercialización de Di	30 569,0	30 030,6	(538,3)	-2%
Comercialización de Distribución	27 258,3	25 451,6	(1 806,7)	-7%
Servicios de regulación	669,9	628,0	(41,9)	-6%
Administrativos	7 524,6	7 282,1	(242,5)	-3%
Seguros	106,7	101,7	(5,1)	-5%
Depreciación activos en operación	16 079,0	14 471,0	(1 608,0)	-10%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	174,8	174,8	0,0	0%
Depreciación otros activos en operación	7 302,3	6 402,0	(900,3)	-12%
Gastos por incobrables	797,6	602,2	(195,4)	-24%
Gestión productiva	11 832,7	10 270,3	(1 562,4)	-13%
<b>TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN</b>	<b>353 655,8</b>	<b>325 801,6</b>	<b>(27 854,2)</b>	<b>-8%</b>

#### **iv. 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 un aumento promedio del 11,70% en sus tarifas a partir de su publicación, generando un rédito ajustado por plazo del 5,62% para el año 2015. Asimismo, para el periodo 2016 se requiere una disminución promedio del 1,8% en las tarifas para alcanzar el rédito anual del 5,81%.*

### **3. Estructura tarifaria**

*La estructura de costos sin combustible para el sistema de distribución del ICE, debe aumentar 11,70% del 01 de marzo (fecha estimada en que entraría a regir el ajuste) al 31 de diciembre del 2015, para alcanzar los ingresos necesarios.*

*La estructura de costos definida en la RIE-061-2014 del 19 de setiembre del 2014 (columna 1) se aumenta en dicho porcentaje, permitiendo con ello definir la estructura de costos sin combustible propuesta del 01 de marzo al 31 de diciembre 2015 (columna 2). Dicho aumento en la estructura de costos sin combustible, provoca obtener nuevos ingresos sin combustible del sistema de distribución, que repercuten en el cálculo de los cargos por costo variable de combustible definidos en la RIE-098-2014 del 12 de diciembre de 2014. Es por lo anterior que se hace necesario el recálculo de los cargos por CVC, lo cual se muestra en el siguiente cuadro:*

**Cuadro # 19**  
**Recalculo de los cargos por CVC para el sistema de distribución**  
**01 marzo al 31 de diciembre del 2015**

<b>Trimestre</b>	<b>CD</b>
<i>mar-15</i>	<i>11,67%</i>
<i>II</i>	<i>14,32%</i>
<i>III</i>	<i>6,05%</i>
<i>IV</i>	<i>2,76%</i>

**Fuente:** Intendencia de Energía

*Importante mencionar, que dado que el sistema de distribución va a recibir ingresos sin combustible más altos que los definidos en la RIE-098-2014, manteniendo todas las demás variables constantes, los cargos se reducen. En dicha resolución los cargos para las tarifas del sistema de distribución del ICE fueron: 12,25% para el primer trimestre, 16,13% para el segundo trimestre, de 6,80% para el tercer trimestre y 3,11% para el cuarto trimestre.*

*El recalculo de los cargos provoca el recalculo de las tarifas para cada uno de los trimestres del año 2015, tal y como se muestra a continuación:*

**Cuadro # 20**  
**ICE – Distribución, Estructura Tarifaria**  
**01 marzo al 31 de diciembre del 2015**

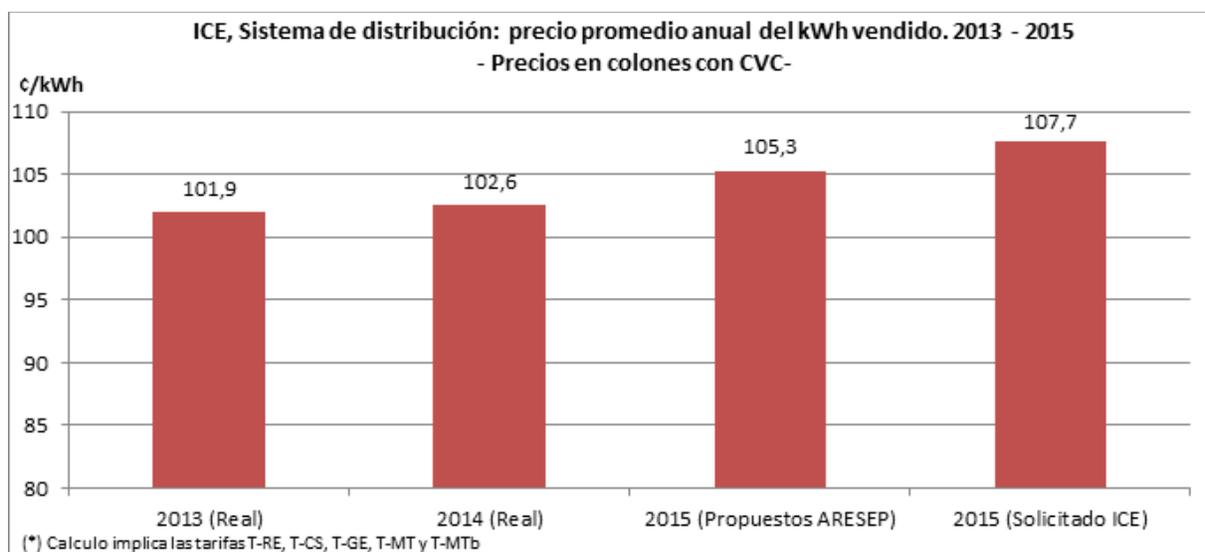
Columna 1		Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6	Columna 7	
I. C. E.	Estructura de Costos sin combustible RIE-061-2014	Estructura de Costos sin combustible 01 marzo al 31 diciembre 2015	Rige del 01 al 31 marzo 2015	Rige del 1 abril 30 junio 2015	Rige del 1 julio 30 setiembre 2015	Rige del 1 octubre al 31 diciembre 2015	Estructura de Costos sin combustible 2016	
Servicio de distribución			Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa		
T-RE Residencial	Primeros 200 kWh	74	83	93	95	88	85	81
	Por cada kWh adicional	133	149	166	170	158	153	146
<b>T-GE General</b>								
Menos de 3 000 KWh	Por cada kWh	111,0	124,0	138	142	132	127	122
Más de 3 000 KWh	Por cada kWh	66	74	83	85	78	76	73
	Por cada kW	10980,0	12265,0	13.697	14.021	13.007	12.603	12.067
<b>T-CS Preferencial</b>								
Menos de 3 000 KWh	Por cada kWh	75,0	84,0	94	96	89	86	82
Más de 3 000 KWh	Por cada kWh	45	50	56	57	53	51	49
	Por cada kW	7191,0	8032,0	8.970	9.182	8.518	8.254	7.903
<b>T-MT Media tensión</b>								
<b>Cargo por Potencia</b>								
Período punta	Por cada kW	10336	11545	12.893	13.198	12.243	11.863	11.359
Período valle	Por cada kW	7217	8061	9.002	9.215	8.549	8.283	7.931
Período nocturno	Por cada kW	4622	5163	5.766	5.902	5.475	5.305	5.080
<b>Cargo por energía</b>								
Período punta	Por cada kWh	64	71	79	81	75	73	70
Período valle	Por cada kWh	24	27	30	31	29	28	26
Período nocturno	Por cada kWh	15	17	19	19	18	17	16
<b>T-MTb Media tensión</b>								
<b>Cargo por Potencia</b>								
Período punta	Por cada kW	17,29	19,31	\$21,56	\$22,07	\$20,48	\$19,84	\$19,00
Período valle	Por cada kW	12,07	13,48	\$15,05	\$15,41	\$14,30	\$13,85	\$13,26
Período nocturno	Por cada kW	7,73	8,63	\$9,64	\$9,87	\$9,15	\$8,87	\$8,50
<b>Cargo por energía</b>								
Período punta	Por cada kWh	0,108	0,121	\$0,135	\$0,138	\$0,128	\$0,124	\$0,119
Período valle	Por cada kWh	0,038	0,042	\$0,047	\$0,048	\$0,045	\$0,043	\$0,042
Período nocturno	Por cada kWh	0,024	0,027	\$0,030	\$0,031	\$0,029	\$0,028	\$0,026

Durante la respectiva audiencia pública el representante del ICE propuso una nueva estructura de la tarifaria sin combustible (la que ahora se tramita), de tal forma que ésta tuviera una diferenciación a lo largo del año, por trimestres; de tal forma que se pudiera contar con una tarifa plana y que fuera inferior a la tarifa promedio que rigió durante el tercer trimestre del 2014.

Debido a que: (1) esta propuesta no fue suficientemente justificada, (2) no consta en el expediente información suficiente para su evaluación, adicional a lo comentado en la citada audiencia, (3) la tarifa promedio que resulta de los cálculos de la IE es inferior a la propuesta por el ICE, (4) para medir el efecto anual se requiere de realizar los ajustes trimestrales que están pendientes de realizar, (5) esos ajuste deben considerar que la generación térmica ha disminuido respecto a lo estimado y que el precio del combustible en diciembre y enero se redujo significativamente; por lo anterior no se considera necesario aceptar la propuesta planteada por el ICE en el sentido de la diferenciación trimestral en la estructura de costos sin combustibles.

Sin embargo, se indica que la tarifa promedio anual que se recomienda aprobar en este estudio (¢105,3/kWh), es similar a la que rigió durante el 2014 (¢102,6/kWh) e inclusive en el 2013 (¢101,9/kWh), y muy inferior a la tarifa promedio anual solicitada por el ICE (¢107,7/kWh), según la información que se presenta en el siguiente gráfico:

**Gráfico # 1**



Estas cifras indican que los precios promedios a nivel de distribución, incluyendo CVC, se han incrementado en 0,69% y 2,63% durante los años 2014 (real) y 2015 (proyectado); mientras que la inflación de estos mismos periodos es de 4,52% y 3,38% respectivamente.

Es importante señalar además, que con respecto a la tarifa residencial, el precio del primer bloque de demanda (menos de 200/kWh por mes), sería de ¢ 93/kWh, similar a la vigente durante el tercer trimestre del 2014. No

*obstante lo anterior, se reitera que este precio está sujeto a posibles cambios o ajustes a lo largo del año, como consecuencia de la aplicación de la metodología de CVC, lo cual deberá considerar las disminuciones en generación térmica, la rebaja en los precios de los combustibles y la entrada en operación de plantas nuevas.*

*Por otra parte, con respecto a la solicitud del ICE para no ajustar la tarifa de media tensión en dólares (T-MTb) se indica que actualmente se están en el proceso de revisión del detalle y el nivel de esta tarifa, para ajustarse a los criterios de competitividad establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo, para lo cual se ha solicitado información de la misma al ICE. Así las cosas, una vez se cuente con los insumos técnicos se procederá a revisar dicha tarifa y si se concluye que es conveniente desde el punto de vista técnico su ajuste, se procederá de conformidad.*

### **III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS**

*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 2015 serían ¢ 27 854 millones menores a los solicitados por el ICE (-7,9%). Algunos de los gastos que más se ha ajustado, según los cálculos de la IE con respecto a los presentados por el ICE son: compras de energía y potencia, peajes, comercialización, depreciación y gestión productiva.*
- 2. En cuanto a las inversiones o adición de activos para el año 2015, la Intendencia estimó ¢ 29 331 millones menos que lo solicitado por el ICE (-85%).*
- 3. La base tarifaria que ha reconocido la IE para el 2015 es inferior en ¢ 58 497 millones a la base calculada por el ICE (- 19%).*
- 4. El ICE supuso en sus cálculos que el ajuste tarifario entraría a regir en enero del 2015, mientras que la IE estima que este entraría a regir en marzo del 2015. Este atraso se debió sobre todo al recurso de amparo interpuesto por AMCHAM que a la postre fue declarado sin lugar, pero que atrasó el proceso de fijación tarifaria en casi 2 meses. Este atraso implica que el ICE debe recuperar en un menor plazo (10 meses en vez de 12 meses) el ajuste que al final se considera como adecuado.*
- 5. Todo lo anterior implica que mientras el ICE solicita unos ingresos adicionales de ¢ 41 398 millones para el 2015, la IE recomienda aprobar ¢ 29 962 millones.*

*[...]*

### **V. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN**

*De acuerdo con el análisis que antecede y las limitaciones de información evidenciadas en el expediente ET-145-2014, se considera necesario que para el siguiente estudio tarifario correspondiente al servicio de generación de energía eléctrica que presta el ICE se cumplan con los siguientes requerimientos, en el caso de los cuadros solicitados (impresos y electrónicos) deben contener los totales para filas y columnas y estar debidamente vinculados y formulados entre ellos si así se amerita:*

1. *Un informe que justifique los recursos financieros ejecutados y que fueron asignados en la última fijación tarifaria del último año calendario y del año en ejercicio con corte al mes inmediato anterior a la presentación de la petición tarifaria.*
2. *Indicar, en lo que resulte pertinente, la relación del retiro de activos, con la adición de los mismos y para el próximo estudio tarifario el ICE debe presentar por cada proyecto el monto total de la inversión presupuestada y el cronograma de construcción o ejecución de la obra, así como la fecha de puesta en servicio de la obra total o puesta en servicio parcial cuando corresponda. En ese sentido debe adjuntar en una hoja electrónica la estructura funcional del proyecto, con el fin de dar seguimiento a las inversiones y adiciones. Así mismo, indicar la razón por la cual no se registran retiros en la cuenta Otros Activos para Construcción, adjuntar los datos y registrar adecuadamente los vínculos de las hojas electrónicas para su análisis.*
3. *Al presentar los informes de avance de inversiones, deberá indicar las unidades físicas y los montos de las inversiones ejecutadas para cada uno de los proyectos; además, debe referir a los folios donde se localizan los cuadros y tablas consignados en el expediente, de forma que permita la trazabilidad o vinculación del plan de inversiones.*
4. *En el caso que la entidad decida postergar una de las obras incluidas en el plan de inversiones previamente incluido en solicitudes tarifarias, deberá indicar el periodo para el cual se prevé su ejecución.*
5. *Al justificar los niveles de calidad existentes y esperados en los proyectos de “macro inversiones”, deberá presentar los estudios de calidad, conforme a lo dispuesto en el Por tanto XLII de la resolución RRG-1310-2000.*
6. *Presentar las justificaciones técnicas para cada una de las inversiones (ejecutadas y proyectadas), que permita establecer la relación costo – beneficio y el efecto en la prestación del servicio eléctrico.*
7. *Presentar un desglose de las inversiones que permita identificar con claridad los montos incluidos en cada uno de los rubros (“micro inversiones”, “macro inversiones” y “otros activos en operación”) y la región que corresponde, tal y como se muestra en el esquema de la entidad.*
8. *Aportar la justificación técnica y los antecedentes históricos (al menos cinco años), de los costos indirectos incluidos en el plan de inversiones, de forma que permita determinar la razonabilidad de los montos y porcentajes incluidos por ese concepto.*
9. *Presentar de forma electrónica el plan sexenal y el plan anual de inversiones debidamente vinculados entre sí.*
10. *Vincular los montos por concepto de “materiales” con la tabla de precios unitarios incluida en el plan sexenal.*
11. *Explicar toda cifra negativa en las cuentas de inversiones, adiciones o similares, en forma particular y detallando su método de cálculo o estimación.*
12. *Incluir en el cálculo de la base tarifaria y la revaluación de activos, todas las partidas de retiros y adiciones de activos reales y estimados deben venir con el mismo detalle que las cuentas de activo registradas en el balance general. El detalle debe incluir la separación de aquellos activos no sujetos a*

revaluación y depreciación; y aquellos utilizados en la operación y los utilizados en el proceso de inversión (construcción).

13. *Presentar el estudio de activos, de manera que las sumas se reflejen en los estados financieros, además; que contengan la información de los activos conciliados en sus respectivos auxiliares, de tal forma que estos sean los datos reales y que no sobrevalúe la base tarifaria.*
14. *Implementar la metodología de retiros de activos ligado a las inversiones (reemplazo y mantenimiento) según el instructivo de retiros de activos, indicado en el folio 3590 del ET-173-2010, y por consiguiente, se requiere que los retiros que se proyecten estén identificados y asociados a las inversiones y adiciones respectivas, de manera que estos activos se incluyan en la revaluación (restando en los cálculos según la metodología vigente). Los retiros deben estar identificados y desglosados por partida contable del activo fijo existente, así como debe desglosarse por separado las cifras monetarias para activo al costo, activo revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluada. El detalle aplica tanto para los activos en operación, como para los otros activos en operación (generales corporativos).*
15. *Presentar una explicación detallada y demostración clara de los criterios aplicados para la obtención de la base tarifaria, que permitan la validación y análisis de cada uno de los elementos involucrados, tales como, el cálculo de la revaluación con la demostración de la obtención del índice y de los componentes a los activos (local y externo), el cálculo de la depreciación con el desglose de las tasas de depreciación reales aplicadas. En el mismo se debe indicar las fuentes de información utilizadas para validar los cálculos, detallando las partidas iniciales y los resultados obtenidos.*
16. *Presentar para cada sistema el levantamiento de activos, que reflejen el saldo ajustado deduciendo el retiro de activos. Al respecto, debe remitir un informe de auditoría, cuyo alcance refleje la verificación de los ajustes y saldos de los activos incluidos en los estados financieros, de forma que estos muestren el valor razonable de los mismos conforme las NIFF's. Los montos depurados y ajustados que resulten de esa revisión deben constituir las cifras expuestas en los auxiliares de la institución, en sus valores tanto al costo como revaluado, para los activos en operación, otros activos en operación y sus respectivas depreciaciones.*
17. *Presentar de forma separada aquellos activos que están en uso y que su vida útil es cero, de manera que sean fácilmente identificables para su exclusión en el cálculo de la revaluación de activos. Este detalle debe incorporarse en los cálculos de la revaluación de activos, depreciación y base tarifaria.*
18. *Remitir la actualización del informe: "Tasa de rédito para el desarrollo ICE-Sector Electricidad y los Sistemas de Generación, Transmisión, Distribución y Alumbrado Público", a la fecha lo más cercana posible con respecto al próximo estudio tarifario, de modo que se cuente con los datos actualizados del costo de la deuda para que estos reflejen del mejor modo posible la realidad de la empresa en los periodos cercanos al próximo estudio tarifario. Las fechas de corte de las variables a considerar en este estudio deben ser homogéneas.*
19. *Presentar los costos de la empresa y las justificaciones de los montos anuales, de forma que sean comparables con las erogaciones incurridas en periodos anteriores. Al momento de presentar la solicitud de ajuste tarifario, deberá realizar un corte de la información al último mes disponible y proyectar los meses restantes, para completar el dato anual (ejemplo, datos reales a mayo y datos proyectados de junio a diciembre).*
20. *Demostrar y justificar cualquier partida que presente un saldo negativo.*
21. *Presentar un análisis vertical y horizontal de todos los gastos y para los gastos (relevantes) cuyo peso representa más del 5% del grupo de cuentas al que pertenece o su variación año con año sea superior*

*a la inflación u otro indicador económico que aplique para el tipo de gasto (ejemplo: decretos de salarios mínimos, etc.), deberá remitir los comprobantes o documentos de respaldo que justifican las erogaciones incurridas para brindar el servicio eléctrico y los gastos que se prevé a futuro (ejemplo: facturas, contratos, proformas, estadísticas, planes de mantenimiento correctivos o preventivos, intención escrita para renovar contratos, entre otros). En el caso que un comprobante justifique dos o más partidas y/o grupos, éste debe referir a la matriz donde se evidencia la distribución y asignación de este costo entre las diferentes partidas.*

- 22.** *Incluir en una matriz de referencia (Anexos N° 6 y 7) las erogaciones (relevantes) incurridas o previstas para los años de estudio, indicando el grupo de cuenta al que pertenece y partida objeto de gasto que justifica, referir al documento de respaldo con el número de folio de la petición donde se incluye.*
- 23.** *Incluir información sobre la forma en que se subsanan las limitaciones existentes en cuanto a la identificación y trazabilidad de los servicios que se registran en las partidas del grupo de cuentas denominado “contables”.*
- 24.** *Incluir en la conciliación de salarios, las remuneraciones que se originan por la prestación de servicios, a proyectos que posean condiciones contractuales que involucren la operación y mantenimiento dentro de la cuota del fideicomiso o arrendamiento; así como la prestación de servicios para participar en la construcción o desarrollo de proyectos para terceros.*
- 25.** *La conciliación de salarios debe identificar las erogaciones que resultan de la prestación de servicios interinstitucionales o a terceros, y/o los registros de remuneraciones que se cargan a las “cuentas 800”.*
- 26.** *Revelar la información que indica la NIC 38 para justificar el gasto “absorción de partidas amortizables e intangibles”, así como un detalle que muestre la fecha de adquisición del activo intangible, vida útil, descripción u objeto de éste, proyección de su amortización (que incluya las fechas de corte, visualizado de dos formas: a. detalle general consolidado y b. separado para cada uno de los sistemas) y la documentación necesaria para demostrar el gasto incurrido y la justificación técnica de las proyecciones (ejemplo, facturas, cotizaciones, contratos, etc.).*
- 27.** *Los intangibles propios de los segmentos “Gerencia” o “Corporación”, deben evidenciar la asignación a todas las actividades de la empresa (incluidos el sector de Telecomunicaciones y los servicios no regulados), para ello debe aportar los criterios y metodología de distribución.*
- 28.** *En el caso que la justificación de una partida refiera a órdenes de servicio, deberá indicar la fecha de inicio y cierre de éstas, el proyecto que origina el costo, así como cuantificar y demostrar el monto incluido en el documento.*
- 29.** *Un detalle de los gastos no recurrentes u ocasionales, separado por cuentas y partidas contables y e indicar aquellos gastos que por su naturaleza son de un periodo específico y no se van a dar en el próximo, en caso de excepciones si el gasto se contempla en varios periodos, indicar su justificación y el monto que corresponde a cada ejercicio.*
- 30.** *Vincular las adiciones (para un periodo específico), con el aumento en el valor asegurable incluido en los seguros de la empresa e indicar los tipos de cambio utilizados para su inclusión en moneda local.*
- 31.** *Evaluar la metodología existente para proyectar los gastos de comercialización, sus variables y el efecto en los costos, en el sentido que éstos superan el indicador económico utilizado por esta Intendencia (la inflación, decreto de salarios del sector público, etc.).*
- 32.** *Todos los cuadros incluidos en los informes remitidos a esta Intendencia (impresos y electrónicos) deben contener los totales para filas y columnas y debidamente vinculados.*

33. Recordar al ICE que en los próximos estados financiero a presentar a esta Autoridad Reguladora debe considerar la separación de actividades de conformidad con lo establecido en la resolución RIE-013-2014.
34. Identificar de forma separa los ingresos de la cuenta 810 y 820 el cargo por concepto de CVC.
35. Incluir dos subpartidas en la reserva de desarrollo para identificar el excedente de tal forma que agrupen los saldos positivos y negativos de forma separada.

## VI. CONCLUSIONES

1. El ICE solicitó fijar un incremento promedio en las tarifas del sistema de transmisión del 13,20%, a partir del 1 de enero del 2015.
2. Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se propone un aumento en las tarifas de distribución del ICE, sobre la base sin combustibles, de un 11,70% y que en el 2016 significaría una disminución del 1,8% para el año 2016 respecto al 2015. Con lo cual el ICE obtendrá ingresos adicionales de ¢29 962 millones durante el año 2015.
3. Las tarifas propuestas para el año 2015 (¢105,3/kWh), incluyendo el CVC, en promedio varían con respecto a las tarifas promedio del 2014 (¢102,6/kWh) en un 2,63%; porcentaje que es inferior a la inflación promedio proyectada ente estos años (3,38%). Sin embargo, se debe de tomar en cuenta que este precio está sujeto a posibles cambios o ajustes a lo largo del año, como consecuencia de la aplicación de la metodología de CVC, los cuales deberán considerar las disminuciones en generación térmica, la rebaja en los precios de los combustibles y la entrada en operación de plantas nuevas.

[...]

- II. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la audiencia pública, del oficio 305-IE-2015, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

## IV. AUDIENCIA PÚBLICA

La Audiencia Pública se realizó, de conformidad con el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley N° 7593) y los artículos 45 y 49 del Reglamento de la cita Ley (Decreto N° 29732-MP).

De acuerdo con el oficio 0323-DGAU-2015/02420 correspondiente al informe de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, se recibieron las siguientes oposiciones al estudio tarifario propuesto por el ICE para el sistema de generación, las cuales se analizan de seguido.

1. **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.

Observaciones: Presenta escrito según oficio DAEC-007-2015 (visible a folios 3157 al 3172).

Notificaciones: Al fax número 4000-8703

*i. Que el estudio, análisis y fijación tarifaria para el ICE se realice acorde con la coyuntura y circunstancias sociales y económicas, los indicadores económicos no corresponden con la situación económica interna y externa para el año 2015 según las más recientes pronósticos económicos. Agrega además que utilizar el valor de las variables de costos operativos tal y como están valoradas en las solicitudes en este momento tiende a inflar los costos y gastos proyectados.*

*Al respecto, se le señala a la Defensoría que así se ha hecho en este caso, pues la solicitud tarifaria planteada por el ICE fue analizada con mucho detalle, ajustando todas las premisas económicas (especialmente inflación y tipo de cambio) de acuerdo con la información más reciente disponible a la fecha de la correspondiente audiencia pública, siendo el tipo de cambio un factor importante en algunas de las diferencias de los costos estimados. Se revisaron las cuentas y montos de los costos operativos y se estimaron de acuerdo con los criterios técnicos y económicos que se han indicado en cada caso, en procura de que estos reflejen de la mejor forma posible las circunstancias reales de cada tipo de gasto y en resguardo de los intereses de las partes (prestadores y usuarios del servicio público). Para ello se analizaron los gastos reales durante los periodos 2013 y 2014 (parcial), depurándolos para garantizar que no incluyen costos excesivos, no justificados o no recurrentes; luego se han estimado para los periodos de análisis.*

*ii. Plantea el desacuerdo que han manifestado algunos habitantes por el escaso tiempo otorgado para prepararse y presentarse a la audiencia pública, luego de que la Sala Constitucional suspendió el proceso original. La Defensoría considera que la ARESEP debió publicitar por los medios adecuados el lugar, la fecha y la hora de la nueva convocatoria a audiencia.*

*Tal y como se ha señalado en los antecedentes, fue la misma Sala Constitucional, mediante la resolución # 2014020769, la que ordenó a la Autoridad Reguladora que se reprogramara la audiencia pública en el menor plazo posible. En acatamiento de esta orden, la Dirección General de Atención al Usuario programó la correspondiente audiencia pública en el menor plazo posible, especialmente dada las implicaciones logísticas que tal acción requiere. Al respecto se debe tomar en cuenta que, en principio, para esta audiencia pública los interesados han tenido más tiempo para presentar sus posiciones (no menos como argumenta la Defensoría), pues el plazo efectivo se extendió dada la suspensión que inicialmente ordenó la Sala IV.*

*iii. Pide solicitar al ICE la presentación de nuevas solicitudes que consideren la situación económica total del año 2014 y las nuevas proyecciones de indicadores.*

*Tal y como se indicó en la respuesta al argumento i. las variables macroeconómicas fueran actualizadas por esta Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus funciones, y lo que resulta en diferencias significativas en algunos de los gastos tal y como se detalla en apartados anteriores.*

*iv. Con respecto al rédito para el desarrollo solicitado por el ICE la Defensoría solicita a la Autoridad Reguladora “definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor del rédito para el desarrollo para este servicio” (sobre todo si es menor al solicitado) y se ajuste el incremento tarifario solicitado acorde con esta circunstancia.*

*Así se ha hecho en esta propuesta tarifaria. Como parte del análisis tarifario que se efectúa en este caso, la Intendencia de Energía ajustó el rédito de desarrollo de acuerdo con la metodología usual en estos casos, la última información disponible para el sector eléctrico y los plazos en que entra a regir cada ajuste tarifario. Adicionalmente en el caso del Sistema de Transmisión se ajustó el rédito para el desarrollo para tomar en cuenta los requerimientos señalados por el mismo ICE que en este caso particular resultaban menores al rédito calculado.*

v. Sobre el plan de inversiones se indica que el ICE ha subejecutado un alto porcentaje de las inversiones autorizadas por la Autoridad Reguladora.

Lleva razón la Defensoría en cuanto a este aspecto. La metodología seguida por la Autoridad Reguladora considera este aspecto, de tal forma se ajustan las cifras de inversión para tomar en cuenta la ejecución real mostrada por el ICE en los últimos años.

vi. Se solicita “revisar la metodología utilizada para completar la estructura de costos del año 2014”. Igualmente manifiesta su oposición a la metodología empleada por el ICE para estimar el año base y las siguientes variaciones anuales en los costos, porque el año base no corresponde a cifras reales, sino que la mayor parte es estimada.

Lo indicado por la Defensoría también es de aplicación por parte de esta Autoridad Reguladora. Particularmente para realizar la proyección de gastos, se toma en cuenta la última información disponible en esta Autoridad, siendo más reciente que con la que el ICE plantea su solicitud.

vii. Indica que se considera que utilizar el Índice de Precios al Consumidor (IPC) para estimar los gastos y costos y hacer las proyecciones no es lo más indicado y recomienda utilizar el Índice de Precios al Productor Industrial (IPPI).

En principio, cada tipo de gasto debiera ajustarse en función de un índice específico o lo más cercano a la naturaleza de la cuenta; sin embargo, no existen índices de precios específicos que midan la evolución de ciertos tipos de costos. Ante esto, se debe recurrir a índices generales, como es el caso del Índice de Precios al Consumidor.

**2. Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica**, representada por el señor **Erick Rojas Salazar**, cédula número 107760168, en su condición de Gerente General; **Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruíz R.L. (Coopealfaro Ruíz R.L.)**, representada por el señor **Helbert Chaves Villalobos**, portador de la cédula de identidad número 204780236, en su condición de Gerente General, **Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (COOPELESCA R.L.)**, representada por **Omar Miranda Murillo**, gerente general, cédula número 501650019; **Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.**, cédula de persona jurídica número 3-101-042028, representada por el señor **Allan Benavides Vilchez**, cédula de identidad 401021032, en su condición de gerente con facultades de apoderado general sin límite de suma (visible a folios 2993 al 3003).

Observaciones: Presentan un escrito a nombre de todas las empresas indicadas, pero se rechazó a nombre de **Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L.**, y **Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (Coopesantos R.L.)**, debido a que el escrito no traía las firmas de los representantes de dichas empresas.

**Notificaciones:** Al correo electrónico: [ruben@zamoracr.com](mailto:ruben@zamoracr.com)

i. Consideran que “no parece razonable que teniendo proyecciones que muestran un crecimiento de la demanda del 2,56%, un tipo de cambio del colón respecto al US dólar muy estable y una inflación estimada en el programa monetario del Banco Central del 4%, se requiera aumentar las tarifas del sistema de generación un 19,24%.”

*La solicitud presentada por el ICE ha sido analizada con mucho detalle en cada uno de sus aspectos: ingresos, gastos, inversiones, base tarifaria, tasa de rentabilidad, etc. En cada uno de estos aspectos se han hecho ajustes a los datos aportados inicialmente por el ICE, de acuerdo con los criterios técnicos que se han comentado en cada caso, de tal forma que los ajustes tarifarios que se recomiendan aprobar son menores que los solicitados por el ICE. Los ajustes a varios ítems de costo son resultado de la utilización de variables macroeconómicas diferentes a las utilizadas por el ICE en su petición, lo cual se detalla en secciones anteriores.*

*ii. Indican que las cifras mostradas son cuestionables y que le corresponde a la ARESEP una revisión cuidadosa, de además de lo indicado en el punto anterior, de la cantidad de generación por debajo de la capacidad real de las plantas.*

*Con respecto a las variables relacionadas con el balance de generación por fuente, es necesario aclarar que éstas afectan el monto del CVC, pero no directamente la petición que ahora se tramita. La Autoridad Reguladora tomará en cuenta estas variables en la oportunidad en que se ajuste el CVC.*

*iii. Indican que el ICE incumple con disposiciones que la ARESEP, tales como la separación contable y financiera del Centro de Control de Energía (CENCE) y la prevención hecha en el ET-145-2014 sobre la presentación de los costos e ingresos de la UEN PYSA de forma separada.*

*Cómo parte del proceso de admisibilidad se ha analizado el cumplimiento de los requerimientos pendientes. La separación de costos del CENCE y costos e los ingresos de la UEN PYSA se ha hecho con un nivel de detalle que permite la fijación que ahora se tramita, sin demerito de que en el futuro se establezcan nuevos criterios técnicos para su uso para fines tarifarios.*

*iv. También indican que las empresas tienen excedentes de energía en algunos momentos del año, que pueden ser aprovechados por el ICE, dando la posibilidad de tener acceso a energía a precios inferiores al costo de la energía térmica e incluso al de las importaciones que realiza el ICE.*

*Si las empresas distribuidoras tienen excedentes de energía en algunos momentos del año que pueden ser utilizados por el ICE u otra empresa, estos podrían ser comprados siempre que se cumplan con los aspectos legales que estas transacciones ameriten.*

*v. Solicitan revisar los aspectos por los cuales la ARESEP rechazó la solicitud tarifaria del ICE en el año 2013, que la ARESEP garantice que las ventajas tarifarias otorgadas por el ICE a sus usuarios directos, puedan ser aprovechadas por industrias ubicadas en todo el territorio nacional.*

*Adicional a lo comentado anteriormente, se indica que durante el proceso de admisibilidad formal de la solicitud tarifaria del ICE se ha analizado el cumplimiento de los requisitos exigidos en este caso, en cuenta la presentación de información suficiente para poder realizar los cálculos que se explican en el informe.*

**3. 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, según oficio DE-0142-2014 del 11 de diciembre de 2014 (visible a folios 3013 al 3059).

*Observaciones: Presenta escrito según oficio DE-0142-2014, hace uso de la palabra en la audiencia pública.*

*Notificaciones: A los correos electrónicos: [cmontenegro@cicr.com](mailto:cmontenegro@cicr.com), [lporras@cicr.com](mailto:lporras@cicr.com)*

*i. Consideran que por la subestimación de ingresos del 2014 debería rebajarse de las tarifas del 2015.*

*En la sección de proyección de la demanda e ingresos se detalla el procedimiento de cálculo de estas variables, incluyendo la demanda y los ingresos de operación. En el análisis efectuado, no se ha detectado que haya una utilidad extraordinaria o por encima de las estimaciones previas.*

*ii. Con relación al aumento en los ingresos y gasto indican que estos son desproporcionados y que corresponde a la ARESEP discriminar entre los gastos requeridos y los no requeridos.*

*La magnitud de las diferentes partidas de ingresos y gastos y sus ajustes en el tiempo, son explicadas en detalle en este informe. Cuando el ICE no justifica algún incremento o la justificación aportada no se considera razonable, la Intendencia de Energía ajusta los montos de acuerdo con los criterios técnicos que se detallan; pues es una preocupación constante de la Autoridad Reguladora velar porque los gastos incluidos en cada petición tarifaria se ajuste al principio de servicio al costo principio de servicio y los demás criterios y principios establecidos en la Ley 7593. Los gastos desproporcionados son ajustados con criterios técnicos de conformidad con el artículo 32 de la citada Ley.*

*iii. Señalan que si se está apostando a una mayor compra a los generadores privados e importaciones adicionales, esto "(...) tendrá que reflejarse en reducción en el consumo de combustibles, asunto no analizado en este expediente (...)".*

*Lleva razón la Cámara, mayores importaciones o compras a generadores privados deben reflejarse en menores gastos en combustibles, lo que afecta el cálculo del CVC y de importaciones aquí analizadas.*

*iv. En la parte de inversiones manifiestan su preocupación por los porcentajes tan bajos en la ejecución de las obras de inversión estimada.*

*Se comparte ampliamente la preocupación de la Cámara con respecto al porcentaje de ejecución de inversiones que reflejan las cifras de inversión. Es por esto que la metodología prevé un mecanismo para considerar esta subejecución en el cálculo tarifario. Así se ha hecho en este caso.*

*v. Solicita, con relación a los ingresos moderar el aumento solicitado ya que "este aumento pretendido en los ingresos nos parece desproporcionado, no guarda relación con el crecimiento de la demanda, con la situación del país, (...)".*

*El incremento recomendado en este informe es menor que el solicitado por el ICE, precisamente porque se han ajustado los datos sobre ingresos, gastos e inversiones que el ICE ha presentado, según lo indicado en las secciones anteriores.*

*vi. En la parte de alquileres operativos, solicitan "la emisión de una resolución especial de ARESEP para prorratear según la vida útil del activo la forma de incluir los alquileres operativos en la tarifa, en vista de que injustamente están afectando negativamente las tarifas de hoy y favoreciendo las del futuro. (...)". También agregan que a los alquileres operativos hay que darles respuesta por el peso que tienen en los costos de generación.*

*Con respecto a los alquileres operativos, su naturaleza, magnitud y evolución son analizados en detalle en cada estudio tarifario, dada lo significativo de este tipo de gasto. Compite esta Intendencia la preocupación de la Cámara de Industrias respecto al efecto que tiene este tipo de financiamientos a la equidad tarifaria generacional.*

*Como es de conocimiento de esa Cámara esta Intendencia hizo evidente el crecimiento e impacto en las tarifas que han tenido este tipo de alquileres operativos, mediante el informe 190-IE-2013, el cual dio origen a que se emitiera la Directriz Presidencial No. 48 del año 2013, que entre otras cosas incluye instrucciones a los jefes de instituciones públicas para reestructurar sus deudas y procurar mecanismos de financiamiento más acordes a los activos. A la fecha el ICE no ha realizado ningún cambio en las condiciones de esos financiamientos.*

*Se le hace saber a esa Cámara que el gasto de este tipo de financiamientos por disposición de la Ley 7593 (artículo 31) debe ser trasladado a las tarifas, sin que pueda esta Autoridad Reguladora vía una “resolución especial” disponer algo en contrario a la Ley.*

*Se le informa que con el fin de solventar esa situación, existe una iniciativa legislativa tramitada dentro del expediente 18898, para permitirle a la Aresep trasladar a la tarifa únicamente aquellos costos razonables de esos financiamientos e incluir en esos análisis los principios de equidad generacional.*

*vii. Con respecto a la ejecución de inversiones solicitan que la ARESEP establezca controles cruzados para evitar que lo otorgado en el crédito para el desarrollo no sea desviado para otros gastos no relacionados con inversiones.*

*Comparte esta Intendencia lo indicado por la Cámara, en ese sentido se le informa que actualmente se implementan diferentes mecanismos para el seguimiento adecuado del plan de inversiones que cada empresa regulada plantea en las solicitudes tarifarias, para prever duplicidades, sobredimensionamientos, incorporación de montos excesivos, etc, mediante la fiscalización a las mismas.*

*viii. En el sistema de transmisión solicitan moderar el aumento ya que lo consideran desproporcionado. También indican “agregar los ingresos por exportación o uso de la línea SEPAC, y exigir al ICE la presentación de un plan de exportación, pues SIEPAC ha subido los costos de la transmisión (...)”.*

*Se comparten los criterios señalados. Se han reducido los gastos con respecto a lo solicitado y tomado en cuenta los ingresos señalados, en lo que corresponde, según se ha explicado en la sección de análisis. Sobre la Línea SIEPAC es necesario indicar que esta no es propiedad del ICE, aunque el ICE es accionista de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), por lo que los ingresos por uso de la Línea no pueden considerarse como ingresos del ICE; aunque sí las eventuales utilidades distribuidas de la EPR.*

*ix. También indican que se deben incorporar parámetros de eficiencia y comparación con empresas similares con relación a los gastos.*

*La Intendencia de Energía (IE) está evaluando diferentes alternativas para poder realizar este tipo de comparaciones entre empresas. Proyectos como el de contabilidad regulatoria, unidades constructivas y el sistema de información regulatoria, los cuales están en ejecución, facilitará realizar este tipo de análisis en el mediano plazo. Igualmente se están analizando diferentes fuentes de información que permitan realizar comparaciones internacionales con respecto a ciertos parámetros de operación, costos y tarifas.*

*Con la información disponible sobre este tema es difícil hacer comparaciones válidas y útiles desde el punto de vista tarifario y regulatorio. Actualmente se puede acceder información de fuentes internacionales, tales como la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), la Agencia Internacional de Energía (AIE), etc. Sin embargo, existen serios problemas de comparabilidad en la información brindada por estas fuentes con respecto a costos y tarifas, debido a factores tales como: (a) las diferencias sustanciales en las matrices energéticas de cada país o región; (b) que a su vez puede estar influenciada por la dotación de recursos energéticos en cada país o región; (c) los precios relativos de los*

*insumos y el poder de paridad de compra de cada país o región; (d) los subsidios que tienen diferentes tipos de usuarios en cada país o región, (e) los impuestos y sobrecostos que tiene la generación eléctrica por medio de las diferentes fuentes; (f) posibles economías de alcance o de escala en la generación por diferentes fuentes, y (g) posibilidad de interconexión o integración eléctrica regional.*

*Aunque desde el punto de vista de competitividad puede ser relativamente fácil determinar que un país o región es más competitivo de otro, con solo comparar los precios finales disponibles al usuario; desde el punto de vista tarifario y regulatorio la comparación no es tan sencilla, debido a que las tarifas están determinados por factores como los señalados anteriormente.*

**4. Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía**, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg, cédula 800310074, en condición de Presidente de la Junta Directa, y el señor Carlos Roldán Villalobos cédula 401380436, autorizado para presentar posición en la audiencia pública (visible a folios 3173 al 3197).

*Observaciones: Presenta escrito suscrito por el señor Carlos Roldán Villalobos según oficio DE-001-2015.*

*Notificaciones: Al fax: 2592-5151, correo electrónico: [dejecutiva@acoqrace.com](mailto:dejecutiva@acoqrace.com)*

*i. Considera que el tipo de cambio que debería utilizar el ICE, en la estimación de los gastos, es "(...) el valor final del mes anterior a la audiencia el cual corresponde a un valor de 545,53 col/US\$ (...)" y no el de 577,07 col/US\$ y esto reduciría los rubros de importaciones de energía, compra de generadores privados, alquileres operativos, costos de la línea del SIEPAC y seguros.*

*Lleva razón el opositor, de tal manera que la Intendencia de Energía (IE) ha ajustado el tipo de cambio y los demás parámetros económicos a cifras más realistas y actualizadas, de tal forma que esto ha contribuido a recomendar que el ajuste tarifario sea menor que el solicitado.*

*ii. Indica que de acuerdo con el balance energético las pretensiones del ICE de exportar en el año 2015 tan solo 31,9 GWh son extraordinariamente conservadoras considerando que ya para el pasado 13 de enero había logrado exportar el 44% de esta meta (13,96 GWh).*

*Lleva razón el opositor al considerar como conservadoras las proyecciones realizadas por el ICE en cuanto a las exportaciones de energía, por lo que las proyecciones de importaciones y exportaciones de energía han sido ajustadas de acuerdo con los criterios técnicos que se han comentado en la correspondiente sección de este informe, de tal forma que se ajusten a la realidad de ese mercado. Durante el resto del año se le debe dar un seguimiento detallado a estas cuentas (exportaciones e importaciones de energía), dado la volatilidad de las mismas y la imposibilidad de hacer proyecciones certeras sobre su evolución, al depender de muchas otras variables explicativas. En los últimos meses, el área de mercados de la Intendencia de Energía (IE) ha implementado una serie de controles sobre la evolución del mercado regional y las transacciones que realiza el ICE en ese mercado.*

*iii. Se refiere que al comparar la generación mensual que estima el ICE con los promedios reales históricos del periodo enero 2000 a agosto 2014 existe una subestimación de 1 091,9 GWh que equivale a un 11,2% de la capacidad de generación de estas plantas.*

*Las estimaciones de generación por fuente que realiza esta Intendencia se explican en la correspondiente sección de este informe y son independientes de las proyecciones que realiza el ICE en su solicitud tarifaria. Sin embargo, es necesario tomar en cuenta que, por su misma naturaleza, se trata de variables de difícil estimación. Justamente por estas razones, se creó la metodología de CVC que ajusta las tarifas*

trimestralmente en función de la evolución de los costos de la generación térmica (costo variable), pues el resto de generación tiene costos mayormente fijos. Por otra parte, se debe indicar que las posibles subestimaciones en las variables relacionadas con generación, no afectarían directamente la fijación tarifaria que ahora se tramita, sino el componente de CVC, por lo cual se revisarán en fijaciones bajo el marco de esa metodología.

iv. Al corregir los balances mensuales utilizando la generación promedio real del periodo 2000-2013, se demuestra que las importaciones de energía serán de apenas 7,9 GWh, lo que equivale a apenas un 5,98% de lo estimado por el ICE originalmente. También se observa que las exportaciones de electricidad podrían alcanzar los 762,7 GWh que a precio de 0,14 US\$/kWh, representan 58 249,5 millones de colones; casi 24 veces lo proyectado por el ICE para el 2015 (...).

Lleva razón el opositor, al externar dudas sobre las cifras presentadas por el ICE con respecto a las importaciones y exportaciones de energía, y el efecto que estas pueden tener sobre las tarifas. Es por esto que la Intendencia, después del respectivo análisis técnico, considera en sus estimaciones montos mayores en las exportaciones y menores en las importaciones. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que estas dos variables, por su naturaleza técnica y comercial, son difíciles de prever, tanto en lo que respecta a las unidades físicas, como a los precios del mercado. Lo primero por depender de variables tan complejas como las ambientales, las restricciones técnicas, etc. y las segundas por depender de variables comerciales de un mercado regional competitivo de difícil estimación.

v. Según la estimación de la ACOGRACE de la generación térmica, las importaciones y exportaciones de electricidad para el año 2015, la generación térmica sería apenas de 427,9 GWh, que de acuerdo con el consumo específico de la Planta Garabito y los precios proyectados del fuel oil a partir de febrero de 2015, lo que equivale apenas a un 41% de los 58 281 millones de colones que aprobó la ARESEP en la resolución RIE-098-2014 (...).

Este tema se analizará detalladamente a la hora de estimar el CVC y la verificación del mismo se incluirá en futuras aplicaciones de esa metodología, pero no en el trámite de la actual petición tarifaria.

vi. Se refieren a que ajustando el Estado de Ingresos y Gastos del ICE con el tipo de cambio actual y el rubro de importaciones y exportaciones se tiene que con las tarifas actuales el ICE (consolidado) estaría recibiendo un excedente de operación de 126 822,4 millones de colones.

El resultado final del ajuste tarifario depende de muchas variables, tales como las ventas esperadas, el comportamiento de los ingresos esperados, la evolución de cada tipo de gasto, las adiciones de nuevos activos en cada sector, la tasa de rentabilidad que se llegue a determinar cómo razonable, etc. La combinación de todos estos factores son los que determinan las tarifas que se aprobarían en este caso, y que se explican en detalle en este informe.

vii. ACOGRACE concluye lo siguiente: "1. El balance energético debe ser recalculado, 2. Se deben ajustar los costos con tipos de cambio vigentes, 3. Se deberían establecer metas de exportación, 4. Evaluar si el excedente de operación es razonable"

Lleva razón el opositor en cuanto a estos temas. Cada uno de ellos ha sido evaluado detalladamente, pues aunque no se ha fijado una meta en materia de exportaciones de energía, estas han sido estimadas de acuerdo con criterios más realistas que los indicados por el ICE y se le da un seguimiento mensual detallado.

5. **Vidriera Centroamericana S.A.**, cédula jurídica número 3-101-021291, representada por el Sr. José Luis Barrios Escobar, en su condición de Gerente General con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma.

Notificaciones: al correo electrónico [jbarrios@grupovical.com](mailto:jbarrios@grupovical.com).

i. Manifiestan que presentan oposición a que la tarifa en la franja de la media tensión B (T-MTb) se mantenga en las condiciones establecidas inicialmente de 0,10 dólares por kilowatt, incluyendo el costo variable de combustible, ya que según la propuesta pasaría a 0,11 dólares por kilowatt, además solicitan que para el manejo del costo variable de combustible se les de las mismas condiciones que la tarifa TUD, alta tensión.

La solicitud presentada por el ICE ha sido analizada con mucho detalle en cada uno de sus aspectos: ingresos, gastos, inversiones, base tarifaria, tasa de rentabilidad, etc. En cada uno de estos aspectos se han hecho ajustes a los datos aportados inicialmente por el ICE, de acuerdo con los criterios técnicos que se han comentado en cada caso, de tal forma que los ajustes tarifarios que se recomiendan aprobar son menores que los solicitados por el ICE. Los ajustes a varios ítems de costo son resultado de la utilización de variables macroeconómicas diferentes a las utilizadas por el ICE en su petición, lo cual se detalla en secciones anteriores.

En cuanto al tratamiento que solicita para la tarifa T-MT respecto al traslado de CVC el mismo se analizará al momento de aplicación de dicha metodología.

[...]

III. Que de conformidad con los resultandos, considerandos precedentes y el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas eléctricas, tal y como se dispone.

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

I. Fijar las tarifas del servicio de distribución que presta el ICE según el siguiente detalle:

I. C. E.		Estructura de Costos sin combustible RIE-061-2014	Estructura de Costos sin combustible 01 marzo al 31 diciembre 2015	Rige del 01 al 31 marzo 2015	Rige del 1 abril 30 junio 2015	Rige del 1 julio 30 setiembre 2015	Rige del 1 octubre al 31 diciembre 2015	Estructura de Costos sin combustible 2016
Servicio de distribución				Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa	
<b>T-RE Residencial</b>	Primeros 200 kWh	74	83	93	95	88	85	81
	Por cada kWh adicional	133	149	166	170	158	153	146
<b>T-GE General</b>								
Menos de 3 000 KWh	Por cada kWh	111,0	124,0	138	142	132	127	122
Más de 3 000 KWh	Por cada kWh	66	74	83	85	78	76	73
	Por cada kW	10980,0	12265,0	13.697	14.021	13.007	12.603	12.067
<b>T-CS Preferencial</b>								
Menos de 3 000 KWh	Por cada kWh	75,0	84,0	94	96	89	86	82
Más de 3 000 KWh	Por cada kWh	45	50	56	57	53	51	49
	Por cada kW	7191,0	8032,0	8.970	9.182	8.518	8.254	7.903
<b>T-MT Media tensión</b>								
CARGO POR POTENCIA								
Período punta	Por cada kW	10336	11545	12.893	13.198	12.243	11.863	11.359
Período valle	Por cada kW	7217	8061	9.002	9.215	8.549	8.283	7.931
Período nocturno	Por cada kW	4622	5163	5.766	5.902	5.475	5.305	5.080
CARGO POR ENERGÍA								
Período punta	Por cada kWh	64	71	79	81	75	73	70
Período valle	Por cada kWh	24	27	30	31	29	28	26
Período nocturno	Por cada kWh	15	17	19	19	18	17	16
<b>T-MTb Media tensión</b>								
CARGO POR POTENCIA								
Período punta	Por cada kW	17,29	19,31	\$21,56	\$22,07	\$20,48	\$19,84	\$19,00
Período valle	Por cada kW	12,07	13,48	\$15,05	\$15,41	\$14,30	\$13,85	\$13,26
Período nocturno	Por cada kW	7,73	8,63	\$9,64	\$9,87	\$9,15	\$8,87	\$8,50
CARGO POR ENERGÍA								
Período punta	Por cada kWh	0,108	0,121	\$0,135	\$0,138	\$0,128	\$0,124	\$0,119
Período valle	Por cada kWh	0,038	0,042	\$0,047	\$0,048	\$0,045	\$0,043	\$0,042
Período nocturno	Por cada kWh	0,024	0,027	\$0,030	\$0,031	\$0,029	\$0,028	\$0,026

Nota: Para el II, III y IV trimestre del 2015, las tarifas estarán sujetas a los ajustes decretos por la aplicación de la metodología de CVC.

- II. Mantener las descripciones de los pliegos tarifarios fijados en la resolución 1031-RCR-2012.
- III. Establecer los cargos por Costo Variable por Combustibles (CVC) para el 2015 según se detalla a continuación:

Trimestre	CD
Desde publicación, hasta el 31 de marzo	11,67%
II	14,32%
III	6,05%
IV	2,76%

- IV. Indicarle al ICE que como parte de la justificación de las próximas solicitudes tarifarias del servicio de distribución, deberá presentar la información indicada en el apartado V del considerando I de ésta resolución.
- V. Tener como respuesta a las oposiciones presentadas, el análisis efectuado en el considerando II de esta resolución y agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.

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, al que 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 inmediato 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 ENERGIA

ECA

1 vez.—O. C. N° 8377-2015.—Solicitud N° 28166.—C-2742380.—(IN2015013078).

## **INTENDENCIA DE ENERGÍA**

**RIE-020-2015**

**A las 16:11 horas del 18 de febrero de 2015**

### **SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) PARA EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO.**

---

#### **EXPEDIENTE ET-148-2014**

#### **RESULTANDO:**

- I. Que el 10 de octubre del 2014, mediante el oficio 5407-251-2014, el Instituto Costarricense de Electricidad presentó solicitud de ajuste tarifario para el servicio de alumbrado público de energía eléctrica que presta (folio 1 al 673).
- II. Que el 17 de octubre del 2014, mediante el oficio 1413-IE-2014, 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 alumbrado público (folios 599 a 602).
- III. Que el 31 de octubre del 2014, mediante oficio 5407-259-2014, el ICE respondió la prevención realizada mediante el oficio 1413-IE-2014 (folio 605 al 673).
- IV. Que el 5 de noviembre del 2014, mediante el oficio 1515-IE-2014, la Intendencia de Energía le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el servicio de alumbrado público de electricidad (folios 676 al 677).
- V. Que el 13 de noviembre del 2014, mediante el oficio 1582-IE-2014, la Intendencia de Energía le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 692 a 696).
- VI. Que el 17 de noviembre del 2014, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en el Diario Extra y en La Nación y ese mismo día en La Gaceta N° 221 (folios 682 al 685).
- VII. Que el 28 de noviembre del 2014, mediante el oficio 5407-284-2014, el ICE solicitó una prórroga para la información solicitada en el oficio 1582-IE-2014 (folios 698 al 699).
- VIII. Que el 27 de noviembre del 2014, la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio presentó a la Autoridad Reguladora solicitud de información relacionada con respecto a la solicitud tarifaria del ICE (folios 700 a 703).
- IX. Que el 2 de diciembre del 2014, mediante el oficio 1667-IE-2014, la Intendencia de Energía otorgó la prórroga solicita por el ICE mediante el oficio 5407-284-2014. (folios 797 a 798)
- X. Que el 4 de diciembre del 2014, mediante correo electrónico se remite a la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio el oficio 1680-IE-2014, mediante el cual se responden las inquietudes de esa Cámara (folios 790 a 793).

- XI. Que el 5 de diciembre del 2014, mediante el oficio 5407-297-2014, el ICE presentó la información solicitada en el oficio 1582-IE-2014 (folios 704 a 789).
- XII. Que el 11 de diciembre del 2014, se recibe la resolución de las 09:15 horas del 09 de diciembre del 2014, de la Sala Constitucional, mediante la cual se da traslado al recurso de amparo interpuesto por la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio, tramitado bajo el expediente judicial 14-019025-0007-CO, ordenando rendir informe sobre los hechos relacionados con una presunta violación al derecho de información y respuesta; y se ordena suspender cautelarmente la correspondiente audiencia pública (folios 799 a 806).
- XIII. Que el 19 de diciembre del 2014, mediante resolución # 2014020664, la Sala Constitucional declaró sin lugar el recurso de amparo presentado por la Cámara Costarricense – Norteamericana de Comercio (folios 848 a 882).
- XIV. Que el 25 de diciembre del 2014, mediante resolución # 2014020769, la Sala Constitucional adiciona la citada resolución 2014020664, ordenando a la Autoridad Reguladora realizar la correspondiente audiencia pública a la mayor brevedad (folios 832 a 845).
- XV. Que el 12 de enero del 2015, se publicó la nueva convocatoria a la audiencia pública en el Diario Extra y en La Nación y ese mismo día en La Gaceta, Alcance Digital Nº 2 (folios 892 a 895).
- XVI. Que el 19 de enero del 2015, se llevó a cabo la audiencia pública de ley, según el informe de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, (oficio 0329-DGAU-2015/02459, folios 948 a 949), se recibieron oposiciones válidas por parte de Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica, Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruíz R.L. (Coopealfaro Ruíz R.L), Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (COPELESCA R.L, Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A., Cámara de Industrias de Costa Rica, Defensoría de los Habitantes, la Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (ACOGRAE) y Vidriera Centroamericana S.A. No se admitieron las oposiciones presentadas por la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L. y la Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos R.L (folios 896 a 947).
- XVII. Que el 16 de enero del 2015, mediante el oficio 0190-GAU-2015/001610 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 950 a 952).
- XVIII. Que el 18 de febrero de 2015, mediante el oficio 306-IE-2015, la IE, emitió el respectivo estudio técnico sobre la presente gestión tarifaria.

**CONSIDERANDO:**

- I. Que del estudio 306-IE-2015, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

**II. ANÁLISIS DEL ASUNTO**

**1. Solicitud tarifaria:**

El Instituto Costarricense de Electricidad solicitó un ajuste promedio del 22,34% en la tarifa del sistema de alumbrado público a partir del 1 de enero del 2015, tal y como se detalla:

TARIFA	Descripción	% de ajuste
T-AP	Iluminación de vías y zonas públicas para redes de distribución ICE	22,34%
<b>Ajuste promedio del sistema</b>		<b>22,34%</b>

El ICE justificó su petición en lo siguiente:

“(…)

1. De conformidad con lo establecido en el artículo No. 30 de la Ley 7593, el ICE deberá presentar por lo menos una vez al año un estudio ordinario para cada servicio que brinde.
2. Obtener un rédito para el desarrollo del 8,78%
3. Para el 2015, la estructura de costos y gastos presenta un incremento con relación al 2014 en el orden del 8,5%, equivalente a ¢765,7 millones, lo cual genera un rédito del -9,58%.”

## 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 alumbrado público.

### a. Parámetros utilizados

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la Intendencia de Energía, han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica realizado por el Banco Central de Costa Rica (BCCR), en su Programa Macroeconómico 2014-2015, las perspectivas de la economía mundial según el Fondo Monetario Internacional, así como, las expectativas de inflación y variación de tipo de cambio plasmadas en las diferentes encuestas formuladas por el BCCR. Y debido al cierre de la información utilizada al día de la audiencia pública, algunos parámetros para diciembre 2014 y el año 2015 son estimados.

En lo que respecta a la proyección de la inflación externa, se tomó como base las estimaciones realizadas por el Fondo Monetario Internacional y las estadísticas se extraen de la página electrónica del Bureau of Labor Statistic de los Estados Unidos de Norteamérica.

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2014-2015, estableció como objetivo de inflación un 4% para ambos años, con un rango de tolerancia de  $\pm 1$  punto porcentual (p.p.). La proyección de inflación propuesta por el Ente Emisor está encaminada en continuar gradual y ordenadamente hacia un esquema monetario de metas de inflación, en procura de ubicarla en el mediano plazo, en niveles similares a los que presentan los principales socios comerciales del país (inflación estimada en un 3%). Aun cuando existen ciertos riesgos a considerar, tales como i) la presión en los mercados locales asociada al deterioro de las finanzas públicas; ii) un sistema financiero vulnerable ante el mayor uso de fondos externos para conceder crédito al sector privado, sistema aún en proceso de mejorar el grado de solidez con las medidas aprobadas por los entes supervisores, vigentes a partir de 2014 y iii) que la reducción del estímulo monetario en Estados Unidos ocurra en forma no ordenada y

*genere restricciones internas de liquidez que provoquen ajustes no esperados en los macro-precios; las expectativas de la economía costarricense para el bienio 2014 y 2015 ubican el crecimiento del PIB entre un 3,8% y 4,1% respectivamente, ya que se estima que la demanda interna crecería entre un 3,8% y 3,9%, determinado por el aporte del consumo privado, siendo coherente con la evolución esperada de las industrias que producen para el mercado interno.*

*Además de un crecimiento de la demanda externa del 3,8% y 4,7% que estaría ligada a la evolución en la producción de nuestros principales socios comerciales y de las industrias dedicadas a la exportación, lo que supondría una recuperación en las compras de materias primas para la manufactura, así como las destinadas al consumo final y una moderación en el ritmo de crecimiento de las importaciones de bienes de capital. No obstante que las condiciones previstas para el crecimiento económico mundial favorecen la estabilidad de sus precios en los próximos dos años, eventos no predecibles relacionados con factores climáticos o conflictos políticos en los países productores de petróleo, pueden desestabilizar los precios internacionales de dichos insumos, por ejemplo, se estima un precio promedio del petróleo (crudo U.K. Brent, Dubai Fateh y West Texas Intermediate) de US\$103,84 para el 2014.*

*En lo que respecta al tipo de cambio, según lo establece el actual Programa Macroeconómico 2014-2015, el BCCR mantendrá su compromiso con los parámetros de la banda cambiaria en el corto plazo, no obstante ya se giró a una la flotación cambiaria.*

*Actualmente, el comportamiento del tipo de cambio ha presentado una tendencia diferente a la presentada en años anteriores, ya que en mayo de 2013 el presidente de la Reserva Federal de Estados Unidos declaró que, de manera condicionada a la evolución del desempleo y de la inflación, podría iniciar el retiro del programa de estímulo monetario, situación que si bien no se materializó en ese momento, generó ajustes en los macroprecios (incrementos de tasas de interés de largo plazo y en los tipos de cambio de algunas monedas latinoamericanas).*

*En términos de la actividad económica, si bien una depreciación real (efecto traspaso parcial) incentivaría la demanda externa neta, deterioraría la posición patrimonial de los deudores netos en moneda extranjera y su posibilidad de consumo; este último efecto se reforzaría por las presiones al alza en las tasas de interés locales. Estos dos últimos elementos, se estima impactarían la demanda interna en mayor magnitud que el efecto positivo de la demanda externa, antes indicado, lo que desacelerarían el crecimiento de la económica costarricense y por ende, trasfiere presiones vía costos a las tarifas de los servicios que presta la empresa del área de hidrocarburos, las cuales se pueden traducir en incrementos tarifarios para los consumidores de combustibles y por esta vía, afecta el nivel general de inflación y otros macroprecios.*

*Las estimaciones utilizadas por la ICE para este parámetro se hacen manteniendo constante el último dato observado.*

*En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), éste ha sido, en promedio cercana al 2,08% (promedio simple de largo plazo - últimos 5 años-). No obstante, la economía estadounidense ha resentido los efectos de la crisis económica que arrastró la economía mundial en los últimos años. La inflación acumulada de los últimos dos años, a saber 2012 y 2013 ha sido de 1,74% y 1,50% respectivamente y es de esperar que para el 2014 según las estimaciones del Fondo Monetario Internacional (Perspectivas de la Economía Mundial, Enero del 2014), la inflación de los EEUU se ubique cercana al 1,70%.*

*En el siguiente cuadro resumen, se puede observar el comportamiento de los índices antes mencionados y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar, siendo estos parámetros los utilizados por la Autoridad Reguladora en los respectivos estudios tarifarios y otras estimaciones.*

**Cuadro # 1**  
**Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario**  
**Porcentajes de Variación Anuales (%)**  
**Periodo 2011-2015**

INDICES	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Variaciones según ARESEP (al final del año)</b>					
Inflación Interna (IPC-CR)	4,73%	4,55%	3,68%	5,13%	4,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,96%	1,74%	1,50%	1,70%	1,80%
Depreciación (¢ / U.S.\$)	0,05%	-2,54%	0,16%	7,82%	0,00%
<b>Variaciones según ARESEP (promedio anual)</b>					
Inflación Interna (IPC-CR)	4,88%	4,50%	5,23%	4,52%	3,38%
Inflación Externa (IPC-USA)	3,16%	2,07%	1,46%	1,70%	1,01%
Depreciación (¢ / U.S.\$)	-3,20%	-0,82%	-0,56%	7,59%	0,29%
<b>Notas:</b> El mes de diciembre (en algunos casos) y 2015 son estimaciones. Las variaciones se estiman a finales de año (diciembre o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices). <b>Fuente:</b> Programa Macroeconómico 2014 - 2015 y el Fondo Monetario Internacional					

*b. Análisis del mercado*

*El estudio de mercado presenta dos aspectos fundamentales: i) el costo que representa la compra de energía requerida por las luminarias del alumbrado público y ii) los ingresos que percibe la división de alumbrado público por el cobro que se le hace a los abonados directos hasta un máximo de 50 000 kWh consumidos al mes.*

**i. Mercado presentado por el ICE:**

*Como parte del análisis realizado por la Intendencia de energía (IE), se procedió a evaluar las variables que integran el estudio de mercado del servicio público presentado por el ICE. El ICE solicita un incremento del 22,34% en las tarifas del sistema de Alumbrado Público, que compensen el efecto de la presente solicitud a fin de garantizar la estabilidad financiera del sistema.*

**ii. Mercado estimado por la Dirección de Energía**

*Después de efectuar los ajustes señalados en la sección anterior, tanto en la cantidad de luminarias instaladas como en las ventas en unidades físicas para el cobro de alumbrado público, los resultados del estudio de mercado de la IE se muestran a continuación:*

**Cuadro # 2**  
**ICE SECTOR DE ALUMBRADO PÚBLICO: NÚMERO DE LÁMPARAS, ENERGÍA REQUERIDA POR LAS LUMINARIAS Y**  
**COMPRAS. 2014-2015**  
**-Tarifas vigentes y propuestas por la IE-**

<b>Concepto</b>		<b>2014</b>	<b>2015</b>
<i>Luminarias</i>	<i>Cantidad_*/</i>	189 738	193 206
	<i>GWh_**/</i>	107,5	110,8
<i>Compras</i>	<i>GWh_***/</i>	109,4	118,5
	<i>Millones colones con tarifa vigente</i>	5 386,1	5 415,0
	<i>colones/kWh</i>	49,2	45,7
	<i>Millones colones con tarifa propuesta</i>	5 386,1	6 555,1
	<i>colones/kWh</i>	49,2	55,3

\_\*/ Datos reales a octubre de 2014

\_\*\*/ Incluye el 17% por consumo propio de las lámparas (balastro)

\_\*\*\*/ Incluye las pérdidas aceptadas por distribución

Tarifa propuesta incluye el ajuste por el aumento en la tarifa de generación del ICE

El alumbrado público se cobra a los abonados del servicio de distribución, según la cantidad de kWh consumidos al mes hasta un máximo de 50 000 kWh. Como se establece en el procedimiento metodológico, a las estimaciones de ventas de la empresa deben disminuirse las unidades físicas sobre las cuales no se cobra ese servicio, esa cantidad de kWh restante se denomina ventas netas.

Para enfrentar los gastos por compras de energía y luminarias, la IE propone una tarifa de ¢3,81 por kWh mensual hasta 50 000 kWh, a partir de la fecha de publicación de la respectiva resolución en La Gaceta, que se estima sería el 1 de marzo del 2015; lo que representa un aumento del 0,5% con respecto a la tarifa vigente.

Con lo anterior la empresa obtendrá el detalle de ingresos que se presentan seguidamente:

**Cuadro 3**  
**ICE: VENTAS TOTALES Y NETAS DE ENERGÍA. INGRESOS RECAUDADOS DE LOS ABONADOS DIRECTOS POR**  
**ALUMBRADO PÚBLICO**  
**CON TARIFA VIGENTE Y PROPUESTA. 2014-2015**

<b>Concepto</b>		<b>2014</b>	<b>2015</b>
Ventas totales_*/	MWh	3 437,7	3 722,9
Excesos_**/	MWh	933,1	1 213,4
Ventas netas_***/	MWh	2 504,6	2 509,5
Ingresos vigentes	Millones de colones	9 484,2	9 510,9
Ingresos propuestos	Millones de colones	9 484,2	9 552,8

\_\*/ Corresponden a los sectores residencial, general e industrial

\_\*\*/ Ventas superiores a 50 000 kWh

\_\*\*\*/ Ventas sobre las cuales se cobra el recargo por alumbrado público

Datos reales a octubre de 2014

Fuente: ARESEP e ICE

Con esta propuesta, los ingresos aumentan en ¢ 41,9 millones para el año 2015 con respecto a los ingresos de este año con tarifa vigente.

c. *Análisis de inversiones*

**iii. Lo solicitado**

Según lo indicado en los folios 54 a 65 del ET-148-2014, el plan de inversiones para el sistema de alumbrado público, incluye obras de instalación de luminarias en nuevos segmentos de las redes (crecimiento vegetativo), en proyectos de instalación de luminarias en redes existentes y en nuevos segmentos de red y en proyectos de construcción de líneas cortas (menores a 1 km), distribuidos en un esquema de macro y microinversiones, de conformidad con lo indicado en el Por Tanto XLVIII de la Resolución RRG-1310-2000.

Según se indica en los folios 57, la sustitución de luminarias no se incluye en el plan, dado que constituyen un gasto de operación y mantenimiento

De acuerdo con este esquema, el ICE proyecta un plan de instalación anual de 8 708 y 12 533 luminarias nuevas (que corresponden a conversión o cambio de luminarias de 100 w por 150 w) y ampliación o crecimiento del sistema de alumbrado para el periodo 2014 y 2015 respectivamente, según se indica en los folios 57 y 64.

En el folio 508 se especifica que las luminarias por instalar son del tipo horizontal cerrada y potencia de 150 w.

Los montos de inversión propuestos por ICE se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro # 4**  
**Programa de inversiones de alumbrado según ICE**  
**(millones de colones)**

<b>Proyecto</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Microinversiones	859,3	1266,1
Macroinversiones	39,2	68,8
Otros activos para operación	159,9	176,4
<b>Total</b>	<b>1058,5</b>	<b>1511,3</b>

**Fuente: Folios 54-65 del ET-148-2014**

**iv. Ejecución de inversiones de periodos anteriores**

Para el procedimiento de evaluación de la ejecución de inversiones, se considera el periodo del 2009 al 2013

El porcentaje de ejecución es el resultado de la relación entre el total de los montos de inversión ejecutados por el ICE y los montos de inversión reconocidos por la ARESEP durante el periodo indicado.

En el presente estudio el porcentaje de ejecución del periodo citado corresponde a 90,6%, (según los procedimientos establecidos en el oficio 348-DEN-2009, el tope de aplicación es de un 100%) (ver cuadro siguiente).

**Cuadro # 5**  
**Inversiones reconocidas versus inversiones ejecutadas**  
**(millones de colones)**

<b>Periodo</b>	<b>Reconocido por ARESEP</b>	<b>Ejecutado por ICE</b>	<b>Porcentaje de Ejecución reconocida</b>	<b>Porcentaje máximo de ejecución reconocido del periodo total</b>
2009	238,0	126,6	53,2%	90,6%
2010	497,8	672,6	100,0%	
2011	393,4	667,2	100,0%	
2012	714,4	881,5	100,0%	
2013	410,2	1 701,2	100,0%	
<b>Total del periodo</b>	<b>2 253,8</b>	<b>4 049,1</b>	<b>90,6%</b>	

**Fuente: ET-136-2012, ET-104-2013 y folio 55 del ET-148-2014**

Para el cálculo de lo ejecutado por el ICE en el 2012, se considera el monto indicado en el folio 607 del ET-104-2013, en lo que corresponde solamente a macro, microinversiones y otros activos para operación, por ser los rubros reconocidos en el anterior estudio.

La información indicada en el cuadro anterior, es consecuente con los informes de ejecución de inversiones remitidos por el ICE, mediante los oficios N° 0510-1074-2010, 0510-770-2011 y 0510-667-2012.

Por otra parte de conformidad con lo indicado en el folio 632 del expediente ET-136-2012, en el folio 505 del ET-104-2013, y según los registros del área de mercado de la Intendencia, el histórico de la instalación de luminarias en el periodo del 2008 al 2013 es el siguiente:

**Cuadro # 6**  
**Histórico de Instalación lámparas**  
**2008-2012**

<b>Año</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Total anual</b>	<b>Dif. %</b>
2008	2254	152787	
2009	5 370	158 157	3,4%
2010	5 600	163 757	3,5%
2011	5 000	168 757	3,1%
2012	6 579	175 336	3,9%
2013	6 755	182 091	3,9%
<b>Promedio</b>	<b>5 861</b>	<b>164 659</b>	<b>3,5%</b>

**Fuente:** ET-136-2012, ET-104-2013 y elaboración propia

Según el cuadro anterior, el promedio de instalación anual histórico para el periodo indicado, es de 5 861 luminarias.

**v. Inversiones reconocidas**

En el proceso de ajuste de las inversiones proyectadas por el ICE, se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

- No se reconocen la totalidad de las luminarias proyectadas por el ICE para el periodo 2014 y 2015.

Lo anterior, debido a que el ICE proyecta instalar para los años 2014 y 2015, un total de 8 708 y 12 533 luminarias respectivamente (folio 57), no obstante el promedio de su capacidad de ejecución histórica entre el 2009 y el 2013 (cuadro anterior), fue de 5 861 luminarias.

Tampoco indica el ICE dentro del plan de inversiones, el procedimiento de instalación de las mismas, considerando su capacidad de ejecución histórica.

- Se reconocen para el 2014 un total de 6 069 luminarias, lo cual resulta de sumar un 3,5 % sobre 5 861 (según el cuadro anterior, dicho porcentaje representa el promedio del crecimiento porcentual histórico de luminarias del 2009 al 2013, mientras que, 5 861 representa el promedio de luminarias de ejecución anual histórica, alcanzado por el ICE en dicho periodo.

- Se reconocen para el 2015 un total de 6284 luminarias, lo cual resulta de sumar un 3,5 % sobre las luminarias reconocidas del 2014, indicado en el numeral b anterior.
- Se aplican los parámetros económicos (tipo de cambio e inflación interna y externa) indicados en la sección de parámetros económicos de este informe.
- Se aplica el porcentaje máximo de ejecución del periodo total contemplado en el cuadro anterior. En el presente estudio es de un 90,6 %.
- No se reconocen los costos indirectos incluidos en el programa de inversiones, por no demostrar el ICE la razonabilidad de aplicar un 10% de más sobre cada rubro, por efecto de imprevistos (folios 58 y 771), dado que el ICE no aporta una justificación técnica con antecedentes históricos de al menos cinco años, que permita determinar la razonabilidad de aplicar en cada rubro del plan dicho porcentaje (oficio del ICE 5407-297-2014).

Las inversiones reconocidas posteriores a la aplicación del proceso previamente citado quedan de la siguiente manera:

**Cuadro # 7**  
**Programa de inversiones reconocidas de ICE Alumbrado**  
**(millones de colones)**

<b>Proyecto</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Activos fijos en operación	536,2	562,1
Otros activos para operación	130,1	133,0
	666,3	695,1

**Fuente: ET-148-2014 y elaboración propia**

El activo fijo en operación contempla micro y macro inversiones.

**vi. Capitalización de activos**

La capitalización de activos para el periodo en estudio queda de la siguiente manera:

**Cuadro # 8**  
**Adición de activos Alumbrado ICE**  
**(millones de colones)**

	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<b>Activo fijo en operación</b>	536,2	562,1
<b>Otros activos para operación</b>	130,1	133,0
<b>Total</b>	666,3	695,1

**Fuente:** ET-148-2014 y elaboración propia

Un comparativo entre la adición proyectada por el ICE, versus la adición reconocida por la Aresep, se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro # 9**  
**Adición de activos según ICE versus según ARESEP**  
**(millones de colones)**

	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<b>Total adición de activos según ICE</b>	1 058,5	1 511,3
<b>Total adición de activos según Aresep</b>	666,3	695,1
<b>Diferencia</b>	392,1	816,2

**Fuente:** ET-148-2014 y elaboración propia

El cuadro anterior muestra una diferencia en contra del ICE de ¢ 392,1 y ¢ 816,2 millones de colones para el 2014 y 2015 respectivamente.

Para el procedimiento de la capitalización se contemplan solamente las obras del plan de inversiones proyectadas en forma anual para el periodo en estudio.

**vii. Retiro de activos**

El retiro de activos proyectado por el ICE se muestra seguidamente:

**Cuadro # 10**  
**Retiros de activos al costo ICE Alumbrado 2014-2015**  
**(millones de colones)**

<b>Tipo</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<b>Activo fijo en operación</b>	65,0	121,0
<b>Total de retiros</b>	65,0	121,0

**Fuente:** Expediente ET-148-2014

Según se observa en el folio 607, se realizan retiros por región, de conformidad con el plan de inversiones proyectado.

#### **d. Retribución al capital**

Según la metodología tarifaria vigente, los ingresos de operación (precio promedio multiplicado por las cantidades vendidas de energía, más otros ingresos), deben ser iguales que la suma de los gastos tarifarios, más el rédito de desarrollo o rentabilidad en términos absolutos (monetarios); de tal modo que esta última variable determina en gran medida el nivel de las tarifas.

El ICE obtuvo, en primera instancia para el sistema de alumbrado público, un rédito para el desarrollo para el 2015 del 8,78% según el modelo WACC, mismo que utilizaron en sus proyecciones financieras y tarifarias.

Para obtener una tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo que sirva como parámetro para esta fijación tarifaria, la Intendencia de Energía utilizó el modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC por sus siglas en inglés) y el Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM por sus siglas en inglés).

El primero de estos modelos indica que la tasa de rentabilidad de la empresa, se obtiene ponderando las tasas del costo del capital propio y del costo de la deuda. Este último se puede obtener, por ejemplo, como el costo marginal del endeudamiento (v.g. tasa de interés del último crédito obtenido); como el costo promedio ponderado de los diferentes préstamos que tiene la empresa o como la razón del costo de la deuda entre el pasivo promedio.

El Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM), utilizado para calcular el costo del capital propio, señala que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado con éste y pueden ser separados en dos grandes componentes: los relacionados con el mercado en su conjunto (riesgo sistemático) y los derivados de las inversiones específicas (riesgo específico)<sup>1</sup>. Este modelo es consistente con la política regulatoria que contempla como uno de sus objetivos básicos la sostenibilidad del servicio, dado que esto implica entre otras cosas, garantizar un rendimiento sobre el capital invertido que haga atractivas las inversiones en el sector, lo cual además es consistente con lo establecido en la Ley 7593 que regula los servicios públicos en nuestro país.

Para el cálculo del costo de capital del ICE se emplearon las siguientes fórmulas:

$$(1) r_{kp} = r_f + \beta (r_m - r_f) \quad (\text{modelo CAPM})$$

En donde:

- $r_{kp}$  = Costo del capital propio
- $r_m$  = Rendimiento de una cartera diversificada de acciones y
- $r_f$  = Tasa libre de riesgo.
- $r_m - r_f$  = Prima de riesgo.
- $\beta$  = Mide la correlación entre los rendimientos de mercado y los de una inversión específica.

$$(2) r_k = r_d * (1-t) * D/A + r_{kp} * P/A \quad (\text{modelo WACC})$$

En donde:

---

<sup>1</sup> Los estudios efectuados por la Autoridad Reguladora y resumido en esta sección se han basado en el documento preparado por Martín Rossi, Martín Rodríguez y Omar Chisari, especialmente el documento "El Costo del Capital en Empresas Reguladas, Incentivos y Metodología", del cual se extraen las principales conclusiones que se citan.

$r_k$  = Costo de capital de la empresa  
 $r_d$  = Costo del endeudamiento  
 $r_{kp}$  = Costo del capital propio  
 $t$  = Tasa impositiva  
 $D$  = Valor de la deuda  
 $P$  = Valor del capital propio (KP) o patrimonio  
 $A$  = Valor total de los activos ( $D + P$ ).

Los valores y la fuente de información de cada variable del modelo son los siguientes:

- La tasa libre de riesgo ( $r_f$ ) fue obtenida como el promedio de los promedios mensuales de los últimos 12 meses de la tasa de interés de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América a 10 años plazo, con corte a diciembre del 2014 (2,54%). Se utilizó como fuente de información, la siguiente dirección electrónica: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>
- La Prima por riesgo (PR) ( $r_m - r_f$ ) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls>. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses, siendo éste de 5,21% con corte al mes de diciembre del 2014.
- El riesgo país ( $r_p$ ) no se considera en este caso, dado que al ser una empresa pública, creada para la prestación del servicio de suministro de electricidad, el riesgo país es irrelevante para la decisión de colocación del capital aportado para la prestación de este tipo de servicio público, pues las empresas no tienen la opción de colocar sus recursos en ningún otro país alternativo y consecuentemente, tampoco tienen la posibilidad de mover su capital.
- El valor de la beta ( $\beta$ ) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York, USA, según la página: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>. Su valor se estimó en 0,42 (beta desapalancada) correspondiente al dato de enero de 2015. Para su estimación se utilizó la clasificación denominada Industria Utility (General), en la cual se agrupa las empresas eléctricas más representativas del área, con lo cual se ajusta al sector que se está regulando.
- El valor del costo de la deuda ( $r_d$ ) se estimó en 5,95%, el cual se obtuvo de la ponderación de las tasas de interés de los pasivos de largo plazo que tiene el sistema de alumbrado público que presta el ICE.
- La tasa impositiva ( $t$ ) se supuso igual a cero (0) dado el acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999).
- El valor de los pasivos ( $D$ ) es de ₡7 328 millones, el capital propio o patrimonio ( $P$ ) es de ₡2 562 millones y el valor total de los activos ( $A$ ) es de ₡9 890 millones, según la información de los Estados Financieros a setiembre del 2014 del ICE<sup>2</sup>.

Debido a que ya han pasado unos meses del 2015 y se calcula las nuevas tarifas para un periodo remanente de 10 meses del presente año, se considera que sólo debería permitirse lograr una retribución proporcional a este plazo, calculada según la siguiente fórmula:

$$(3) \quad rk_{2015} = rka + (rk - rka) * (n/12), \text{ ó}$$

<sup>2</sup> Los datos de deuda se obtuvieron del informe de tasa de rédito para el desarrollo presentado en agosto 2014 y que presenta datos de mayo 2014, lo anterior pues son los datos más recientes con la desagregación requerida para calcular de mejor modo el modelo.

$$(3i) Rk_{2015} = rka * [(12-n)/12] + rk * (n/12)$$

En donde:

*Rk* = Rédito de desarrollo recomendado para el periodo 2015.

*rka* = Rédito de desarrollo actual o con tarifas vigentes para el periodo 2015.

*rk* = Costo del capital propio (modelo CAPM).

*n* = Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes durante el periodo 2015 (10 meses en este caso)<sup>3</sup>.

En los Estados Financieros del ICE por sistemas a setiembre del 2014, se visualizan unas pérdidas significativas por sistema, siendo en generación de ₡24 326 millones, transmisión de ₡29 653 millones, distribución de ₡8 809 millones y alumbrado público de ₡3 615 millones. El ICE mediante el documento enviado por correo electrónico del 5 de diciembre del 2014, justificó dichas cifras en una disminución del 3% en los ingresos de operación como resultado de una caída en las ventas a las empresas distribuidoras locales y al rechazo tarifario que debía entrar a regir para enero del 2014, lo cual redujo el excedente de operación en un 21% respecto al año anterior, además de las fluctuaciones cambiarias como resultado de la depreciación de colón respecto al dólar.

Dichas pérdidas son trasladadas al patrimonio de cada uno de los sistemas mencionados, afectando la reinversión de excedentes en el ICE, e incluso provocando un patrimonio negativo en el sistema de alumbrado público.

Ante lo anterior, es criterio de esta Intendencia que una empresa regulada no puede justificar una pérdida a causa de rechazo tarifario, y más aún cuando las razones del mismo han sido por su propia gestión (activos, inversiones y remuneraciones). De igual manera, es inaceptable que se le traslade a los usuarios vía tarifa, dichas pérdidas, y más cuando no se puede verificar y separar que parte de esas pérdidas corresponden a erogaciones de costos y gastos imputables a las tarifas eléctricas, máxime si está atenta contra la capacidad de reinversión y descapitaliza poco a poco a la empresa.

A la luz de lo anterior, se procedió a no incorporar las pérdidas indicadas en el cálculo del rédito para el desarrollo, de tal manera que no afecte el instrumento, ante la deficitaria información sobre su procedencia por parte del ICE.

Como resultado de lo anterior y con la información financiera disponible a setiembre del 2014, el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta el ICE es el siguiente:

**Cuadro # 11**  
**Instituto Costarricense de Electricidad**  
**Réditos de Desarrollo**

---

<sup>3</sup> Se supone que las nuevas tarifas entrarán a regir a partir del 1 de marzo del 2015, es decir estarán vigentes 10 meses del presente año.

Sistemas del ICE	Estimación ICE		Estimación ARESEP		
	Costo promedio ponderado del capital WACC obtenido	Costo promedio ponderado del capital WACC aplicado	Costo de capital propio CAPM	Costo promedio ponderado del capital WACC	Ajustado por plazo*
Sistema de generación	7,04%	5,13%	6,89%	6,65%	6,02%
Sistema de transmisión	7,24%	2,80%	8,06%	6,82%	5,94%**
Sistema de distribución	6,25%	4,73%	6,06%	5,81%	5,65%
Sistema de alumbrado público	8,78%	8,78%	10,96%	7,24%	7,11%

**Nota:**  
El cálculo del WACC por ARESEP no incluye las pérdidas reportadas por el ICE en el patrimonio, dada la escasa información aportada por la regulada.  
\* Se utiliza el rédito austado dado que se espera que las tarifas tengan una vigencia cercana a los 10 meses.  
\*\* Finalmente se ajustó en 5,52; por el proceso que posteriormente se detalla.

En el caso del Sistema de Transmisión se consideró en los cálculos tarifarios el criterio de un rédito tal que le generará al ICE unos ingresos adicionales en este sistema, iguales a los que el ICE planteó en su solicitud tarifaria. Lo anterior por cuanto, el planteamiento del ICE implicaría incrementar en 3,21pp el rédito con tarifas vigentes, mientras que si se utiliza el WACC calculado, tanto por el ICE como por la Aresep, ese incremento sería de 4,38pp, lo que lo hace desproporcionado. Así las cosas, el monto a reconocer es aquel que le genere la misma cantidad de ingresos adicionales al ICE que éste solicitó.

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital del ICE alumbrado público (modelo WACC) es de 7,24% y el costo del capital propio es de 10,96%, al tiempo que se recomienda para el servicio de alumbrado público de electricidad un costo ponderado de capital ajustado y redondeado de 7,39% (ver anexo # 3).

#### e. Cálculo de la base tarifaria

Se utilizó la metodología seguida en anteriores estudios tarifarios, actualizando el valor de la base tarifaria (activo revaluado neto promedio) revaluando los saldos preexistentes por medio de índices, sumando las adiciones de activos del periodo y restando los retiros correspondientes; además de aplicar la depreciación de cada periodo de acuerdo con las tasas de depreciación aprobadas para cada tipo de activo.

Los saldos iniciales se tomaron de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre del 2013, remitidos por el ICE a la ARESEP por medio del oficio 0078-0588-2013 del 4 de junio del 2014. Estos saldos coinciden con los reportados en el informe de revaluación de activos del período 2013 (oficio 5407-132-2014 del 26 de mayo de 2014) excepto en lo correspondiente a los activos en operación del Sistema de Transmisión, que presentan una diferencia de aproximadamente ¢ 14 042 millones.

Las tasas de depreciación fueron tomadas del acuerdo correspondiente al artículo III de la Sesión Ordinaria 2527-89 de la Junta Directiva del anterior Servicio Nacional de Electricidad (SNE), según oficio 750-JD-89 del 2 de junio de 1989; de igual fuente son los correspondientes valores de rescate de los diferentes tipos de activos. Para los casos de activos no contemplados en este acuerdo del SNE, se utilizaron los porcentajes aportados por el ICE.

En el caso de las tasas de depreciación de los Otros Activos en Operación, al igual que el ICE, los cálculos de la ARESEP fueron realizados tomando los promedios por tipo de activo, según la estructura de estos al 31 de diciembre de 2013. Sin embargo, las ponderaciones fueron corregidas para tomar en cuenta solo los activos que sí son sujetos a revaluación y depreciación.

Los porcentajes de los componentes interno y externo corresponden a la actualización más reciente, según el oficio 5407-129-2014 del ICE del 22 de mayo de 2014 (el oficio dice erróneamente 2013). El en caso de la Generación Solar se tomó el porcentaje incluido en el desarrollo de los cálculos y no en el resumen, debido a la inconsistencia presentada en los datos aportados por el ICE.

Mediante el Por Tanto V.1 de la Resolución RIE-102-2013 del 28 de noviembre del 2013, se le indicó al ICE que debía presentar un levantamiento de activos que refleje el saldo ajustado, deduciendo el retiro de activos, incluyendo un informe de auditoría cuyo alcance refleje la verificación de los ajustes y saldos de los activos en los estados financieros. Este ajuste es presentado en los saldos aportados por el ICE y la Intendencia los tomó en cuenta en sus cálculos para todos los años del periodo analizado.

**i. Saldos iniciales:**

Los saldos de las cuentas de activos, 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 31/12/2013**  
**Millones de colones**

Cuentas / Sistema	Activo al costo	Activo revaluado	Deprec. acum. al costo	Deprec. acum. revaluada	Total Activo Revaluado Neto
<b>Activos en Operación</b>	1.378.604	2.106.773	288.978	1.252.130	1.944.269
Planta de Generación	850.409	1.579.755	160.107	894.365	1.375.692
Planta de Transmisión	320.505	269.968	61.398	186.246	342.829
Planta de Distribución	202.559	252.538	65.274	167.221	222.602
Planta de Alumbrado Público	5.131	4.512	2.199	4.298	3.146
<b>Otros Activos en Operación</b>	287.845	66.329	160.286	43.431	150.457
Planta de Generación	149.472	27.284	80.894	18.762	77.100
Planta de Transmisión	80.195	19.349	45.898	12.117	41.529
Planta de Distribución	56.603	18.859	32.261	12.006	31.195
Planta de Alumbrado Público	1.575	837	1.233	546	633
<b>Total Activos en Operación</b>	1.666.449	2.173.102	449.264	1.295.561	2.094.726
Planta de Generación	999.881	1.607.039	241.001	913.127	1.452.792
Planta de Transmisión	400.700	289.317	107.296	198.363	384.358
Planta de Distribución	259.162	271.397	97.535	179.227	253.797
Planta de Alumbrado Público	6.706	5.349	3.432	4.844	3.779

**Fuente:** Elaboración propia con base en los Estados Financieros Auditados del ICE a diciembre del 2014. Oficio 0078-0588-2014, del 04/06/2014.

Estos constituyen los saldos iniciales de la revaluación de activos, los cuales son ajustados, para eliminar los montos de los activos que no son sujetos a revaluación y a depreciación, según la información reportada por el ICE. Estos montos son los siguientes:

**Cuadro # 13**  
**ICE - Electricidad**  
**Montos de las cuentas de activos no sujetos a revaluación y depreciación al 31/12/2013**  
**Millones de colones**

Cuentas / Sistema	Activo al costo	Activo revaluado	Deprec. acum. al costo	Deprec. acum. revaluada	Total Activo Revaluado Neto
<b>Activos en Operación</b>	34.117	82.715	15.827	76.143	24.862
Planta de Generación	19.899	43.825	5.633	38.935	19.156
Planta de Transmisión	11.198	35.095	8.283	34.219	3.791
Planta de Distribución	2.801	3.203	1.716	2.401	1.887
Planta de Alumbrado Público	219	592	195	588	28
<b>Otros Activos en Operación</b>	92.575	18.051	74.113	17.385	19.128
Planta de Generación	61.276	11.110	42.566	10.253	19.567
Planta de Transmisión	11.115	3.068	14.458	3.371	- 3.646
Planta de Distribución	18.885	3.643	16.076	3.550	2.902
Planta de Alumbrado Público	1.299	230	1.013	211	305
<b>Total Activos en Operación</b>	126.692	100.766	89.940	93.528	43.990
Planta de Generación	81.175	54.935	48.199	49.188	38.723
Planta de Transmisión	22.313	38.163	22.741	37.590	145
Planta de Distribución	21.686	6.846	17.792	5.951	4.789
Planta de Alumbrado Público	1.518	822	1.208	799	333

## ii. Adiciones y retiros

Las adiciones de activos y retiros 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.

## iii. Cálculo del activo fijo neto revaluado

El presente apartado se realiza el cálculo de la base tarifaria, los siguientes son los criterios generales para realizar el cálculo:

- Se partió de los saldos iniciales a diciembre del 2013, según Estados Financieros Auditados a esa fecha. Estos saldos coinciden con los empleados por el ICE, según lo comentado anteriormente.
- Los parámetros económicos utilizados son los resumidos en la sección de parámetros de este informe, y se encuentran actualizados con respecto a los utilizados por el ICE en sus proyecciones.
- Se utilizaron las tasas de depreciación vigentes aprobadas por el SNE en su momento, según se detalló anteriormente.
- Los porcentajes de componentes interno y externo se tomaron del último estudio efectuado por el ICE para este efecto.

Además, de la revisión efectuada a los activos que integran la base tarifaria, detallados en la propuesta del actual estudio tarifario por parte del ICE, se determinó la necesidad de aplicar ajustes. Las razones de esta variación se encuentran principalmente en los siguientes rubros:

- El ICE calcula la tasa de depreciación promedio de los "Otros Activos de Operación" ponderando las tasas de depreciación de cada tipo de activo dentro de cada subcuenta (v.g. equipo de transporte).

*Como ponderador utiliza el valor de los activos (al costo más revaluado), más el valor de los activos no sujetos a depreciación (al costo más revaluado). Estos ponderadores no se consideran adecuados debido a que no es correcto sumar los activos totales con los activos no sujetos a depreciación, pues los primeros ya incluyen a los segundos. Lo correcto es deducir los activos no sujetos a depreciación, pues la tasa que se obtendría se aplicaría a los activos totales menos los no sujetos a depreciación.*

- *Según los requerimientos de la ARESEP, el ICE presentó el cálculo de "Otros Activos en Operación", separado en activos de Construcción (Inversión) y de Operación. El cálculo de la revaluación y de la depreciación se realizó tomando en cuenta esta distribución para cada Sistema.*
- *Para el cálculo de la Gasto por Depreciación no se tomó en cuenta la parte de los Otros Activos en Operación que corresponde a "Construcción" o "Inversión".*
- *Finalmente, la revaluación de activos se calculó partiendo de los saldos auditados al 31 de diciembre del 2013, a este total se aplicó el respectivo índice de revaluación, calculado con base en la metodología aprobada por ARESEP, utilizando el índice de revaluación obtenido para cada tipo de activo y tomando en cuenta los parámetros macroeconómicos señalados en el presente informe, calculado con base en el componente local y externo de cada tipo de activo.*

*Los porcentajes de revaluación aplicados en cada partida de activo y año son los siguientes:*

**Cuadro # 14**  
**ICE - Electricidad**  
**Porcentajes de Revaluación de Activos**  
**2014-2015**

CUENTAS	2014	2015
<b>Sistema de Generación</b>		
Generación hidráulica	8,19%	2,51%
Generación térmica	7,68%	2,76%
Generación geotérmica	7,42%	2,88%
Generación eólica	8,01%	2,60%
Generación solar	6,16%	3,50%
<b>Sistema de Transmisión</b>		
Subestaciones	7,32%	2,93%
Líneas de transmisión	5,92%	3,61%
Equipo de control y comunicación	7,32%	2,93%
<b>Sistema de Distribución</b>		
Líneas de distribución	7,41%	2,89%
Generación solar	6,16%	3,50%
Generación microcentrales hidráulicas	8,19%	2,51%
<b>Sistema de Alumbrado Público</b>		
Alumbrado público	7,82%	2,69%
<b>Otros activos en Operación</b>		
1-Terrenos	5,13%	4,00%
2-Vías de comunicación terrestre	5,13%	4,00%
3-Edificios	5,13%	4,00%
4-Maquinaria y equipo para la producción	5,92%	3,62%
5-Equipo para construcción	5,92%	3,62%
6-Equipo de transporte	5,92%	3,62%
7-Equipo de comunicación	5,92%	3,62%
8-Mobiliario y equipo de oficina	5,92%	3,62%
9-Equipo y programas de cómputo	5,92%	3,62%
10-Equipo sanitario, de laboratorio e investigación	5,92%	3,62%
11-Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativo	5,92%	3,62%
12-Maquinaria y equipo diverso	5,92%	3,62%
13-Maquinario y equipo de mantenimiento	5,92%	3,62%
14-Equipo para fotografía, video y publicaciones	5,92%	3,62%
15-Semovientes	5,13%	4,00%

*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, según el siguiente detalle:*

**Cuadro # 15**  
**Sistema de Alumbrado Público, ICE**  
**Detalle del activo neto en operación promedio - Cálculo IE**  
**2013-2015**  
**(millones de colones)**

SISTEMA DE ALUMB. PÚBLICO	2013	2014	2015
Activos en Operación	3 146,0	3 446,3	3 513,6
Activo al Costo	5 131,0	5 600,6	6 041,5
Activo Revaluado	4 512,0	5 141,7	5 306,1
Depreciación al Costo	2 199,0	2 420,0	2 662,9
Depreciación Revaluada	4 298,0	4 875,9	5 171,0
Otros Activos en Operación	633,0	722,6	782,4
Activo al Costo	1 575,0	1 704,7	1 837,7
Activo Revaluado	837,0	883,7	924,8
Depreciación al Costo	1 233,0	1 278,8	1 355,2
Depreciación Revaluada	546,0	586,9	625,0
Activo Total Reval. Neto	3 779,0	4 168,9	4 295,9
<b>Activo Neto Reval. Promedio</b>		<b>3 974,0</b>	<b>4 232,4</b>

*Fuente: Estados Financieros Auditados, Diciembre 2013 y Elaboración propia IE.*

**iv. 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 2011, 2012 y 2013. 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 37,56 días, el detalle de estos cálculos se muestra en el siguiente cuadro.*

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

CONCEPTO	2011	2012	2013	PROMEDIO 2011-2013
Cuentas por Cobrar	607	528	576	570
Ventas de Energía	7 246	6 663	8 879	7 596
Rotación de Cuentas por Cobrar	0,08	0,08	0,06	0,08
Período Medio de Cobro	30,16	28,53	23,35	27,03

**Fuente:** Elaboración propia con base en Estados Financieros Auditados 2011 a 2013.

*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, tal y como se muestra a continuación:

**Cuadro # 17**  
**ICE - Sistema de Alumbrado Público**  
**Cálculo de Capital de Trabajo 2014 y 2015**  
**(Millones de colones y días)**

CONCEPTO	2014	2015
Total de costos de operación	8 736	9 224
Menos: Gastos por depreciación, absorción de partidas amortizables y compras y ventas entre sistemas	5 963	6 333
Costos que implican erogación de efectivo	2 773	2 891
Costos diarios	8	8
Periodo medio de cobro	27,03	27,03
<b>Capital de Trabajo</b>	<b>208</b>	<b>217</b>

El capital de trabajo contemplado en los cálculos es de ¢ 208 y ¢217 millones para los años 2014 y 2015 respectivamente.

**v. Base tarifaria:**

Según la metodología tarifaria que se utiliza para calcular las tarifas eléctricas del ICE, la base tarifaria se calcula como la suma del activo fijo neto en operación promedio (AFNOR), más el correspondiente capital de trabajo de la empresa o actividad. En el siguiente cuadro se detalla la base tarifaria para los años 2014 y 2015.

**Cuadro # 18**  
**ICE - Sistema de Alumbrado Público**  
**Cálculo de la Base Tarifaria 2014 y 2015**  
**(Millones de colones)**

	2014	2015
Activo Neto Reval. Promedio	3 974	4 232
Capital de Trabajo	208	217
<b>Base Tarifaria</b>	<b>4 182</b>	<b>4 450</b>

**vi. Gasto por depreciación**

El gasto por depreciación se ha estimado con base en los resultados de la revaluación de activos y el cálculo de la base tarifaria. Para esto se han estimado los saldos de cada tipo de cuenta de activo (deduciendo los activos no sujetos a depreciación y revaluación y los retiros del periodo) y multiplicado por las tasas de depreciación aprobadas por el ente regulador. En el caso de los "Otros Activos en Operación", no se han tomado en cuenta los activos dedicados a la actividad de inversión.

Los gastos estimados son de ¢ 486 y ¢ 569 millones para los años 2014 y 2015 respectivamente.

f. *Análisis financiero*

i. **Criterios generales 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 2014 y 2015, se tomó como año base el 2013, 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 (2013 y 2014), estos 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 5,31% (para los meses de junio a diciembre 2014), 4,52% y 3,38% para los periodos 2014 y 2015, respectivamente.
- Los tipos de cambio utilizados son de ¢543,91 y ¢545,51 por US\$ para los periodos 2014 y 2015, 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 que permitiera validar la justificación del gasto incurrido.
- Cabe señalar, que mediante nota 1582-IE-2014, en diversos puntos, 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 proyectaron los salarios de los ejercicios 2014 y 2015, a partir de las erogaciones incurridas por ese concepto para el periodo 2013, considerando como aumento máximo los decretos del poder ejecutivo que corresponden a un 0,43% y 4,00% para el primer y segundo

semestre del 2014, respectivamente y la inflación para el año 2015, aunado al ajuste pendiente en la categoría de profesionales, para un total de 4,14% en ese periodo.

- ✓ Se contemplaron los siguientes porcentajes 8,33%, 8,19%, 9,25%, 0,50%, 1,50%, 5,00%, 0,50%, y 4,92%, 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”, 36 “Aporte patronal al FCL” y 37 “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos”, respectivamente.
  - ✓ En el caso del Objeto de gasto No. 34 “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS” se consideró el porcentaje de 5,08% a partir del año 2015, según la modificación al reglamento de la Caja Costarricense del Seguro Social (CCSS).
  - ✓ No se incluyó en el análisis aumentos en las partidas de “remuneraciones”, a causa de nuevas contrataciones en los años 2014 y 2015, ya que no hay detalle de éstas; pese a que esto forma parte del requerimiento incluido en el Por Tanto V, inciso N° 13 de la resolución RIE-104-2013, para éste último el ICE respondió mediante oficio 5407-232-2014, del 22 de setiembre del 2014, que “para el Sistema de Transmisión, Distribución y Alumbrado Público, no se tienen programadas nuevas contrataciones”.
- Para el caso específico de las cuentas denominadas “contables”, se consideraron las cifras justificadas del periodo 2013, aunado al crecimiento que éstas presentan en los años 2014 y 2015, utilizando como parámetro de referencia los indicadores y criterios generales de proyección.
  - La partida denominada “Gobierno Digital” se proyectó considerando el promedio del año 2014, tal como se describe a continuación:
    - ✓ Al dividir entre cinco el dato que refleja el periodo enero a mayo 2014 (promedio mensual de las cifras reales), éste se multiplicó por siete para obtener la proyección de junio a diciembre 2014. La sumatoria de ambos periodos forman la base de proyección para el año 2015.

La aplicación de este criterio se originó al no lograr verificar las cifras correspondientes al año 2013 para cada una de las cuentas (sin que éstas se afecten por ajustes de otros periodos). Esto por cuanto la nota N° 20 de los estados financieros auditados “ICE-Sector Electricidad, el cual incluye las cifras financieras de los Sistemas: Generación, Transmisión, Distribución, Alumbrado Público y Servicios No Regulados”, refiere a los ajustes retrospectivos, citados a continuación:

“Durante el año terminado al 31 de diciembre de 2013, las cifras correspondientes al 31 de diciembre de 2012 y por el año terminado en esa fecha, fueron reestructuradas debido a varios ajustes con efecto retroactivo y a cambios en las políticas contables (...)

(5) Reclasificación costos de Gobierno Digital

Ajuste por reclasificación en cuenta de gastos relacionado con la asignación de costos del proyecto Gobierno Digital, originados por la utilización del servicio de Merlink que no se registraron en el periodo 2012.”

- No se consideró la justificación de la partida 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.”

*Un extracto de la nota que emiten los funcionarios de KPMG en su estudio, indica:*

*“Si bien en el requerimiento 3.7 se concluye que no se realizan estimaciones para obsolescencia de inventarios en los proyectos de Electricidad, hemos hecho una revisión sobre la base de datos auxiliar suministrada mediante requerimiento 3.1, y nos surge la duda de si lo indicado en la nota 4010-94-2014 es razonable en las circunstancias actuales, esto fundamentado en que existen al 31 de diciembre de 2013, ciertos inventarios clasificados como de “Rotación Nula” con fechas de adquisición y fechas de últimos movimientos antiguas (que van desde 1990 al 2011), inclusive hay inventarios bajo esta clasificación que no incluyen fecha de última entrada ni fecha de última salida.*

*En el archivo adjunto te muestro el extracto de estas situaciones identificadas y hacemos la solicitud de que esta situación sea valorada por las áreas técnicas y financieras del Sector, con el fin de determinar si procede en este caso el registro de dicha estimación.” Folio (respuesta punto 12).*

*De conformidad a lo expuesto por la firma, la sugerencia se sometió a valoración de los funcionarios del ICE (desde el punto de vista técnico y financiero). Cabe señalar, que de acuerdo a la naturaleza de los inventarios del sector eléctrico, es usual poseer inventarios con mayor antigüedad, ya que éstos se mantienen en función de los activos que deberán ser reemplazados, o mantenidos para dar continuidad a su operación y en algunos casos la tecnología de estos no es actualizada a las condiciones actuales. Sin embargo, pese a que éste no corresponda a la tecnología más reciente, es deber del regulado garantizar la continuidad del servicio, incluso si eso conlleva almacenar los equipos por un periodo prolongado.*

*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 una vez que se comprueba su obsolescencia o daño, este se procesará conforme al procedimiento de la institución y se demostrará su destrucción, a efectos de incorporar el costo en las tarifas eléctricas.*

*Además, es importante que la entidad realice un adecuado manejo de los inventarios, en observancia de la opinión emitida en el informe de auditores, específicamente en su “base para la opinión calificada”, que indica:*

*“(…) las cuentas “material en tránsito para inversión” y “material en tránsito para operación”, que corresponden a partidas de inventarios en tránsito con una antigüedad superior a un año, por un monto de €55 685 millones, sobre los cuales no fue posible obtener la documentación de soporte respectiva, ni aplicar otros procedimientos alternativos de auditoría que nos permitieran concluir sobre la existencia, exactitud y adecuada presentación de esos inventarios en tránsito al 31 de diciembre del 2013”.*

- *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.*

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

• **Ingresos por venta de energía de alumbrado**

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

• **Gastos de operación y mantenimiento:**

- ✓ *La conciliación de salarios del año 2013 no identificó por separado los salarios de las personas que brindan servicios interinstitucionales o a terceros "cuentas 800", 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.*
- ✓ *Las partidas se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general, los datos del periodo 2015, difieren respecto a las cifras del ICE, principalmente en las partidas objeto de gasto N° 157 "Materiales y productos eléctricos, telefónicos y de cómputo" y 920 "Utilización C.S. Apoyo técnico".*
- ✓ *En el año 2015 se incluyó en las tarifas el monto de ₡1 380,6 millones por concepto de gastos de operación y mantenimiento.*

• **Servicio de regulación**

- ✓ *El canon asignado al sistema de alumbrado público corresponde a la suma de ₡125,5 millones, estimado al aplicar un 9%, sobre el canon del periodo 2015, publicado en La Gaceta del 20 de octubre del 2014 (Alcance 57).*

• **Gastos administrativos**

- ✓ *Se determinó gastos ocasionales o de naturaleza no recurrente en las partidas objeto de gasto N° 004 "Suplencias" (folios 332 al 334), 509 "Reintegro de subsidios C.C.S.S. enfermedad y maternidad" (folios 334), 311 "Prestaciones legales" (folio 396), 897 "Utilización CST GEDI" (folios 334 al 347), 915 "Utilización C.S. Mantenimiento de Edificios" (folios 328 , 348 y 349), y 917 "Utilización C.S. Gestión de Servicios Públicos" (folio 350). Estos costos se excluyeron de la proyección.*
- ✓ *En el año 2015 se incluyó en las tarifas el monto de ₡1 304,2 por concepto de gastos administrativos.*

• **Seguros**

- ✓ *Después de analizar esta partida, y asignar los resultados a cada una de las actividades, según el valor de los activos asegurados, se determinó que el monto por concepto de "seguros" asignado al servicio de alumbrado público asciende a ₡13,8 millones.*

- **Depreciación activos en operación**

- ✓ El monto incluido en las tarifas del sistema de alumbrado público por concepto de “depreciación de activos en operación” corresponde a ¢485,0 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.

- **Depreciación otros activos en operación**

- ✓ En el año 2015, se incluyó en las tarifas del sistema de alumbrado público el monto de ¢84,0 millones por concepto de “depreciación de otros activos en operación”, 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 no demostró la existencia de diferencias respecto a los cálculos presentados por el petente. Siendo el monto incluido en el cálculo de ¢21,7 millones.

- **Gestión Productiva**

- ✓ Se excluyó de la proyección los montos incluidos en las partidas objeto de gasto N°101 “seguros de riesgos profesionales” y 311 “prestaciones legales”, debido a su relación con el rubro de remuneraciones y este último no se incluyó en las estimaciones que presentó el ICE.
- ✓ No se proyectó el incremento en la partida objeto de gasto N° 072 “Publicidad y propaganda”, debido a que su justificación refiere a un gasto no tarifario de la Gerencia Eléctrica (folio 598).
- ✓ Las partidas de “contables” se proyectaron de conformidad con lo que indica el criterio general, los datos del periodo 2015, difieren respecto a las cifras del ICE, principalmente en la partida objeto de gasto N° 859 “Aplicación de costos Gobierno Digital”.
- ✓ Para el año 2015, se incluyó en las tarifas del sistema de alumbrado público el monto de ¢66,7 millones por concepto de “gastos de gestión productiva”.

### **iii. Análisis de Resultados**

Los siguientes son los resultados obtenidos para el sistema de alumbrado público una vez que se realizaron las modificaciones explicadas en los puntos anteriores; se registra una disminución de un 15% en el total de gastos, respecto a los costos solicitados por el ICE en el periodo 2015, tal como se muestra en el cuadro a continuación:

**Cuadro # 19**  
**ICE –Sistema de Alumbrado Público**  
**Resumen de Costos y Gastos de Operación 2015**  
**(en millones de colones)**

<b>COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN</b>	<b>ICE</b>	<b>Aresep</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación Porcentual</b>
<i>Energía y Potencia alumbrado Operación y Mantenimiento Alumbrado Público</i>	6 954,8	5 742,6	(1 212,2)	-17%
<i>Servicios de regulación</i>	1 445,5	1 380,6	(64,8)	-4%
<i>Administrativos</i>	111,4	125,5	14,1	13%
<i>Seguros</i>	1 373,8	1 304,2	(69,5)	-5%
<i>Depreciación activos en operación</i>	14,5	13,8	(0,7)	-5%
<i>Absorción de partidas amortizables e intangibles</i>	516,8	485,0	(31,8)	-6%
<i>Depreciación otros activos en operación</i>	21,7	21,7	0,0	0%
<i>Gestión productiva</i>	98,6	84,0	(14,6)	-15%
<b>TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN</b>	<b>10 891,9</b>	<b>9 224,2</b>	<b>(1 667,7)</b>	<b>-15%</b>

**iv. 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 0,5% en sus tarifas a partir de su publicación, generando un rédito ajustado por plazo y redondeo del 7,39% para el año 2015.

**III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS**

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 2015 € 1 667 millones menores a los solicitados por el ICE (-15%). 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, gestión productiva, administrativos y operación y mantenimiento.
2. En cuanto a las inversiones o adición de activos para el año 2015, la Intendencia estimó € 816 millones menos que lo solicitado por el ICE (-54%).
3. La base tarifaria que ha reconocido la IE es inferior en € 630 millones a la base calculada por el ICE (-12,4%).
4. El ICE supuso en sus cálculos que el ajuste tarifario entraría a regir en enero del 2015, mientras que la IE estima que este entraría a regir en marzo del 2015. Este atraso se debió sobre todo al recurso de amparo interpuesto por AMCHAM que a la postre fue declarado sin lugar, pero que atrasó el proceso

*de fijación tarifaria en casi 2 meses. Este atraso implica que el ICE debe recuperar en un menor plazo (10 meses en vez de 12 meses) el ajuste que al final se considera como adecuado.*

- 5. Todo lo anterior implica que mientras el ICE solicita unos ingresos adicionales de ¢ 2 070 millones para el 2015, la IE recomienda aprobar ¢ 42 millones.*

*[...]*

## **V. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN**

*De acuerdo con el análisis que antecede y las limitaciones de información evidenciadas en el expediente ET-148-2014, se considera necesario que para el siguiente estudio tarifario correspondiente al servicio de alumbrado público que presta el ICE se cumplan con los siguientes requerimientos, en el caso de los cuadros solicitados (impresos y electrónicos) deben contener los totales para filas y columnas y estar debidamente vinculados y formulados entre ellos si así se amerita:*

- 1. Un informe que justifique los recursos financieros ejecutados y que fueron asignados en la última fijación tarifaria del último año calendario y del año en ejercicio con corte al mes inmediato anterior a la presentación de la petición tarifaria.*
- 2. Indicar, en lo que resulte pertinente, la relación del retiro de activos, con la adición de los mismos y para el próximo estudio tarifario el ICE debe presentar por cada proyecto el monto total de la inversión presupuestada y el cronograma de construcción o ejecución de la obra, así como la fecha de puesta en servicio de la obra total o puesta en servicio parcial cuando corresponda. En ese sentido debe adjuntar en una hoja electrónica la estructura funcional del proyecto, con el fin de dar seguimiento a las inversiones y adiciones. Así mismo, indicar la razón por la cual no se registran retiros en la cuenta Otros Activos para Construcción, adjuntar los datos y registrar adecuadamente los vínculos de las hojas electrónicas para su análisis.*
- 3. Explicar toda cifra negativa en las cuentas de inversiones, adiciones o similares, en forma particular y detallando su método de cálculo o estimación.*
- 4. Incluir en el cálculo de la base tarifaria y la revaluación de activos, todas las partidas de retiros y adiciones de activos reales y estimados deben venir con el mismo detalle que las cuentas de activo registradas en el balance general. El detalle debe incluir la separación de aquellos activos no sujetos a revaluación y depreciación; y aquellos utilizados en la operación y los utilizados en el proceso de inversión (construcción).*
- 5. Presentar el estudio de activos, de manera que las sumas se reflejen en los estados financieros, además; que contengan la información de los activos conciliados en sus respectivos auxiliares, de tal forma que estos sean los datos reales y que no sobrevalue la base tarifaria.*
- 6. Implementar la metodología de retiros de activos ligado a las inversiones (reemplazo y mantenimiento) según el instructivo de retiros de activos, indicado en el folio 3590 del ET-173-2010, y por consiguiente, se requiere que los retiros que se proyecten estén identificados y asociados a las inversiones y adiciones respectivas, de manera que estos activos se incluyan en la revaluación (restando en los cálculos según la metodología vigente). Los retiros deben estar identificados y desglosados por partida contable del activo fijo existente, así como debe desglosarse por separado las cifras monetarias para activo al costo, activo revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluada. El detalle aplica tanto para los activos en operación, como para los otros activos en operación (generales corporativos).*

- 7. Presentar una explicación detallada y demostración clara de los criterios aplicados para la obtención de la base tarifaria, que permitan la validación y análisis de cada uno de los elementos involucrados, tales como, el cálculo de la revaluación con la demostración de la obtención del índice y de los componentes a los activos (local y externo), el cálculo de la depreciación con el desglose de las tasas de depreciación reales aplicadas. En el mismo se debe indicar las fuentes de información utilizadas para validar los cálculos, detallando las partidas iniciales y los resultados obtenidos.*
- 8. Presentar para cada sistema el levantamiento de activos, que reflejen el saldo ajustado deduciendo el retiro de activos. Al respecto, debe remitir un informe de auditoría, cuyo alcance refleje la verificación de los ajustes y saldos de los activos incluidos en los estados financieros, de forma que estos muestren el valor razonable de los mismos conforme las NIFF's. Los montos depurados y ajustados que resulten de esa revisión deben constituir las cifras expuestas en los auxiliares de la institución, en sus valores tanto al costo como revaluado, para los activos en operación, otros activos en operación y sus respectivas depreciaciones.*
- 9. Presentar de forma separada aquellos activos que están en uso y que su vida útil es cero, de manera que sean fácilmente identificables para su exclusión en el cálculo de la revaluación de activos. Este detalle debe incorporarse en los cálculos de la revaluación de activos, depreciación y base tarifaria.*
- 10. Detallar los beneficios obtenidos de su participación en el Mercado Regional tanto exportando como importando. Al respecto, deberá detallar los excedentes colocados, los montos comprometidos, los precios de las transacciones y los países compradores y si fuera posible, también las empresas a las cuales se les ha comprado la energía.*
- 11. Remitir la actualización del informe: "Tasa de rédito para el desarrollo ICE-Sector Electricidad y los Sistemas de Generación, Transmisión, Distribución y Alumbrado Público", a la fecha lo más cercana posible con respecto al próximo estudio tarifario, de modo que se cuente con los datos actualizados del costo de la deuda para que estos reflejen del mejor modo posible la realidad de la empresa en los periodos cercanos al próximo estudio tarifario. Las fechas de corte de las variables a considerar en este estudio deben ser homogéneas.*
- 12. Presentar los costos de la empresa y las justificaciones de los montos anuales, de forma que sean comparables con las erogaciones incurridas en periodos anteriores. Al momento de presentar la solicitud de ajuste tarifario, deberá realizar un corte de la información al último mes disponible y proyectar los meses restantes, para completar el dato anual (ejemplo, datos reales a mayo y datos proyectados de junio a diciembre).*
- 13. Demostrar y justificar cualquier partida que presente un saldo negativo.*
- 14. Presentar un análisis vertical y horizontal de todos los gastos y para los gastos (relevantes) cuyo peso representa más del 5% del grupo de cuentas al que pertenece o su variación año con año sea superior a la inflación u otro indicador económico que aplique para el tipo de gasto (ejemplo: decretos de salarios mínimos, etc.), deberá remitir los comprobantes o documentos de respaldo que justifican las erogaciones incurridas para brindar el servicio eléctrico y los gastos que se prevé a futuro (ejemplo: facturas, contratos, proformas, estadísticas, planes de mantenimiento correctivos o preventivos, intención escrita para renovar contratos, entre otros). En el caso que un comprobante justifique dos o más partidas y/o grupos, éste debe referir a la matriz donde se evidencia la distribución y asignación de este costo entre las diferentes partidas.*
- 15. Incluir en una matriz de referencia (Anexos N° 4 y 5) las erogaciones (relevantes) incurridas o previstas para los años de estudio, indicando el grupo de cuenta al que pertenece y partida objeto de gasto que justifica, referir al documento de respaldo con el número de folio de la petición donde se incluye. Presentar el análisis de variaciones (de cada sistema) en una hoja de Excel, de forma que*

*muestre los datos de todos los periodos sujetos a estudio, (los años históricos, el año base de proyección y los años estimados), incorporar una columna que indique el número de folio y referencia de las justificaciones de cada periodo.*

- 16.** *Presentar de forma electrónica todos los cuadros que se presentan en el documento “análisis de variaciones” de las partidas.*
- 17.** *Incluir información sobre la forma en que se subsanan las limitaciones existentes en cuanto a la identificación y trazabilidad de los servicios que se registran en las partidas del grupo de cuentas denominado “contables”.*
- 18.** *Incluir en la conciliación de salarios, las remuneraciones que se originan por la prestación de servicios, a proyectos que posean condiciones contractuales que involucren la operación y mantenimiento dentro de la cuota del fideicomiso o arrendamiento; así como la prestación de servicios para participar en la construcción o desarrollo de proyectos para terceros.*
- 19.** *La conciliación de salarios debe identificar las erogaciones que resultan de la prestación de servicios interinstitucionales o a terceros, y/o los registros de remuneraciones que se cargan a las “cuentas 800”.*
- 20.** *Revelar la información que indica la NIC 38 para justificar el gasto “absorción de partidas amortizables e intangibles”, así como un detalle que muestre la fecha de adquisición del activo intangible, vida útil, descripción u objeto de éste, proyección de su amortización (que incluya las fechas de corte, visualizado de dos formas: a. detalle general consolidado y b. separado para cada uno de los sistemas) y la documentación necesaria para demostrar el gasto incurrido y la justificación técnica de las proyecciones (ejemplo, facturas, cotizaciones, contratos, etc.).*
- 21.** *Los intangibles propios de los segmentos “Gerencia” o “Corporación”, deben evidenciar la asignación a todas las actividades de la empresa (incluidos el sector de Telecomunicaciones y los servicios no regulados), para ello debe aportar los criterios y metodología de distribución.*
- 22.** *En el caso que la justificación de una partida refiera a órdenes de servicio, deberá indicar la fecha de inicio y cierre de éstas, el proyecto que origina el costo, así como cuantificar y demostrar el monto incluido en el documento.*
- 23.** *Un detalle de los gastos no recurrentes u ocasionales, separado por cuentas y partidas contables y e indicar aquellos gastos que por su naturaleza son de un periodo específico y no se van a dar en el próximo, en caso de excepciones si el gasto se contempla en varios periodos, indicar su justificación y el monto que corresponde a cada ejercicio.*
- 24.** *Vincular las adiciones (para un periodo específico), con el aumento en el valor asegurable incluido en los seguros de la empresa e indicar los tipos de cambio utilizados para su inclusión en moneda local.*
- 25.** *Presentar el plan de capacitación y de becas con sus respectivos costos (para el año base y proyectados).*
- 26.** *Presentar el soporte documental y detalle de la partida “seguros de riesgos profesionales”.*
- 27.** *Presentar el detalle de las transferencias corrientes, por ejemplo las transferencias a organismos, indicar la descripción y monto del gasto, para el año base y proyectados.*
- 28.** *Presentar un detalle de la partida “Otros servicios de gestión y apoyo”, que muestre el tipo de servicio, descripción y montos del año base y proyectados.*
- 29.** *Presentar una explicación de las erogaciones incluidas en las partidas “servicio de energía eléctrica”, “servicios de electricidad institucional” y “costo variable de combustible”.*

30. *Incluir dos subpartidas en la reserva de desarrollo para identificar el excedente de tal forma que agrupen los saldos positivos y negativos de forma separada.*
31. *Todos los cuadros incluidos en los informes remitidos a esta Intendencia (impresos y electrónicos) deben contener los totales para filas y columnas y debidamente vinculados.*
32. *Recordar al ICE que en los próximos estados financiero a presentar a esta Autoridad Reguladora debe considerar la separación de actividades de conformidad con lo establecido en la resolución RIE-013-2014.*

## **VI. CONCLUSIONES**

1. *El ICE solicitó fijar un incremento promedio en las tarifas del sistema de alumbrado público del 22,34%, a partir del 1 de enero del 2015, de tal manera que la tarifa pase de ¢ 3,79/kWh a ¢ 4,64/kWh.*
2. *Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se propone un aumento en las tarifas de alumbrado público del ICE, sobre la base sin combustibles, de un 0,5% a partir de la publicación de la respectiva resolución en La Gaceta.*
3. *Con esta propuesta la tarifa del sistema de alumbrado público pasaría de ¢ 3,79/kWh a ¢ 3,81/kWh.*

[...]

- II. *Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la audiencia pública, del oficio 306-IE-2015, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:*

[...]

## **IV. AUDIENCIA PÚBLICA**

*La Audiencia Pública se realizó, de conformidad con el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley N° 7593) y los artículos 45 y 49 del Reglamento de la cita Ley (Decreto N° 29732-MP).*

*De acuerdo con el oficio 0323-DGAU-2015/02420 correspondiente al informe de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, se recibieron las siguientes oposiciones al estudio tarifario propuesto por el ICE para el sistema de alumbrado público, las cuales se analizan de seguido.*

1. **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.*

*Observaciones: Presenta escrito según oficio DAEC-007-2015 (visible a folios 3157 al 3172).*

*Notificaciones: Al fax número 4000-8703*

- i. *Que el estudio, análisis y fijación tarifaria para el ICE se realice acorde con la coyuntura y circunstancias sociales y económicas, los indicadores económicos no corresponden con la situación económica interna y externa para el año 2015 según las más recientes pronósticos económicos. Agrega además que utilizar el*

*valor de las variables de costos operativos tal y como están valoradas en las solicitudes en este momento tiende a inflar los costos y gastos proyectados.*

*Al respecto, se le señala a la Defensoría que así se ha hecho en este caso, pues la solicitud tarifaria planteada por el ICE fue analizada con mucho detalle, ajustando todas las premisas económicas (especialmente inflación y tipo de cambio) de acuerdo con la información más reciente disponible a la fecha de la correspondiente audiencia pública, siendo el tipo de cambio un factor importante en algunas de las diferencias de los costos estimados. Se revisaron las cuentas y montos de los costos operativos y se estimaron de acuerdo con los criterios técnicos y económicos que se han indicado en cada caso, en procura de que estos reflejen de la mejor forma posible las circunstancias reales de cada tipo de gasto y en resguardo de los intereses de las partes (prestadores y usuarios del servicio público). Para ello se analizaron los gastos reales durante los periodos 2013 y 2014 (parcial), depurándolos para garantizar que no incluyen costos excesivos, no justificados o no recurrentes; luego se han estimado para los periodos de análisis.*

*ii. Plantea el desacuerdo que han manifestado algunos habitantes por el escaso tiempo otorgado para prepararse y presentarse a la audiencia pública, luego de que la Sala Constitucional suspendió el proceso original. La Defensoría considera que la ARESEP debió publicitar por los medios adecuados el lugar, la fecha y la hora de la nueva convocatoria a audiencia.*

*Tal y como se ha señalado en los antecedentes, fue la misma Sala Constitucional, mediante la resolución # 2014020769, la que ordenó a la Autoridad Reguladora que se reprogramara la audiencia pública en el menor plazo posible. En acatamiento de esta orden, la Dirección General de Atención al Usuario programó la correspondiente audiencia pública en el menor plazo posible, especialmente dada las implicaciones logísticas que tal acción requiere. Al respecto se debe tomar en cuenta que, en principio, para esta audiencia pública los interesados han tenido más tiempo para presentar sus posiciones (no menos como argumenta la Defensoría), pues el plazo efectivo se extendió dada la suspensión que inicialmente ordenó la Sala IV.*

*iii. Pide solicitar al ICE la presentación de nuevas solicitudes que consideren la situación económica total del año 2014 y las nuevas proyecciones de indicadores.*

*Tal y como se indicó en la respuesta al argumento i. las variables macroeconómicas fueran actualizadas por esta Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus funciones, y lo que resulta en diferencias significativas en algunos de los gastos tal y como se detalla en apartados anteriores.*

*iv. Con respecto al rédito para el desarrollo solicitado por el ICE la Defensoría solicita a la Autoridad Reguladora “definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor del rédito para el desarrollo para este servicio” (sobre todo si es menor al solicitado) y se ajuste el incremento tarifario solicitado acorde con esta circunstancia.*

*Así se ha hecho en esta propuesta tarifaria. Como parte del análisis tarifario que se efectúa en este caso, la Intendencia de Energía ajustó el rédito de desarrollo de acuerdo con la metodología usual en estos casos, la última información disponible para el sector eléctrico y los plazos en que entra a regir cada ajuste tarifario. Adicionalmente en el caso del Sistema de Transmisión se ajustó el rédito para el desarrollo para tomar en cuenta los requerimientos señalados por el mismo ICE que en este caso particular resultaban menores al rédito calculado.*

*v. Sobre el plan de inversiones se indica que el ICE ha subejecutado un alto porcentaje de las inversiones autorizadas por la Autoridad Reguladora.*

Lleva razón la Defensoría en cuanto a este aspecto. La metodología seguida por la Autoridad Reguladora considera este aspecto, de tal forma se ajustan las cifras de inversión para tomar en cuenta la ejecución real mostrada por el ICE en los últimos años.

vi. Se solicita “revisar la metodología utilizada para completar la estructura de costos del año 2014”. Igualmente manifiesta su oposición a la metodología empleada por el ICE para estimar el año base y las siguientes variaciones anuales en los costos, porque el año base no corresponde a cifras reales, sino que la mayor parte es estimada.

Lo indicado por la Defensoría también es de aplicación por parte de esta Autoridad Reguladora. Particularmente para realizar la proyección de gastos, se toma en cuenta la última información disponible en esta Autoridad, siendo más reciente que con la que el ICE plantea su solicitud.

vii. Indica que se considera que utilizar el Índice de Precios al Consumidor (IPC) para estimar los gastos y costos y hacer las proyecciones no es lo más indicado y recomienda utilizar el Índice de Precios al Productor Industrial (IPPI).

En principio, cada tipo de gasto debiera ajustarse en función de un índice específico o lo más cercano a la naturaleza de la cuenta; sin embargo, no existen índices de precios específicos que midan la evolución de ciertos tipos de costos. Ante esto, se debe recurrir a índices generales, como es el caso del Índice de Precios al Consumidor.

**2. Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica**, representada por el señor **Erick Rojas Salazar**, cédula número 107760168, en su condición de Gerente General; **Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruíz R.L. (Coopealfaro Ruíz R.L.)**, representada por el señor **Helbert Chaves Villalobos**, portador de la cédula de identidad número 204780236, en su condición de Gerente General, **Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (COOPELESCA R.L.)**, representada por **Omar Miranda Murillo**, gerente general, cédula número 501650019; **Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.**, cédula de persona jurídica número 3-101-042028, representada por el señor **Allan Benavides Vilchez**, cédula de identidad 401021032, en su condición de gerente con facultades de apoderado general sin límite de suma (visible a folios 2993 al 3003).

Observaciones: Presentan un escrito a nombre de todas las empresas indicadas, pero se rechazó a nombre de **Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L.**, y **Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (Coopesantos R.L.)**, debido a que el escrito no traía las firmas de los representantes de dichas empresas.

**Notificaciones:** Al correo electrónico: [ruben@zamoracr.com](mailto:ruben@zamoracr.com)

i. Consideran que “no parece razonable que teniendo proyecciones que muestran un crecimiento de la demanda del 2,56%, un tipo de cambio del colón respecto al US dólar muy estable y una inflación estimada en el programa monetario del Banco Central del 4%, se requiera aumentar las tarifas del sistema de generación un 19,24%.”

La solicitud presentada por el ICE ha sido analizada con mucho detalle en cada uno de sus aspectos: ingresos, gastos, inversiones, base tarifaria, tasa de rentabilidad, etc. En cada uno de estos aspectos se han hecho ajustes a los datos aportados inicialmente por el ICE, de acuerdo con los criterios técnicos que se han comentado en cada caso, de tal forma que los ajustes tarifarios que se recomiendan aprobar son menores que

los solicitados por el ICE. Los ajustes a varios ítemes de costo son resultado de la utilización de variables macroeconómicas diferentes a las utilizadas por el ICE en su petición, lo cual se detalla en secciones anteriores.

ii. Indican que las cifras mostradas son cuestionables y que le corresponde a la ARESEP una revisión cuidadosa, de además de lo indicado en el punto anterior, de la cantidad de generación por debajo de la capacidad real de las plantas.

Con respecto a las variables relacionadas con el balance de generación por fuente, es necesario aclarar que éstas afectan el monto del CVC, pero no directamente la petición que ahora se tramita. La Autoridad Reguladora tomará en cuenta estas variables en la oportunidad en que se ajuste el CVC.

iii. Indican que el ICE incumple con disposiciones que la ARESEP, tales como la separación contable y financiera del Centro de Control de Energía (CENCE) y la prevención hecha en el ET-145-2014 sobre la presentación de los costos e ingresos de la UEN PYSA de forma separada.

Cómo parte del proceso de admisibilidad se ha analizado el cumplimiento de los requerimientos pendientes. La separación de costos del CENCE y costos e los ingresos de la UEN PYSA se ha hecho con un nivel de detalle que permite la fijación que ahora se tramita, sin demerito de que en el futuro se establezcan nuevos criterios técnicos para su uso para fines tarifarios.

iv. También indican que las empresas tienen excedentes de energía en algunos momentos del año, que pueden ser aprovechados por el ICE, dando la posibilidad de tener acceso a energía a precios inferiores al costo de la energía térmica e incluso al de las importaciones que realiza el ICE.

Si las empresas distribuidoras tienen excedentes de energía en algunos momentos del año que pueden ser utilizados por el ICE u otra empresa, estos podrían ser comprados siempre que se cumplan con los aspectos legales que estas transacciones ameriten.

v. Solicitan revisar los aspectos por los cuales la ARESEP rechazó la solicitud tarifaria del ICE en el año 2013, que la ARESEP garantice que las ventajas tarifarias otorgadas por el ICE a sus usuarios directos, puedan ser aprovechadas por industrias ubicadas en todo el territorio nacional.

Adicional a lo comentado anteriormente, se indica que durante el proceso de admisibilidad formal de la solicitud tarifaria del ICE se ha analizado el cumplimiento de los requisitos exigidos en este caso, en cuenta la presentación de información suficiente para poder realizar los cálculos que se explican en el informe.

**3. 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, según oficio DE-0142-2014 del 11 de diciembre de 2014 (visible a folios 3013 al 3059).

Observaciones: Presenta escrito según oficio DE-0142-2014, hace uso de la palabra en la audiencia pública.

Notificaciones: A los correos electrónicos: [cmontenegro@cicr.com](mailto:cmontenegro@cicr.com), [lporras@cicr.com](mailto:lporras@cicr.com)

i. Consideran que por la subestimación de ingresos del 2014 debería rebajarse de las tarifas del 2015.

En la sección de proyección de la demanda e ingresos se detalla el procedimiento de cálculo de estas variables, incluyendo la demanda y los ingresos de operación. En el análisis efectuado, no se ha detectado que haya una utilidad extraordinaria o por encima de las estimaciones previas.

ii. Con relación al aumento en los ingresos y gasto indican que estos son desproporcionados y que corresponde a la ARESEP discriminar entre los gastos requeridos y los no requeridos.

La magnitud de las diferentes partidas de ingresos y gastos y sus ajustes en el tiempo, son explicadas en detalle en este informe. Cuando el ICE no justifica algún incremento o la justificación aportada no se considera razonable, la Intendencia de Energía ajusta los montos de acuerdo con los criterios técnicos que se detallan; pues es una preocupación constante de la Autoridad Reguladora velar porque los gastos incluidos en cada petición tarifaria se ajuste al principio de servicio al costo principio de servicio y los demás criterios y principios establecidos en la Ley 7593. Los gastos desproporcionados son ajustados con criterios técnicos de conformidad con el artículo 32 de la citada Ley.

iii. Señalan que si se está apostando a una mayor compra a los generadores privados e importaciones adicionales, esto "(...) tendrá que reflejarse en reducción en el consumo de combustibles, asunto no analizado en este expediente (...)".

Lleva razón la Cámara, mayores importaciones o compras a generadores privados deben reflejarse en menores gastos en combustibles, lo que afecta el cálculo del CVC y de importaciones aquí analizadas.

iv. En la parte de inversiones manifiestan su preocupación por los porcentajes tan bajos en la ejecución de las obras de inversión estimada.

Se comparte ampliamente la preocupación de la Cámara con respecto al porcentaje de ejecución de inversiones que reflejan las cifras de inversión. Es por esto que la metodología prevé un mecanismo para considerar esta subejecución en el cálculo tarifario. Así se ha hecho en este caso.

v. Solicita, con relación a los ingresos moderar el aumento solicitado ya que "este aumento pretendido en los ingresos nos parece desproporcionado, no guarda relación con el crecimiento de la demanda, con la situación del país, (...)".

El incremento recomendado en este informe es menor que el solicitado por el ICE, precisamente porque se han ajustado los datos sobre ingresos, gastos e inversiones que el ICE ha presentado, según lo indicado en las secciones anteriores.

vi. En la parte de alquileres operativos, solicitan "la emisión de una resolución especial de ARESEP para prorratear según la vida útil del activo la forma de incluir los alquileres operativos en la tarifa, en vista de que injustamente están afectando negativamente las tarifas de hoy y favoreciendo las del futuro. (...)". También agregan que a los alquileres operativos hay que darles respuesta por el peso que tienen en los costos de generación.

Con respecto a los alquileres operativos, su naturaleza, magnitud y evolución son analizados en detalle en cada estudio tarifario, dada lo significativo de este tipo de gasto. Compite esta Intendencia la preocupación de la Cámara de Industrias respecto al efecto que tiene este tipo de financiamientos a la equidad tarifaria generacional.

Como es de conocimiento de esa Cámara esta Intendencia hizo evidente el crecimiento e impacto en las tarifas que han tenido este tipo de alquileres operativos, mediante el informe 190-IE-2013, el cual dio origen a que se emitiera la Directriz Presidencial No. 48 del año 2013, que entre otras cosas incluye instrucciones a los jerarcas

*de instituciones públicas para reestructurar sus deudas y procurar mecanismos de financiamiento más acordes a los activos. A la fecha el ICE no ha realizado ningún cambio en las condiciones de esos financiamientos.*

*Se le hace saber a esa Cámara que el gasto de este tipo de financiamientos por disposición de la Ley 7593 (artículo 31) debe ser trasladado a las tarifas, sin que pueda esta Autoridad Reguladora vía una “resolución especial” disponer algo en contrario a la Ley.*

*Se le informa que con el fin de solventar esa situación, existe una iniciativa legislativa tramitada dentro del expediente 18898, para permitirle a la Aresep trasladar a la tarifa únicamente aquellos costos razonables de esos financiamientos e incluir en esos análisis los principios de equidad generacional.*

*vii. Con respecto a la ejecución de inversiones solicitan que la ARESEP establezca controles cruzados para evitar que lo otorgado en el rédito para el desarrollo no sea desviado para otros gastos no relacionados con inversiones.*

*Comparte esta Intendencia lo indicado por la Cámara, en ese sentido se le informa que actualmente se implementan diferentes mecanismos para el seguimiento adecuado del plan de inversiones que cada empresa regulada plantea en las solicitudes tarifarias, para prever duplicidades, sobredimensionamientos, incorporación de montos excesivos, etc, mediante la fiscalización a las mismas.*

*viii. En el sistema de transmisión solicitan moderar el aumento ya que lo consideran desproporcionado. También indican “agregar los ingresos por exportación o uso de la línea SEPAC, y exigir al ICE la presentación de un plan de exportación, pues SIEPAC ha subido los costos de la transmisión (...)”.*

*Se comparten los criterios señalados. Se han reducido los gastos con respecto a lo solicitado y tomado en cuenta los ingresos señalados, en lo que corresponde, según se ha explicado en la sección de análisis. Sobre la Línea SIEPAC es necesario indicar que esta no es propiedad del ICE, aunque el ICE es accionista de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), por lo que los ingresos por uso de la Línea no pueden considerarse como ingresos del ICE; aunque sí las eventuales utilidades distribuidas de la EPR.*

*ix. También indican que se deben incorporar parámetros de eficiencia y comparación con empresas similares con relación a los gastos.*

*La Intendencia de Energía (IE) está evaluando diferentes alternativas para poder realizar este tipo de comparaciones entre empresas. Proyectos como el de contabilidad regulatoria, unidades constructivas y el sistema de información regulatoria, los cuales están en ejecución, facilitará realizar este tipo de análisis en el mediano plazo. Igualmente se están analizando diferentes fuentes de información que permitan realizar comparaciones internacionales con respecto a ciertos parámetros de operación, costos y tarifas.*

*Con la información disponible sobre este tema es difícil hacer comparaciones válidas y útiles desde el punto de vista tarifario y regulatorio. Actualmente se puede acceder información de fuentes internacionales, tales como la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), la Agencia Internacional de Energía (AIE), etc. Sin embargo, existen serios problemas de comparabilidad en la información brindada por estas fuentes con respecto a costos y tarifas, debido a factores tales como: (a) las diferencias sustanciales en las matrices energéticas de cada país o región; (b) que a su vez puede estar influenciada por la dotación de recursos energéticos en cada país o región; (c) los precios relativos de los insumos y el poder de paridad de compra de cada país o región; (d) los subsidios que tienen diferentes tipos de usuarios en cada país o región, ( e) los impuestos y sobrecostos que tiene la generación eléctrica por medio de*

las diferentes fuentes; (f) posibles economías de alcance o de escala en la generación por diferentes fuentes, y (g) posibilidad de interconexión o integración eléctrica regional.

Aunque desde el punto de vista de competitividad puede ser relativamente fácil determinar que un país o región es más competitivo de otro, con solo comparar los precios finales disponibles al usuario; desde el punto de vista tarifario y regulatorio la comparación no es tan sencilla, debido a que las tarifas están determinados por factores como los señalados anteriormente.

**4. Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía**, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg, cédula 800310074, en condición de Presidente de la Junta Directa, y el señor Carlos Roldán Villalobos cédula 401380436, autorizado para presentar posición en la audiencia pública (visible a folios 3173 al 3197).

Observaciones: Presenta escrito suscrito por el señor Carlos Roldán Villalobos según oficio DE-001-2015.

Notificaciones: Al fax: 2592-5151, correo electrónico: [dejecutiva@acograce.com](mailto:dejecutiva@acograce.com)

i. Considera que el tipo de cambio que debería utilizar el ICE, en la estimación de los gastos, es "(...) el valor final del mes anterior a la audiencia el cual corresponde a un valor de 545,53 col/US\$ (...)" y no el de 577,07 col/US\$ y esto reduciría los rubros de importaciones de energía, compra de generadores privados, alquileres operativos, costos de la línea del SIEPAC y seguros.

Lleva razón el opositor, de tal manera que la Intendencia de Energía (IE) ha ajustado el tipo de cambio y los demás parámetros económicos a cifras más realistas y actualizadas, de tal forma que esto ha contribuido a recomendar que el ajuste tarifario sea menor que el solicitado.

ii. Indica que de acuerdo con el balance energético las pretensiones del ICE de exportar en el año 2015 tan solo 31,9 GWh son extraordinariamente conservadoras considerando que ya para el pasado 13 de enero había logrado exportar el 44% de esta meta (13,96 GWh).

Lleva razón el opositor al considerar como conservadoras las proyecciones realizadas por el ICE en cuanto a las exportaciones de energía, por lo que las proyecciones de importaciones y exportaciones de energía han sido ajustadas de acuerdo con los criterios técnicos que se han comentado en la correspondiente sección de este informe, de tal forma que se ajusten a la realidad de ese mercado. Durante el resto del año se le debe dar un seguimiento detallado a estas cuentas (exportaciones e importaciones de energía), dado la volatilidad de las mismas y la imposibilidad de hacer proyecciones certeras sobre su evolución, al depender de muchas otras variables explicativas. En los últimos meses, el área de mercados de la Intendencia de Energía (IE) ha implementado una serie de controles sobre la evolución del mercado regional y las transacciones que realiza el ICE en ese mercado.

iii. Se refiere que al comparar la generación mensual que estima el ICE con los promedios reales históricos del periodo enero 2000 a agosto 2014 existe una subestimación de 1 091,9 GWh que equivale a un 11,2% de la capacidad de generación de estas plantas.

Las estimaciones de generación por fuente que realiza esta Intendencia se explican en la correspondiente sección de este informe y son independientes de las proyecciones que realiza el ICE en su solicitud tarifaria. Sin embargo, es necesario tomar en cuenta que, por su misma naturaleza, se trata de variables de difícil estimación. Justamente por estas razones, se creó la metodología de CVC que ajusta las tarifas trimestralmente en función de la evolución de los costos de la generación térmica (costo variable), pues el resto de generación tiene costos mayormente fijos. Por otra parte, se debe indicar que las posibles

subestimaciones en las variables relacionadas con generación, no afectarían directamente la fijación tarifaria que ahora se tramita, sino el componente de CVC, por lo cual se revisarán en fijaciones bajo el marco de esa metodología.

iv. Al corregir los balances mensuales utilizando la generación promedio real del periodo 2000-2013, se demuestra que las importaciones de energía serán de apenas 7,9 GWh, lo que equivale a apenas un 5,98% de lo estimado por el ICE originalmente. También se observa que las exportaciones de electricidad podrían alcanzar los 762,7 GWh que a precio de 0,14 US\$/kWh, representan 58 249,5 millones de colones; casi 24 veces lo proyectado por el ICE para el 2015 (...).

Lleva razón el opositor, al externar dudas sobre las cifras presentadas por el ICE con respecto a las importaciones y exportaciones de energía, y el efecto que estas pueden tener sobre las tarifas. Es por esto que la Intendencia, después del respectivo análisis técnico, considera en sus estimaciones montos mayores en las exportaciones y menores en las importaciones. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que estas dos variables, por su naturaleza técnica y comercial, son difíciles de prever, tanto en lo que respecta a las unidades físicas, como a los precios del mercado. Lo primero por depender de variables tan complejas como las ambientales, las restricciones técnicas, etc. y las segundas por depender de variables comerciales de un mercado regional competitivo de difícil estimación.

v. Según la estimación de la ACOGRACE de la generación térmica, las importaciones y exportaciones de electricidad para el año 2015, la generación térmica sería apenas de 427,9 GWh, que de acuerdo con el consumo específico de la Planta Garabito y los precios proyectados del fuel oil a partir de febrero de 2015, lo que equivale apenas a un 41% de los 58 281 millones de colones que aprobó la ARESEP en la resolución RIE-098-2014 (...).

Este tema se analizará detalladamente a la hora de estimar el CVC y la verificación del mismo se incluirá en futuras aplicaciones de esa metodología, pero no en el trámite de la actual petición tarifaria.

vi. Se refieren a que ajustando el Estado de Ingresos y Gastos del ICE con el tipo de cambio actual y el rubro de importaciones y exportaciones se tiene que con las tarifas actuales el ICE (consolidado) estaría recibiendo un excedente de operación de 126 822,4 millones de colones.

El resultado final del ajuste tarifario depende de muchas variables, tales como las ventas esperadas, el comportamiento de los ingresos esperados, la evolución de cada tipo de gasto, las adiciones de nuevos activos en cada sector, la tasa de rentabilidad que se llegue a determinar cómo razonable, etc. La combinación de todos estos factores son los que determinan las tarifas que se aprobarían en este caso, y que se explican en detalle en este informe.

vii. ACOGRACE concluye lo siguiente: "1. El balance energético debe ser recalculado, 2. Se deben ajustar los costos con tipos de cambio vigentes, 3. Se deberían establecer metas de exportación, 4. Evaluar si el excedente de operación es razonable"

Lleva razón el opositor en cuanto a estos temas. Cada uno de ellos ha sido evaluado detalladamente, pues aunque no se ha fijado una meta en materia de exportaciones de energía, estas han sido estimadas de acuerdo con criterios más realistas que los indicados por el ICE y se le da un seguimiento mensual detallado.

**5. Vidriera Centroamericana S.A.**, cédula jurídica número 3-101-021291, representada por el Sr. José Luis Barrios Escobar, en su condición de Gerente General con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma.

Notificaciones: al correo electrónico [jbarrios@grupovical.com](mailto:jbarrios@grupovical.com).

*i. Manifiestan que presentan oposición a que la tarifa en la franja de la media tensión B (T-MTb) se mantenga en las condiciones establecidas inicialmente de 0,10 dólares por kilowatt, incluyendo el costo variable de combustible, ya que según la propuesta pasaría a 0,11 dólares por kilowatt, además solicitan que para el manejo del costo variable de combustible se les de las mismas condiciones que la tarifa TUD, alta tensión.*

*La solicitud presentada por el ICE ha sido analizada con mucho detalle en cada uno de sus aspectos: ingresos, gastos, inversiones, base tarifaria, tasa de rentabilidad, etc. En cada uno de estos aspectos se han hecho ajustes a los datos aportados inicialmente por el ICE, de acuerdo con los criterios técnicos que se han comentado en cada caso, de tal forma que los ajustes tarifarios que se recomiendan aprobar son menores que los solicitados por el ICE. Los ajustes a varios ítems de costo son resultado de la utilización de variables macroeconómicas diferentes a las utilizadas por el ICE en su petición, lo cual se detalla en secciones anteriores.*

*En cuanto al tratamiento que solicita para la tarifa T-MT respecto al traslado de CVC el mismo se analizará al momento de aplicación de dicha metodología.*

[...]

- III. Que de conformidad con los resultandos, considerandos precedentes y el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas eléctricas, tal y como se dispone.

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

- I. Fijar la tarifa del servicio de alumbrado público que presta el ICE a partir del 1 de marzo de 2015, en ¢ 3,81 por kWh.
- II. Mantener las descripciones de los pliegos tarifarios fijados en la resolución 1031-RCR-2012.
- III. Indicarle al ICE que como parte de la justificación de las próximas solicitudes tarifarias del servicio de alumbrado público, deberá presentar la información indicada en el apartado V del considerando I de esta resolución.
- IV. Tener como respuesta a las oposiciones presentadas, el análisis efectuado en el considerando II de esta resolución y agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.

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, al que 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 inmediato 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 ENERGIA

ECA

1 vez.—O. C. N° 8377-2015.—Solicitud N° 28167.—C-2195040.—(IN2015013081).

**RRGA-001-2015**  
**A las 8:00 horas del 19 de febrero de 2015**

**APROBACIÓN DEL CONTRATO DE CONEXIÓN Y PROCEDIMIENTO PARA LA PUESTA EN  
SERVICIO DE GENERADORES A PEQUEÑA A ESCALA PARA AUTOCONSUMO  
OT-125-2014**

**CONSIDERANDO:**

- I. Que de conformidad con el artículo 5 de la ley 7593, la Autoridad Reguladora de los Servicios Público, debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que se brinde el suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.
- II. Que el 31 de marzo de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Regulatoria, mediante acuerdo 01-19-2014, de la sesión extraordinaria 19-2014, dispuso aprobar la norma técnica denominada AR-NT-POASEN "Planeamiento, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional". Dicha norma fue publicada en la Gaceta N° 69 del 8 de abril de 2014.
- III. Que la norma AR-NT-POASEN "Planeamiento, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional", establece en capítulo XII las condiciones técnicas, comerciales y tarifarias con que se regula la interconexión y operación de instalación de generación a pequeña escala para autoconsumo.
- IV. Que en la norma AR-NT-POASEN se especifica en los artículos 130 y 134 que la Autoridad Reguladora aprobará el prototipo de contrato de conexión entre un generador a pequeña escala y la empresa distribuidora de electricidad, así como el procedimiento para la solicitud, estudio, aprobación y puesta en servicio de las conexiones de las instalaciones de generación a pequeña escala para autoconsumo.
- V. Que de conformidad con lo establecido en los artículos 130 y 134, las empresas eléctricas remitieron a la Intendencia de Energía, sus propuestas de prototipo de contrato de conexión entre un generador a pequeña escala y la empresa distribuidora, así como el procedimiento de solicitud, estudio, aprobación y puesta en servicio de las conexiones de instalaciones de generación a pequeña escala.
- VI. Que la Intendencia de Energía con base en las propuestas de las empresas distribuidoras, confeccionó una propuesta de prototipo estándar de contrato de conexión y de procedimiento de solicitud, estudio, aprobación y puesta en servicio de las conexiones de instalaciones de generación a pequeña escala para autoconsumo, con el fin de estandarizar a nivel nacional dichos instrumentos y se brinde a los abonados y usuarios del servicio eléctrico, un tratamiento igualitario y sin

discriminación en la interconexión y puesta en servicio de instalaciones de generación a pequeña escala para autoconsumo.

- VII. Que la Intendencia de Energía sometió a consulta, entre las empresas eléctricas y grupos interesados en la generación a pequeña escala, las propuestas de prototipo estándar de contrato de conexión y de procedimiento de solicitud, estudio, aprobación y puesta en servicio de las conexiones de instalaciones de generación a pequeña escala para autoconsumo; y consideró las observaciones externadas por las empresas eléctricas y grupos de interesados en la generación a pequeña escala, de acuerdo con los objetivos regulatorios.
- VIII. Que mediante oficios 1638- IE-2014 y 1734-IE-2014, la Intendencia de Energía remitió al despacho del Regulador General, las propuestas del prototipo estándar, para todas las empresas distribuidoras, de contrato de conexión entre un generador a pequeña escala y la empresa distribuidora de electricidad, así como el procedimiento para la solicitud, estudio, aprobación y puesta en servicio de las conexiones de las instalaciones de generación a pequeña escala para autoconsumo.
- IX. Que mediante oficios 1017-DGAJR-2014 y 0102-DGAJR-2015 la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, se refirió a las propuestas indicadas en el punto anterior.
- X. Que en ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell el 19 de febrero del 2015, con motivo de su participación en el taller técnico “Corredor Centroamericano de Energía Limpia, organizada por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), que se llevará a cabo en El Salvador, comparece en este acto la señora GRETTEL LÓPEZ CASTRO, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.

**POR TANTO**  
**LA REGULADORA GENERAL ADJUNTA**  
**RESUELVE:**

- I. Aprobar el siguiente contrato prototipo de conexión y procedimiento de solicitud, estudio, aprobación y puesta en servicio de las instalaciones de generación a pequeña escala para autoconsumo:

**“CONTRATO DE INTERCONEXION Y OPERACIÓN EN PARALELO DE UNA INSTALACIÓN DE  
GENERACION A PEQUEÑA ESCALA PARA AUTOCONSUMO.  
(CC-IGPEAC-xx)**

---

Entre nosotros, \_\_\_\_\_, mayor, \_\_\_\_\_ (estado civil),  
\_\_\_\_\_ (profesión), portador de la cédula de identidad número \_\_\_\_\_,  
vecino de \_\_\_\_\_, en mi condición de representante y con facultades para suscribir el  
presente contrato en nombre de \_\_\_\_\_ (empresa distribuidora), con cédula  
jurídica \_\_\_\_\_, en adelante “LA DISTRIBUIDORA”, y el señor  
\_\_\_\_\_, vecino de \_\_\_\_\_ y  
portador de la cédula de identidad número \_\_\_\_\_, en condición:

( ) personal;

( ) de representante legal de \_\_\_\_\_ (empresa) con cédula jurídica  
\_\_\_\_\_, tal y como consta mediante certificación de personería adjunta, en  
adelante “ABONADO O USUARIO”, acordamos firmar el presente Contrato de Interconexión y  
operación en paralelo de un sistema o instalación de generación a pequeña escala para  
autoconsumo, para el servicio eléctrico en la N° \_\_\_\_\_, en la localización N°  
\_\_\_\_\_, el cual se registrará por los antecedentes y cláusulas siguientes:

**DEFINICIONES.**

Para todos los efectos de este Contrato se tendrán las siguientes definiciones como únicas y válidas:

**Abonado:** persona física o jurídica que ha suscrito o aceptado uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

**Acometida eléctrica:** los conductores, accesorios y equipo para la conexión de la red de distribución de la empresa de energía eléctrica con la red eléctrica interna del edificio o de la propiedad servida. Está conformada por los conductores de acometida, los conductores de entrada, el sistema de medición, el sistema de desconexión y el sistema de puesta a tierra, así como las bóvedas u otros tipos de montajes para el albergue de los transformadores en el caso de acometidas a media tensión.

**Autoconsumo:** es el aprovechamiento de la energía generada por su propio sistema, para ser usada exclusivamente en su propia demanda.

**Autoridad Reguladora:** Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Ente Regulador.

**Baja tensión (abreviatura BT):** nivel de tensión igual o menor a 1kV.

**Calidad del suministro eléctrico:** comprende las características de amplitud, frecuencia y forma de onda de la tensión utilizada para la entrega de la energía a los abonados o usuarios.

**Concesión:** es la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica.

**Condición normal:** Estado de un sistema de potencia que se encuentra operando dentro de los parámetros de calidad y seguridad exigidos y sin déficit de energía, exceptuando las interrupciones por mantenimiento programados.

**Confiabilidad:** Es la capacidad de un sistema eléctrico de seguir abasteciendo energía a una área, ante la presencia de cambios temporales en su topología o estructura (salida de líneas de transmisión y distribución, subestaciones, centrales eléctricas, etc.).

**Consumo neto:** Es la diferencia entre el consumo mensual del servicio eléctrico en el que se encuentra instalado el micro o mini generador y la energía producida y entregada a la empresa distribuidora por parte del generador. Es positivo, cuando el consumo es mayor que lo producido por el micro o mini generador; es cero, cuando la energía producida iguala el consumo; y negativo, cuando existe un excedente de producción con respecto al consumo.

**Contingencia:** Es la salida de operación o desconexión de uno o más componentes del sistema eléctrico de distribución.

**Continuidad del suministro eléctrico:** Medida de la continuidad (libre de interrupciones) con la que se brinda la energía, para su utilización.

**Contrato de conexión:** Acto administrativo entre la empresa distribuidora con un interesado (abonado o usuario en baja o media tensión con generación a pequeña escala para autoconsumo), en donde se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el acceso, supervisión y operación integrada con la red de distribución, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes.

**Criterios de seguridad operativa:** Conjunto de definiciones y reglas que establecen como se debe desempeñar el sistema eléctrico de distribución en condiciones normales de operación y contingencia.

**Empresa distribuidora:** empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

**Empresa eléctrica:** persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

**Energía renovable:** Cualquier energía que es generada en un corto periodo de tiempo y obtenida directamente del Sol (Solar Térmica, Fotoquímica o Fotoeléctrica), indirectamente del Sol (como el viento, hidroeléctrica, fotosintética obtenida de la biomasa, incluyendo el biogás y la conversión por plasma) o por algún otro movimiento natural y mecanismos del ambiente (como geotérmica o de mareas). Las energías renovables no incluyen las derivadas de combustibles fósiles, de desechos de combustibles fósiles o de desechos de origen inorgánico.

**Falla:** Cese de la capacidad o aptitud de un elemento o sistema para realizar la función para la que fue concebido.

**Frecuencia de la tensión:** tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión, medida durante un segundo.

**Generación a pequeña escala para autoconsumo:** Generación de energía eléctrica en instalaciones con potencias menores o iguales a 1000 kVA, realizada a partir de fuentes renovables, y en el sitio de consumo, con el fin de satisfacer las necesidades energéticas propias del abonado-usuario interactuando con la red de distribución, con la opción de comprar-vender, al precio que determine la Autoridad Reguladora, o intercambiar excedentes de producción con la empresa distribuidora, de hasta un 49 % de la energía mensual producida, en cualquiera de los dos casos, con la red de distribución eléctrica.

**Línea de distribución:** Disposición de apoyos, ductos, conductores, aisladores y accesorios para distribuir electricidad, en forma aérea o subterránea, para su uso final, en media y baja tensión.

**Micro generador:** Generadores de energía eléctrica con una potencia de generación inferior o igual a 100 kVA.

**Mini generador:** Generadores de energía eléctrica con una potencia de generación superior a 100 kVA e inferior o igual a 1000 kVA.

**Norma técnica:** Precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que definen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

**Punto de conexión:** Lugar topológico donde se enlaza la red del usuario con el Sistema Eléctrico Nacional.

**Punto de entrega o Punto de acople común:** El punto de entrega es el sistema de barras de la subestación donde se conecta el generador o usuario con la red de transmisión nacional o el punto en la red de distribución en donde se conecta el generador. En el caso de generadores de pequeña escala para autoconsumo el punto de entrega es el definido en la normativa técnica aplicable a acometidas.

**Punto de Medición:** El punto de medición es el nodo de la red de transmisión o distribución donde se instala el sistema de medición.

**Red de distribución:** es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.

**Seguridad operativa:** Aplicación metódica de criterios y procedimientos en la planificación, diseño y operación del Sistema Eléctrico Nacional, con el objetivo de que pueda soportar los tipos de contingencias consideradas en los criterios de seguridad operativa, manteniendo una operación estable y limitando las consecuencias derivadas del evento o contingencia.

**Sistema de medición:** es el conjunto de equipos y materiales (contadores de energía, alambrado, dispositivo de comunicación, transformadores de potencial y corriente) que se utiliza para la medición y registro de la energía y potencia requerida en un servicio eléctrico.

**Sistema de protección:** Es el grupo de equipos (transformadores de instrumento, relés, etc.) que en conjunto se utilizan para la protección de equipos o elementos de una red eléctrica.

**Usuario:** persona física o jurídica, que hace uso del Sistema eléctrico Nacional.

**Acrónimos:**

**IGPEAC:** Instalación de generación a pequeña escala para autoconsumo

#### **CLÁUSULA PRIMERA: OBJETO.**

El objetivo de este Contrato es definir las condiciones técnicas, legales y comerciales que regulan la interconexión y la operación en paralelo con la red de distribución eléctrica, de las instalaciones o sistemas de generación a pequeña escala para autoconsumo, de los abonados o usuarios autorizados por el abonado para incorporar una IGPEAC en el servicio eléctrico, actuales o futuros de La Distribuidora que deseen hacerlo de conformidad con el capítulo XII de la norma técnica AR-NT-POASEN, la cual desde ya aceptan las partes como obligatoria en todos sus extremos así como en todas las modificaciones, cambios de redacción, enfoques, ampliaciones o disminuciones que la misma pudiese sufrir durante la vigencia del presente Contrato.

#### **CLÁUSULA SEGUNDA: NATURALEZA ACCESORIA.**

Este es un contrato de naturaleza accesoria al contrato de suministro eléctrico que existe entre LA DISTRIBUIDORA y EL ABONADO O USUARIO; y durante su vigencia solo modifica ese contrato en cuanto a la forma de facturación mensual de los servicios que se suministra, conservándose íntegramente las demás obligaciones que en ese contrato principal se establecen; por lo que la terminación de este contrato o su incumplimiento no afecta la validez y vigencia de aquel contrato.

**CLÁUSULA TERCERA: ALCANCE.**

Dentro de los puntos a incluir en el presente contrato se tienen: Definiciones, normas jurídicas aplicables, régimen contractual, equipamiento y especificaciones de los equipos a conectar, obligaciones del generador y del distribuidor, condiciones técnicas de operación, conexión, mantenimiento, protección, desconexión, facturación, liquidación, tarifas, requisitos de conexión, condiciones de acceso a las instalaciones del generador a pequeña escala para autoconsumo, concesión, daños y perjuicios y ambiente.

**CLÁUSULA CUARTA: LEGISLACIÓN Y NORMATIVA APLICABLE.**

Este contrato de regirá por las leyes, reglamentos, decretos y normas técnicas y económicas emitidas por las autoridades competentes y que se encuentren vigentes en Costa Rica, a saber:

- Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)
- Calidad del Voltaje de suministro (AR-NTCVS)
- Uso, Funcionamiento y Control de Contadores de Energía Eléctrica (AR-NTCON)
- Calidad del Suministro Eléctrico (AR-NTCSE)
- Instalación y Equipamiento de Acometidas (AR-NTACO)
- Reglamento de Oficialización del código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y de la Propiedad (Decreto ejecutivo N°36979-MEIC).

Además de lo citado anteriormente debe cumplirse y acatarse los REQUISITOS TÉCNICOS indicados en el Anexo I (Procedimiento para la puesta en servicio de micros y mini generadores ()), los cuales deben estar conforme con el marco técnico establecido en el Capítulo XII de la norma AR-NT-POASEN.

Es entendido y aceptado por ambas partes que, esta relación contractual respetará tanto las leyes y normas actuales, así como las modificaciones que éstas puedan llegar a sufrir y aquellas normas, reglamentos, decretos o leyes que se promulguen y sean aplicables. Si por alguna circunstancia este Contrato resultare inaplicable o ilegal a futuro, ambas partes quedan liberadas de toda responsabilidad contractual y extracontractual respecto de la otra.

**CLAUSULA QUINTA: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA A INSTALAR.**

La instalación de generación a pequeña escala para autoconsumo (IGPEAC) que posee EL ABONADO O USUARIO debe cumplir con las condiciones y características técnicas descritas en el Anexo N°1 del Contrato ((Procedimiento para la puesta en servicio de micros y mini generadores) y se compone de los siguientes elementos:

---

---

---

Además de la descripción anteriormente detallada, formará parte integral de la misma los documentos técnicos solicitados por LA DISTRIBUIDORA y aportados por el ABONADO O USUARIO, como requisitos para la solicitud y aprobación de conexión de la IGPEAC.

#### **CLÁUSULA SEXTA: PUNTO DE ENTREGA**

El punto de entrega, para efectos comerciales, técnicos y de responsabilidad, de EL ABONADO O USUARIO con la red de distribución, será lugar topológico donde se entrega la energía eléctrica a una instalación para su aprovechamiento. En particular para este contrato, el punto de entrega es:

\_\_\_ Los terminales de carga del contador de energía bidireccional.

\_\_\_ Los terminales de carga del medio de desconexión que instale la empresa eléctrica en la acometida.

#### **CLÁUSULA SEPTIMA: DE LAS OBRAS, EQUIPOS, Y LÍMITES QUE FORMAN PARTE DE LA CONEXIÓN.**

##### **1. Equipamiento y obras**

Las inversiones necesarias para la construcción de instalaciones o equipos que técnicamente sean utilizados para la interconexión y operación en paralelo de las IGPEAC, estarán a cargo de la empresa eléctrica y los gastos correrán por cuenta del ABONADO O USUARIO, de conformidad con lo establecido en los artículos 127,128, y 154, de la norma AR-NT-POASEN. Asimismo, estará a cargo de la empresa eléctrica y a cuenta del ABONADO O USUARIO cualquier modificación que sea necesario realizar a las instalaciones existentes para lograr la interconexión

##### **2. Plazo para instalación y puesta en servicio**

Cuando existan limitaciones de acceso para la generación a pequeña escala como lo establece el AR-NT-POASEN, El ABONADO O USUARIO se compromete a instalar y construir la IGPEAC en un plazo máximo de seis meses. En caso contrario, se dará por finalizado el Contrato y la capacidad estará disponible para el siguiente ABONADO O USUARIO en lista de espera o para nuevas solicitudes según sea el caso.

#### **CLÁUSULA OCTAVA: OBLIGACIONES DE EL ABONADO O USUARIO.**

Para efectos de este Contrato se tendrán las siguientes obligaciones por parte de EL ABONADO O USUARIO:

- a. El ABONADO O USUARIO entiende y acepta que la IGPEAC debe desconectarse de la red eléctrica de la DISTRIBUIDORA de forma segura, instantánea y automática, cuando se presenten problemas de voltaje, frecuencia o falta de energía eléctrica por

parte de LA DISTRIBUIDORA, según los REQUISITOS TÉCNICOS establecidos en el Anexo N°1 del Contrato (RT-IGPEAC)

- b. El ABONADO O USUARIO debe cumplir con todas las disposiciones establecidas en este Contrato, los REQUISITOS TÉCNICOS del Anexo 1 y las Normas Jurídicas estipuladas en la CLAUSULA CUARTA.
- c. El ABONADO O USUARIO tiene la responsabilidad de construir, operar, mantener y reparar la IGPEAC para asegurar que cumple con los estándares de interconexión certificados por el diseñador y por el fabricante, y aprobado por LA DISTRIBUIDORA.
- d. El ABONADO O USUARIO debe permitirle y facilitarle a LA DISTRIBUIDORA el acceso para efectuar inspecciones y pruebas que verifiquen el buen estado de las instalaciones y el funcionamiento seguro de la IGPEAC, en aras de garantizar la seguridad operativa y el resguardo de la calidad del suministro eléctrico, tomar lecturas y supervisar dicho sistema.
- e. El ABONADO O USUARIO deberá de adquirir y mantener una póliza de responsabilidad civil, si así lo requiere LA DISTRIBUIDORA, por los daños que la IGPEAC pueda ocasionar a LA DISTRIBUIDORA o a terceros por fallas en los equipos que instaló o por manipulaciones que realicen, el ABONADO O USUARIO o un tercero, a la IGPEAC. Dicha póliza deberá ser suficiente para cubrir los daños económicos que pueda causar la IGPEAC en caso de mal funcionamiento y que afecte la propiedad o servicios de suministro eléctrico de los ABONADOS O USUSARIOS conectados a la red de distribución.
- f. El ABONADO O USUARIO deberá asumir el costo de las adecuaciones de la red de baja tensión en caso de ser requeridas, para la conexión de un sistema de generación, cuando la capacidad nominal del sistema de generación sea superior a una potencia nominal de 50 KVA; así como la inspección, valoración e instalación de los equipos necesarios.
- g. El ABONADO O USUARIO tiene la responsabilidad de gestionar y obtener todos los permisos y autorizaciones que legalmente sean aplicables para construir y operar la IGPEAC según la fuente de generación y tecnología del sistema.
- h. El ABONADO O USUARIO será el responsable de adecuar la instalación eléctrica de manera que se pueda instalar el sistema de medición y registro de la energía generada y consumida, cumpliendo con las normativas estipuladas en la CLÁUSULA CUARTA de este Contrato.
- i. El ABONADO O USUARIO deberá garantizar a LA DISTRIBUIDORA el acceso al sistema de medición para el registro de la energía generada por la IGPEAC, y la energía consumida en el inmueble asociado el servicio eléctrico con generación a pequeña escala para autoconsumo.
- j. EL ABONADO O USUARIO deberá cancelar los costos de interconexión y acceso establecidos en la norma AR-NT-POASEN.

#### **CLÁUSULA NOVENA: OBLIGACIONES DE LA DISTRIBUIDORA**

Para efectos de este Contrato se tendrán las siguientes obligaciones para LA DISTRIBUIDORA:

- a. LA DISTRIBUIDORA debe cumplir con todas las disposiciones establecidas en este Contrato
- b. LA DISTRIBUIDORA deberá coordinar con EL ABONADO O USUARIO las inspecciones y pruebas que verifiquen el buen estado de las instalaciones y el funcionamiento seguro de la IGPEAC.
- c. Liquidar anualmente conforme lo establezca la norma AR-NT-POASEN, los excedentes de producción si hubiera saldo a favor del ABONADO O USUARIO, según sea la modalidad contractual pactada entre las partes.

#### **CLÁUSULA DÉCIMA: MODALIDAD CONTRACTUAL.**

Para la interconexión y operación en paralelo de un micro o mini generador en paralelo con la red de distribución que pueda o no suministrar energía a la red de distribución de LA DISTRIBUIDORA, EL ABONADO O USUARIO opta por el siguiente régimen contractual, mismo que LA DISTRIBUIDORA utilizará para facturar la energía consumida y entregada por ABONADO O USUARIO.

##### **( ) Medición Neta Sencilla con compensación física de excedentes (intercambio).**

Cuando EL ABONADO O USUARIO acumula el excedente mensual de energía (kWh) producida, si existiese, para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo año establecido en la norma AR-NT-POASEN. El excedente anual, si existiera, no será reconocido por LA DISTRIBUIDORA en años posteriores al vencido.

En cada mes LA DISTRIBUIDORA descontará del consumo de EL ABONADO O USUARIO la energía acumulada del mes o meses anteriores y cobrará a EL ABONADO O USUARIO el costo de acceso a la red aprobado por ARESEP, independientemente de que el consumo neto del mes facturado sea cero, o que exista un consumo neto menor a cero o un consumo neto mayor a cero que pueda compensarse del excedente de producción acumulado de meses anteriores.

##### **( ) Medición Neta Completa, con liquidación anual (venta de excedentes).**

Cuando EL ABONADO O USUARIO acumula el excedente mensual de energía producida para utilizarlo en el mes o meses siguientes. El saldo anual de excedentes, si existiese, será comprado por LA DISTRIBUIDORA, en una liquidación anual de acuerdo con lo indicado por la norma AR-NT-POASEN.

En cada mes LA DISTRIBUIDORA descontará del consumo de EL ABONADO O USUARIO la energía acumulada del mes o meses anteriores y cobrará a EL ABONADO O USUARIO el costo de acceso a la red aprobado por ARESEP, independientemente de que el consumo neto del mes facturado sea cero, o que exista un consumo neto menor a cero o un consumo neto mayor a cero que pueda compensarse del excedente de producción acumulado de meses anteriores.

**CLÁUSULA DÉCIMA PRIMERA: DE LAS OBRAS, EQUIPOS Y LÍMITES FÍSICOS QUE FORMAN LA PROPIEDAD DE LA CONEXIÓN**

Los equipos que forman parte de la IGPEAC son propiedad de EL ABONADO O USUARIO, salvo el sistema de medición.

**CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA: OPERACIÓN DE LA IGPEAC EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN.**

Cuando existan las condiciones normales de operación de la red de LA DISTRIBUIDORA, la IGPEAC deberá operar de tal forma que se cumpla con las especificaciones constructivas y operativas que se detallan en el Anexo N 1 de este Contrato (Procedimiento para la puesta en servicio de micros y mini generadores) y aquellos estipulados en las normas que se detallan en la CLÁUSULA CUARTA de este contrato.

Además en concordancia con la norma AR-NT-CVS, CALIDAD DEL VOLTAJE DE SUMINISTRO la IGPEAC tendrá los siguientes impedimentos:

- a. Regular tensión en el punto de interconexión con la red de distribución.
- b. Causar sobre niveles de tensión o bajo niveles de tensión en la red de distribución, diferentes a los límites permisibles según corresponda.
- c. Producir, al sincronizarse, variaciones mayores al 5% de la tensión nominal de la red de distribución.
- d. Producir en la red de distribución huecos o picos de tensión con duraciones y magnitudes fuera de los rangos establecidos en la norma AR-NT-CVS.

El incumplimiento de cualquier de los puntos aquí señalados facultará a la empresa distribuidora a la desconexión del servicio instalado.

**CLÁUSULA DÉCIMA TERCERA: OPERACIÓN DEL GENERADOR EN CONDICIONES DE CONTINGENCIA.**

LA IGPEAC de EL ABONADO O USUARIO debe ser equipada con funciones y dispositivos de protección especialmente diseñados, para garantizar que la IGPEAC se desconecte de forma inmediata y automática en casos de Contingencia, además debe permanecer desconectado del sistema mientras la condición de contingencia esté presente y ser capaz de sincronizarse adecuadamente y de forma segura con la red de LA DISTRIBUIDORA, una vez la red haya regresado a la condición normal.

**CLÁUSULA DÉCIMA CUARTA: MOTIVOS PARA LA DESCONEXION DE LA IGPEAC.**

Serán motivos de desconexión los siguientes:

- a. Aquellos que establezca el artículo 148 de la norma AR-NT-POASEN.
- b. Lo estipulado en la CLAUSULA DECIMA SEGUNDA de este contrato.

**CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA: DE LA FACTURACIÓN**

En concordancia con los artículos 157 y 158 de la norma técnica AR.NT-POASEN, LA DISTRIBUIDORA emitirá una factura mensual con la información de energía (kWh) total generada, energía recibida por LA DISTRIBUIDORA en la red de distribución y energía entregada por LA DISTRIBUIDORA a EL ABONADO O USUARIO, informando sobre los saldos a favor que posea EL ABONADO O USUARIO.

La máxima cantidad de energía a reconocer por LA DISTRIBUIDORA, independiente de la modalidad contractual, será de hasta un 49% de la producción mensual.

De ser mayor la energía entregada por LA DISTRIBUIDORA al ABONADO O USUARIO, que la energía entregada por EL ABONADO O USUARIO a LA DISTRIBUIDORA, ésta procederá a cobrar esta diferencia a EL ABONADO O USUARIO con base en el pliego tarifario vigente que establezca la ARESEP.

En todo caso la tarifa de alumbrado público y el impuesto destinado al Cuerpo de Bomberos (Ley 8228) se calcularán con base al consumo del inmueble independiente de si fue abastecido por la IGPEAC o por LA DISTRIBUIDORA.

**CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA: COSTO DE ACCESO A LA RED.**

El ABONADO O USUARIO cancelará mensualmente a LA DISTRIBUIDORA el costo de acceso a la red, establecido en el pliego tarifario vigente en el momento de la facturación.

**CLÁUSULA DÉCIMA SÉTIMA: DE LAS LIQUIDACIONES ANUALES**

Para la modalidad contractual “Medición Neta completa”, de conformidad con lo establecido en la norma AR-NT-POASEN en la facturación, LA DISTRIBUIDORA deberá compensar económicamente a EL ABONADO O USUARIO los posibles excedentes de energía acumulados a la fecha aplicándoles la tarifa para compra de excedentes que establezca la ARESEP.

Si el contrato se termina de manera anticipada, el trato de los excedentes de energía que puedan existir a favor del ABONADO o USUARIO se liquidará conforme a lo establecido en los artículos 157 y 159 de la norma AR-NT-POASEN.

**CLÁUSULA DÉCIMA OCTAVA: TRANSFERENCIA DE DERECHOS Y OBLIGACIONES.**

El propietario del inmueble es responsable de informar; con al menos 8 días hábiles de anticipación; y realizar las gestiones correspondientes ante LA DISTRIBUIDORA, sobre el cambio de propiedad a un nuevo dueño ya sea por arrendamiento, venta u otro; quedando bajo su responsabilidad cualquier situación que se presente en caso de no realizar el debido trámite cuando el inmueble pasa a manos de un tercero.

Este Contrato sobrevivirá el cambio del propietario del inmueble donde se localice la conexión de servicio eléctrico conectado la IGPEAC, si el nuevo propietario expresa, con al menos 8 días hábiles posteriores al traspaso del servicio, por escrito a LA DISTRIBUIDORA su deseo de continuar con él y de cumplir con sus términos y condiciones contractuales aquí pactadas. El nuevo ABONADO O USUARIO deberá apersonarse a LA DISTRIBUIDORA para la firma de la adenda a este contrato mediante la cual se modificará la información referente al ABONADO O USUARIO.

**CLÁUSULA DÉCIMA NOVENA: RECLAMOS E INDEMNIZACIONES**

El ABONADO O USUARIO es responsable de forma exclusiva del pago de sanciones, liquidaciones, multas y penalizaciones que le sean impuestas por contravenir disposiciones legales y reglamentarias incluyendo las de contenido medioambiental que sean aplicables en la ejecución del presente contrato. Además es responsable de la operación segura, bajo cualquier condición, de la IGPEAC que instale.

El ABONADO O USUARIO libera a LA DISTRIBUIDORA de todo reclamo e indemnización por incumplimiento de legislación y regulación medioambiental que le sea aplicable por motivo de la actividad de generación que realice EL ABONADO O USUARIO en ejecución del presente contrato.

**CLÁUSULA VIGÉSIMA: MODIFICACIONES Y ENMIENDAS**

La totalidad de los acuerdos entre las partes está constituida por este Contrato y sus anexos y sustituye todas las discusiones previas y acuerdos entre las partes en relación con el tema objeto del mismo.

Este contrato podrá ser modificado únicamente mediante una enmienda escrita y debidamente firmada por personas autorizadas para concretar acuerdos en representación de LA DISTRIBUIDORA y EL ABONADO O USUARIO.

**CLÁUSULA VIGÉSIMA PRIMERA: COMUNICACIONES ENTRE EL ABONADO O USUARIO Y LA DISTRIBUIDORA**

Durante la vigencia de este Contrato, EL ABONADO O USUARIO y LA DISTRIBUIDORA se comprometen a mantener actualizada una cuenta de correo electrónico y una dirección física alternativa, para enviar y recibir todo tipo de comunicación relativa a este contrato e información complementaria de la facturación, la cual para todos los efectos es la siguiente:

EL ABONADO O USUARIO (indicar aquí dirección física y de correo)

---

---

LA DISTRIBUIDORA (indicar aquí dirección física y de correo)

---

---

**CLÁUSULA VIGÉSIMA SEGUNDA: VIGENCIA DEL CONTRATO**

El presente Contrato surtirá efecto a partir de la fecha en que sea firmado por ambas partes y tendrá una duración igual a la vigencia de la respectiva concesión para la IGPEAC, la que en este caso se fijó en \_\_\_ años a partir del \_\_\_- del mes\_\_\_ del año 20\_\_.

**CLÁUSULA VIGÉSIMA TERCERA: FINALIZACIÓN DEL CONTRATO**

Este Contrato puede ser terminado bajo las siguientes condiciones:

- a) Por decisión de EL ABONADO O USUARIO, siendo requisito previo notificar por escrito a LA DISTRIBUIDORA con al menos treinta (30) días hábiles de anticipación.
- b) Por requerimientos operativos de la red de distribución de la empresa demostrados ante la ARESEP por LA DISTRIBUIDORA, siendo requisito previo notificar por escrito a EL ABONADO O USUARIO con al menos treinta (30) días hábiles de anticipación.
- c) Por común acuerdo entre las partes.
- d) Por vencimiento de la concesión de EL ABONADO O USUARIO.

- e) Cuando EL ABONADO O USUARIO deja de ser atendido por LA DISTRIBUIDORA debido a la resolución o rescisión contractual del contrato de suministro.
- f) Cuando EL ABONADO O USUARIO no construye e instala la IGPEAC antes del periodo establecido en la Cláusula Sexta.
- g) Por contravención de las disposiciones que establece la Ley, su Reglamento y las demás disposiciones aplicables al Contrato, siempre y cuando dicha contravención afecte sustancialmente lo establecido.

**CLÁUSULA VIGÉSIMA CUARTA: RENOVACIÓN DEL CONTRATO**

En caso de que este contrato se dé por terminado por alguna de las razones expresas en la CLAUSULA VIGESIMO TERCERA, el ABONADO O USUARIO deberá suscribir un nuevo contrato con LA DISTRIBUIDORA.

Para ello deberá aportar la documentación pertinente y actualizada

**CLÁUSULA VIGÉSIMA QUINTA: RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS.**

En caso de existir inconformidad o diferencia de criterios que son insalvables entre ambas partes, la parte que se considere afectada podrá recurrir a la ARESEP a presentar la queja o reclamo, que resolverá de acuerdo con sus potestades establecidas en la ley N° 7593.

**CLÁUSULA VIGÉSIMA SEXTA: ESTIMACIÓN**

Para los efectos fiscales, el presente Acuerdo, por su naturaleza es de cuantía inestimable.

En fe de lo anterior, y estando ambas partes conformes, firmamos por duplicado en la ciudad de \_\_\_\_\_, a los \_\_\_\_\_ días del mes de \_\_\_\_\_ del año \_\_\_\_\_.

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

(nombre del representante de LA DISTRIBUIDORA) ( nombre EL ABONADO O USUARIO)

Cédula: \_\_\_\_\_

Cédula: \_\_\_\_\_

(nombre de la empresa distribuidora)

ABONADO O USUARIO”

**“ANEXO 1.  
REQUISITOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE MICRO Y MINI GENERADORES A LA RED DE  
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA  
(RT-IGPEAC-xx)**

---

**Fundamento legal**

La participación de abonados o usuarios en el programa de generación a pequeña escala para autoconsumo se ajustará a los requisitos establecidos en el Capítulo XII de la norma “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)” el vigente, o cualquier otra disposición que para tal efecto establezca la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

**Alcance**

Un abonado (cliente) o usuario del servicio eléctrico en la etapa de distribución puede interconectar y operar un generador en paralelo con el sistema eléctrico de la empresa distribuidora, a una frecuencia de 60Hz ya sea este monofásico o trifásico en baja o media tensión siempre y cuando demuestre que sus equipos cumplen o exceden los requerimientos técnicos contemplados en este documento de conformidad con lo establecido en la norma AR-NT-POASEN vigente.

**Operación integrada**

Para la interconexión y operación de una instalación de generación a pequeña escala para autoconsumo (IGPEAC) en forma integrada con la red de distribución, de conformidad con la norma técnica AR-NT-POASEN, los abonados (clientes) o usuarios, deberán cumplir con los siguientes aspectos :

**a. Seguridad**

Participar, en lo que les corresponde, con las medidas de operación, control, supervisión y mantenimiento (preventivo, correctivo y predictivo) que ejecute la empresa eléctrica para cumplir con los estándares de confiabilidad, calidad y oportunidad, aplicables al suministro de energía eléctrica según la regulación vigente, así como en la seguridad del público en general y del personal y equipos de la empresa eléctrica.

Para cumplir con la seguridad, una IGEAC debe estar:

- a) Equipada con funciones de protección diseñadas para garantizar que el generador se mantenga desconectado a un circuito desenergizado propiedad de la empresa eléctrica (protección anti-isla).
- b) Equipada, diseñada y probada con las funciones de protección necesarias para evitar la conexión u operación en paralelo, cuando la tensión y la frecuencia no se ajusten con los rangos normales de operación, conforme a la regulación vigente.

## **b. Impacto del cliente**

La calidad, confiabilidad y disponibilidad del servicio prestado por la compañía eléctrica a otros clientes no puede ser disminuido o afectado como resultado de la interconexión y operación en paralelo de una IGEAC.

### **I. Requisitos generales**

#### **1.1 Concesión**

Todo abonado o usuario que desee instalar una IGPEAC en su servicio eléctrico deberá contar con una concesión, de conformidad con el artículo 123 de la norma AR-NT-POASEN, que le habilite para inter cambiar o vender energía con la empresa distribuidora.

#### **1.2 Instalación eléctrica del generador**

Para servicios nuevos en los que se incorporará una IGPEAC, el interesado debe cumplir el trámite del Decreto Ejecutivo N° 36979- MEIC “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad” (RTCR-458-2011), que en adelante se citará como Código Eléctrico de Costa Rica, en lo que se refiere a la presentación de los documentos establecidos por el CFIA para la conexión de servicios eléctricos.

En el caso de servicios existente, cuando la interconexión de un IGPEAC requiera de cambios en la acometida, ésta deberá de cumplir con la norma técnica AR-NT-ACO “Instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”, vigente.

En todos los casos el abonado o usuario (cliente) será responsable de que la instalación eléctrica del inmueble en el que se conecte la IGPEAC, cumpla con los requisitos establecidos en el Decreto Ejecutivo N° 36979 (Código Eléctrico de Costa Rica).

### **1.3 Tensión disponible del sistema**

El sistema primario de distribución disponible para operación en paralelo es estrella multi aterrizada. Las tensiones de operación normalizadas y bajo los cuales el cliente debe diseñar su sistema, serán los que se indiquen en la normativa de ARESEP, Calidad del Voltaje de Suministro (AR-NTCVS) vigente, y que posea la empresa eléctrica en su red de distribución.

### **1.4 Equipo de desconexión**

Los sistemas de generación con potencias nominales mayores o iguales a 10kVA deberán incluir un medio de desconexión manual, accesible y bloqueable, según IEEE 1547 /4.1.7.

Las IGPEACs con potencias mayores o iguales a 250 kVA, se conectarán a la red de distribución mediante un interruptor que tendrá las características para integrarse al Sistema SCADA de la Empresa Eléctrica. La especificación de este equipo la brindará la empresa eléctrica.

En los casos en que el interruptor sea utilizado para la protección de sobre/baja tensión, éste debe contar con transformadores de potencial (no se permitirá el uso de sensores capacitivos).

### **1.5 Transformador exclusivo**

Cuando el sistema de generación tenga una potencia nominal mayor o igual a 50kVA, de conformidad con lo establecido en el artículo 126, inciso d de la norma AR-NT-POASEN, se deberá conectar a la red de distribución mediante un transformador exclusivo, el cual debe ser cancelado por el cliente y cumplir con las especificaciones técnicas de la empresa eléctrica.

Los descargadores de sobretensión, si el diseño los contempla, deben instalarse entre el transformador y el interruptor.

Las conexiones de transformadores, que en conjunto con los relevadores apropiados, se usan comúnmente para detectar falla a tierra son:

- Lado del sistema de distribución-estrella aterrizada; lado del generador-delta.
- Lado del sistema de distribución-estrella aterrizada; lado del generador-estrella; terciario en delta.

En conexiones trifásicas en donde se puedan presentar problemas de sobretensión o de ferorrresonancia, el cliente deberá contemplar en su diseño medidas que limiten la ocurrencia de estos eventos.

En servicios trifásicos existentes servidos con transformadores con conexiones incompletas tales como deltas abiertas o estrellas abiertas de 4 hilos que por su naturaleza son desbalanceados, en los cuales se quiere conectar generación trifásica con múltiples unidades monofásicas, se debe completar la conexión trifásica del transformador.

## 1.6 Medición

La IGPEAC deberá disponer de una o más bases de medidor según el diseño para efectos de medir la producción de energía eléctrica y verificar el cumplimiento del requisito de que el abonado o usuario no intercambie con la empresa distribuidora más del 49% de la energía mensual producida. Las dimensiones de la base y sus características se establecerán por la empresa eléctrica, en el estudio de la solicitud, serán suplidas por la empresa eléctrica y formaran parte de los costos de interconexión.

Para los sistemas con una potencia nominal mayor o igual a 10 kVA:

- El medidor bidireccional en el punto de entrega o punto de acople contará con un módulo de calidad de la energía.
- El sistema deberá incluir telemetría, que permita a la empresa distribuidora conocer remotamente el estado y la generación del sistema. Esto aplica para el medidor del punto de acople común así también como el medidor del generador.

**TABLA RESUMEN DE LOS REQUISITOS GENERALES**

Requisito	Potencia a instalar			
	Menos de 10kVA	De 10kVA a menos de 50kVA	De 50kVA a menos de 250kVA	De 250kVA a 1000kVA
<i>Concesión</i>	x	x	x	x
<i>Presentación de los documentos establecidos por el CFIA</i>	x	x	x	x
<i>Tensión de operación según ARESEP</i>	x	x	x	x
<i>Medio de desconexión según IEEE 1547/4.1.7</i>	-	x	x	x
<i>Conexión mediante reconector</i>	-	-	-	x
<i>Transformador Exclusivo</i>	-	-	x	x
<i>Medición con módulo de calidad de energía y telemetría</i>	-	x	x	x

## II. Requisitos particulares de los sistemas fotovoltaicos a base de inversores

### 2.1 Normativa aplicada

Parámetro	Norma
Respuesta a tensiones anormales	IEEE 1547/4.2.3, tabla 1
Coordinación con reconfiguradores	IEEE 1547/4.2.2
Respuesta a frecuencias anormales	IEEE 1547/4.2.4, tabla 2
Reconexión	IEEE 1547/4.2.6
Límite de inyección de corriente directa	IEEE 1547/4.3.1
Límite parpadeo	IEEE 1547/4.3.2
Límite distorsión armónicas	IEEE 1547/4.3.3 tabla 3 y 5.1.6 tabla 6
Puesta a tierra	IEEE 1547/4.1.2
Dispositivo de aislamiento (interruptor)	IEEE 1547/4.1.7
Regulación de tensión	IEEE 1547/4.1.1
Monitoreo integrado a la distribuidora	IEEE 1547/4.1.6, sólo para sistemas con potencia nominal $\geq 250\text{KVA}$
Soporte o inmunidad a interferencia electromagnética	IEEE 1547/4.1.8.1, IEEE C37.90.2-1995
Soporte o inmunidad a sobretensiones	IEEE 1547/4.1.8.2, IEEE C62.41.2-2002 o IEEE C37.90.1.2002
Ajustes de sincronización (tensión, frecuencia, ángulo)	NA
Certificación de inversores	UL1741, Aprobados IEEE 1547
Procedimientos de pruebas de sincronización, anti- isla, pérdida de fase, armónicos, respuesta frecuencia y tensión, con base en la norma IEEE 1547.	IEEE 1547.1

### 2.2 Protecciones

El sistema de generación para la conexión en paralelo mediante inversores, deberá integrar, como mínimo, con las siguientes funciones de protección de acuerdo a la norma IEEE C37.2 “Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms and Contact Designations” (Estándar de designaciones de contacto, acrónimos y números de función de dispositivos de sistemas eléctricos de potencia):

- Sobre corriente (50/51)
- Sobre tensión (59)
- Bajo tensión (27)
- Sobre frecuencia (81O)
- Baja frecuencia (81U)
- Esquema de falla a tierra (51N)

**Notas:**

Cuando se encuentren operando múltiples unidades de inversores en configuración "maestro-esclavo" se aprobará la instalación si se demuestra que las unidades están individualmente aprobadas y son todas del mismo modelo y del mismo fabricante (estarán permitidos diferentes tamaños).

Por ejemplo:

- En una instalación donde los inversores son instalados y operados en clúster en configuración de maestro-esclavo, los inversores se consideran aprobados en tanto las unidades individuales sean aprobadas y todas las unidades sean del mismo modelo hechas por el mismo fabricante.
- En caso de instalaciones múltiples (tales como múltiples instalaciones residenciales o casas subdivididas), donde un inversor simple se instala en cada residencia, la instalación puede ser aprobada en tanto cada inversor este certificado, pero los inversores no tienen que ser del mismo fabricante y modelo.

De manera similar, múltiples unidades de inversores de diferente modelo y tipo debidamente aprobadas, operando en configuración paralelo se aceptara como aprobada la instalación, en tanto no existan modificaciones hechas a la unidad tales como por ejemplo adicionar un alambrado interno entre unidades.

Unidades previamente revisadas y aprobadas de la misma capacidad, modelo y fabricante no requerirán de pruebas adicionales.

Los inversores deben ser probados y certificados para los estándares UL 1741 por un laboratorio debidamente acreditado por OSHA o en el Ente Costarricense de Acreditación (ECA), para realizar las pruebas de la estándar UL 1741.

Es posible conectar múltiples unidades de generadores monofásicos con protecciones aprobadas en arreglos donde se distribuya la capacidad de generación en cada fase de los circuitos trifásicos. Se requiere segundo nivel de funciones de protección el cual se debe lograr con la adición de un relevador multifunción adicional para todo el sistema.

No se recomienda conectar un inversor a través de la parte abierta de una delta abierta porque la regulación de tensión línea a línea no está controlada y puede causar disparos frecuentes en el inversor. En estos casos se recomienda conectar únicamente generación a la conexión monofásica más cargada.

### III. Sistemas a base de máquinas rotatorias de corriente alterna a la frecuencia del sistema

#### 3.1 Normativa aplicada

Parámetro	Norma
Límite de distorsión durante la sincronización	IEEE 1547/4.1.3
Respuesta a tensiones anormales	IEEE 1547/4.2.3, tabla 1
Coordinación con reconectores	IEEE 1547/4.2.2
Respuesta a frecuencias anormales	IEEE 1547/4.2.4, tabla 2
Reconexión	IEEE 1547/4.2.6
Límite de inyección de corriente directa	IEEE 1547/4.3.1
Límite parpadeo	IEEE 1547/4.3.2
Límite distorsión armónicas	IEEE 1547/4.3.3/5.1.6 tabla 3 y tabla 6
Puesta a tierra	IEEE 1547/4.1.2
Dispositivo de aislamiento	IEEE 1547/4.1.7
Regulación de tensión	IEEE 1547/4.1.1
Monitoreo integrado a la distribuidora	IEEE 1547/4.1.6, $\geq 250\text{KVA}$
Protección o inmunidad a interferencia electromagnética	IEEE 1547/4.1.8.1, IEEE C37.90.2-1995
Protección o inmunidad a sobretensiones	IEEE 1547/4.1.8.2, IEEE C62.41.2-2002 o IEEE C37.90.1.2002
Ajustes de sincronización (tensión, frecuencia, ángulo)	IEEE 1547/5.1.2, tabla 5
Procedimientos de pruebas de sincronización, anti-isla, pérdida de fase, armónicos, respuesta frecuencia y tensión, con base en la norma IEEE 1547.	IEEE 1547.1

### **3.2 Esquema de disparo por interruptor**

Se requiere que se implementen los disparos en corriente directa por medio de un sistema cargador equipado con baterías. El sistema cargador y las baterías deben incluir un sistema o esquema de auto-diagnóstico y alarma.

### **3.3 Redundancia**

Todos los relevadores solicitados excepto los dispositivos 15/25 (relevadores de auto-sincronización y comprobación de sincronización) deben tener redundancia, esto significa:

1. Tres relevadores monofásicos (uno por cada fase)
2. Dos relevadores trifásicos (con microprocesador o electrónicos)

Las funciones incluidas en los controladores certificados pueden satisfacer un nivel de redundancia en tanto los ajustes puedan ser probados y verificados en el campo. Un segundo nivel de funciones de protección se puede lograr con la adición de un relevador multifunción adicional.

Los controladores certificados con dos niveles independientes de funciones de protección tienen suficiente redundancia, pero deben ser revisados y probados.

## **IV. Generadores de inducción (máquinas asíncronas)**

### **Protecciones**

El sistema con generadores de inducción (asíncronos), deberá contar con las siguientes funciones de protección de acuerdo a la norma IEEE C37.2 "Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms and Contact Designations" (Estándar de designaciones de contacto, acrónimos y números de función de dispositivos de sistemas eléctricos de potencia):

- Sobre corriente (50/51)
- Sobre tensión (59)
- Baja tensión (27)
- Sobre frecuencia (81O)
- Baja frecuencia (81U)
- Esquema de falla a tierra (51N) para sistemas iguales o mayores a 50KVA

Adicionalmente a las protecciones normalizadas para el generador se requiere un relevador con características de detección de fallas de fase a fase y fase a tierra.

En los generadores de inducción con capacidades iguales o mayores a 50kVA, los cuales por su naturaleza no tienen la capacidad de producir potencia reactiva, se podría requerir que suministren la potencia reactiva de manera controlada, equivalente en cantidad a la requerida por un generador síncrono. Este requerimiento se establecerá, por la empresa distribuidora, en el estudio de la solicitud.

#### **V. Generadores sincrónicos**

El sistema con generadores sincrónicos, deberá contar con las siguientes funciones de protección de acuerdo a la norma IEEE C37.2 “Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms and Contact Designations” (Estándar de designaciones de contacto, acrónimos y números de función de dispositivos de sistemas eléctricos de potencia):

- Sobre corriente (50/51)
- Sobre tensión (59)
- Baja tensión (27)
- Sobre frecuencia (81O)
- Baja frecuencia (81U)
- Esquema de falla a tierra (51N) para sistemas iguales o mayores a 50KVA
- Sincronizador automático o con relé de supervisión (15/25)

Para todos los generadores síncronos se requiere un medio de sincronización cuyos ajustes deben ser verificables en el sitio antes de la operación comercial.

El relevador de sincronización debe tener las siguientes características:

- Diferencia de frecuencia de 0.1 Hz o menos
- Diferencia de tensión de  $\pm 10\%$  o menos
- Diferencia de fase de  $\pm 10$  grados o menos
- Compensación de tiempo de cierre del interruptor

Se requiere un relevador con características de detección de fallas de fase a fase y fase a tierra.”

### **“PROCEDIMIENTO PARA LA SOLICITUD, ESTUDIO, APROBACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE MICROS Y MINI GENERADORES CON LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

---

#### **I. Objetivo**

Establecer los pasos que se debe seguir para el análisis y aprobación o rechazo de solicitudes para la interconexión y operación de generadores a pequeña escala para autoconsumo con la red de distribución nacional; así como los pasos a seguir para su energización, sincronización,

pruebas, ajuste y operación en paralelo, manteniendo la confiabilidad y seguridad operativa de la red de distribución, y la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

## II. Alcance

Este procedimiento aplica para la atención de las solicitudes de interconexión y operación en paralelo de generadores a pequeña escala para autoconsumo con la red de distribución nacional, que presenten los abonados o usuarios ante una empresa distribuidora de energía eléctrica, de conformidad con el Capítulo XII de la normativa técnica AR-NT-POASEN-2014 PLANEACIÓN, OPERACIÓN Y ACCESO AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

## III. Definiciones

Para efectos de aplicar e interpretar correctamente este procedimiento, los conceptos que se emplean en él se definen así:

**Abonado:** persona física o jurídica que ha suscrito o aceptado uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

**Conexión. Interconexión:** enlace o unión física entre sí, de aparatos o sistemas eléctricos, de forma que entre ellos pueda fluir energía y potencia eléctrica.

**Empresa distribuidora:** empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

**Energía renovable:** Cualquier energía que es generada en un corto periodo de tiempo y obtenida directamente del Sol (Solar Térmica, Fotoquímica o Fotoeléctrica), indirectamente del Sol (como el viento, hidroeléctrica, fotosintética obtenida de la biomasa, incluyendo el biogás y la conversión por plasma) o por algún otro movimiento natural y mecanismos del ambiente (como geotérmica o de mareas). Las energías renovables no incluyen las derivadas de combustibles fósiles, de desechos de combustibles fósiles o de desechos de origen inorgánico.

**Generación a pequeña escala para autoconsumo:** Generación de energía eléctrica en instalaciones con potencias menores o iguales a 1000 kVA, realizada a partir de fuentes renovables, y en el sitio de consumo, con el fin de satisfacer las necesidades energéticas propias del abonado-usuario interactuando con la red de distribución, con la opción de comprar-vender, al precio que determine la Autoridad Reguladora, o intercambiar excedentes de producción con la empresa distribuidora, de hasta un 49 % de la energía mensual producida, en cualquiera de los dos casos, con la red de distribución eléctrica.

**Norma técnica:** Precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que definen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

**Punto de interconexión. Punto de conexión:** Lugar topológico donde se enlaza la red del usuario con el Sistema Eléctrico Nacional.

**Punto de entrega o Punto de acople común:** El punto de entrega es el sistema de barras de la subestación donde se conecta el generador o usuario con la red de transmisión nacional o el punto en la red de distribución en donde se conecta el generador. En el caso de generadores de pequeña escala para autoconsumo el punto de entrega es el definido en la normativa técnica aplicable a acometidas.

**Punto de Medición:** El punto de medición es el nodo de la red de transmisión o distribución donde se instala el sistema de medición.

**Red de distribución:** es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.

**Sistema de medición:** es el conjunto de equipos y materiales (contadores de energía, alambrado, dispositivo de comunicación, transformadores de potencial y corriente) que se utiliza para la medición y registro de la energía y potencia requerida en un servicio eléctrico.

**Usuario:** persona física o jurídica, interesado en el servicio de generación a pequeña escala para autoconsumo y que está legalmente autorizado por el abonado para tramitar la interconexión de una instalación de generación a pequeña escala con la red de distribución de una empresa distribuidora.

#### **Abreviaturas:**

**CFIA:** Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica.

**IGPEAC:** Instalación de generación a pequeña escala para auto consumo.

#### **IV. Responsabilidades**

Es responsabilidad de la empresa distribuidora:

1. Poner a disposición de los abonados y usuarios los formularios, requisitos y otros documentos de carácter informativo, que le permitan valorar la instalación de un generador a pequeña escala para autoconsumo.
2. Realizar los estudios, dar respuesta a los abonados o usuarios y ejecutar las acciones que le corresponden, en los plazos que la empresa distribuidora establezca con aprobación de la Aresop o la Normativa Vigente establezca para cada etapa, según aplique.

Es responsabilidad del abonado o usuario:

1. Presentar la documentación y formularios con información verídica, así como todos los requisitos solicitados.
2. Que la IGPEAC sea diseñada y construida conforme a los requisitos técnicos establecidos, bajo la supervisión de profesionales debidamente calificados e incorporados al CFIA.

3. Informar a la empresa distribuidora de cualquier cambio que realice en la IGPEAC o equipos del sistema de generación, entre las diferentes etapas del procedimiento, incluso después de la puesta en marcha permanente.
4. Notificar a la empresa distribuidora con antelación (mínimo un día hábil de previo a concluir cada etapa) el cumplimiento de las etapas del procedimiento que le corresponden.
5. Cancelar los costos establecidos para las diferentes etapas del procedimiento (Inspección previa, estudio de viabilidad técnica, conexión y puesta en servicio).

Adicionalmente, ambas partes deberán respetar lo establecido en el contrato de interconexión y operación en paralelo.

#### V. Histórico de cambios

Primera versión

#### VI. Documentos relacionados

Código del documento	Nombre
FSIOP-Iniciales de empresa distribuidora	Formulario de solicitud de interconexión y operación en paralelo de instalaciones de generación a pequeña escala para autoconsumo
FITEA- Iniciales de empresa distribuidora	Formulario de información técnica de equipos a instalar.
GI-IGPEAC-Iniciales de empresa distribuidora	Guía informativa para instalaciones de generación a pequeña escala con operación en paralelo a la red de distribución
RT-IGPEAC-Iniciales de empresa distribuidora	Requisitos técnicos para instalaciones de generación a pequeña escala para autoconsumo
POP-IGPEAC-Iniciales de empresa distribuidora	Pruebas operativas para la puesta en servicio de instalaciones de generación a pequeña escala para autoconsumo
CC-IGPEAC- Iniciales de la empresa distribuidora	Contrato de conexión

#### VII. Descripción de las etapas del procedimiento

##### 1. Solicitud de Conexión

Cualquier interesado podrá obtener en la empresa distribuidora los siguientes documentos:

- a. Formulario de solicitud de interconexión y operación de instalaciones de generación a pequeña escala para autoconsumo.
- b. Guía informativa para instalaciones de generación a pequeña escala con operación en paralelo a la red de distribución.

- c. Requisitos técnicos para instalaciones de generación a pequeña escala para autoconsumo.
- d. Formulario de información técnica de equipos a instalar.
- e. Pruebas operativas para la puesta en servicio de instalaciones de generación a pequeña escala para autoconsumo.

La solicitud deberá contar con la siguiente información como mínimo:

- a. Nombre completo del abonado o usuario, número de cédula y número de contrato o servicio que tenga con la Empresa, dirección exacta, número de teléfono, correo electrónico.
- b. Descripción general del sistema (potencia nominal a instalar, voltaje nominal, tipo de tecnología, fuente de energía, sistema de conexión, una descripción breve del sistema)

La empresa distribuidora sólo considerará y someterá a estudio aquellas solicitudes debidamente llenas con todos los requisitos preliminares establecidos en el formulario y la cancelación de la visita preliminar y del estudio de viabilidad contemplados en el costo de interconexión establecido por la Autoridad Reguladora.

## **2. Estudio de Viabilidad Técnica**

- 2.1. La empresa distribuidora analizará la información suministrada por el interesado para verificar que el proyecto solicitado cumple con lo establecido en los Artículos 125, 126, 127 y 128 de AR-NT-POASEN-2014.
- 2.2. En caso de que existan incumplimientos subsanables, la empresa distribuidora valorará técnicamente las acciones que debe emprender tanto la empresa como el interesado para establecer la viabilidad de la solicitud.
- 2.3. La empresa distribuidora informará al interesado del resultado del estudio y de las alternativas propuestas en caso de que existieran. En caso de que la solicitud sea técnicamente viable, la empresa distribuidora emitirá la Viabilidad Técnica de la IGPEAC.

La Viabilidad Técnica tendrá una vigencia de seis meses. Si el abonado o usuario no firma el contrato con la empresa distribuidora en los seis meses de vigencia de la viabilidad técnica, se deberá realizar un nuevo estudio de viabilidad técnica.

Cuando exista más de una solicitud para el mismo alimentador, si corresponde, las mismas se procesarán y evaluarán según el orden de ingreso.

Ante cualquier modificación de los parámetros de la solicitud, el abonado o usuario deberá presentar nuevamente la documentación que haya sufrido cambios por motivo de la modificación realizada.

### **3. Entrega de documentación técnica y certificaciones**

#### **3.1. Información técnica**

La empresa distribuidora pondrá a disposición del abonado o usuario el *Formulario de información técnica de equipos a instalar*. Para simplificar el trámite al abonado o usuario, este formulario se entregará junto a la *Solicitud de Conexión (FSIOP-Iniciales de empresa distribuidora)*.

La información técnica de los equipos a instalar deberá contar con la siguiente información como mínimo, según aplique:

- a. Plano eléctrico visado por el CFIA que contemple el sistema de generación completo.
- b. Diagrama unifilar del sistema de generación.
- c. Diagrama unifilar y coordinación del sistema de protecciones.
- d. Equipos de generación y protección (características técnicas).
- e. Dimensionamiento del transformador y características.
- f. Concesión por parte del MINAE, de conformidad con lo establecido en el artículo 5 de la ley N° 7593.
- g. Patente municipal, si así lo establece la municipalidad respectiva.
- h. Registro de contribuyente en Tributación Directa, si así lo requiere el Ministerio de Hacienda.

La información debidamente llena y con los adjuntos requeridos se entregará en la Plataforma de Servicios o mediante cualquier otro medio que las empresas habiliten, durante el plazo de vigencia del Estudio de Viabilidad Técnica.

#### **3.2. Certificados de pruebas de los equipos a suministrar por parte del abonado o usuario**

En el Estudio de Viabilidad Técnica la empresa distribuidora indicará cuáles son los certificados de pruebas de los equipos, que se requieren en esta etapa. Estas certificaciones las deberá presentar el abonado o usuario dentro del plazo de vigencia del Estudio de Viabilidad Técnica.

#### **3.3. Revisión de la documentación presentada y aprobación de la IGEPAC**

La empresa distribuidora procederá con la revisión de la información presentada. Si la misma cumple con los requisitos técnicos, se emitirá una aprobación de la IGEPAC para que el abonado o usuario pueda iniciar su construcción o instalación.

### **4. Suscripción del contrato de conexión**

El contrato de conexión para cualquiera de las dos modalidades (medición neta sencilla o neta completa) deberá contener como mínimo lo indicado en el Artículo 133 de AR-NT-POASEN 2014.

## **5. Inspección preliminar e instalación del sistema de medición**

Posterior a la suscripción del contrato y a la instalación del sistema de generación, el abonado o usuario notificará a la empresa distribuidora para que realice una inspección previa del sistema. El costo de inspección deberá cubrirlo el abonado o usuario, conforme a la tarifa de interconexión establecida por la Autoridad Reguladora

Esta misma notificación servirá como inicio del trámite para la instalación del sistema de medición (de al menos dos medidores, según la topología del caso particular) que permita determinar la generación total de la IGPEAC, el consumo del inmueble donde está conectada la IGPEAC, y la inyección de excedente a la red de distribución eléctrica. Esta instalación se realizará conforme a la normativa de contadores de energía y de acometidas vigente, de la Autoridad Reguladora.

## **6. Autorización de conexión temporal del sistema**

Una vez que se cuente con el visto bueno de la inspección, el abonado o usuario podrá solicitar a la empresa distribuidora, una autorización temporal de conexión en paralelo del sistema de generación con la red de distribución, por un máximo de 15 días naturales, con el fin de que pueda realizar pruebas preliminares y ajustes de su sistema de generación, previo a las pruebas técnicas de la empresa distribuidora. Durante este período se reconocerá el intercambio de energía generada.

Las pruebas debe realizarlas personal calificado, bajo responsabilidad del abonado o usuario.

Concluido este periodo, el abonado o usuario no podrá poner a funcionar el sistema de generación en paralelo con la red de distribución hasta la Puesta en Servicio Permanente.

## **7. Pruebas técnicas efectuadas por la empresa distribuidora**

El abonado o usuario es responsable de asegurar que todos los sistemas de protección y telemetría, cuando aplica, estén ajustados y trabajando adecuadamente previo a la inspección de operación en paralelo y pruebas técnicas de la empresa distribuidora.

Si existen problemas durante las pruebas, el representante de la empresa distribuidora puede elegir cancelar las pruebas y reprogramarlas.

Las pruebas de funcionamiento deben de ser realizadas por parte del abonado o usuario y supervisadas por la empresa distribuidora. Las pruebas a realizar se detallan en el documento *Pruebas operativas para la puesta en servicio del sistema de generación a pequeña escala para autoconsumo*.

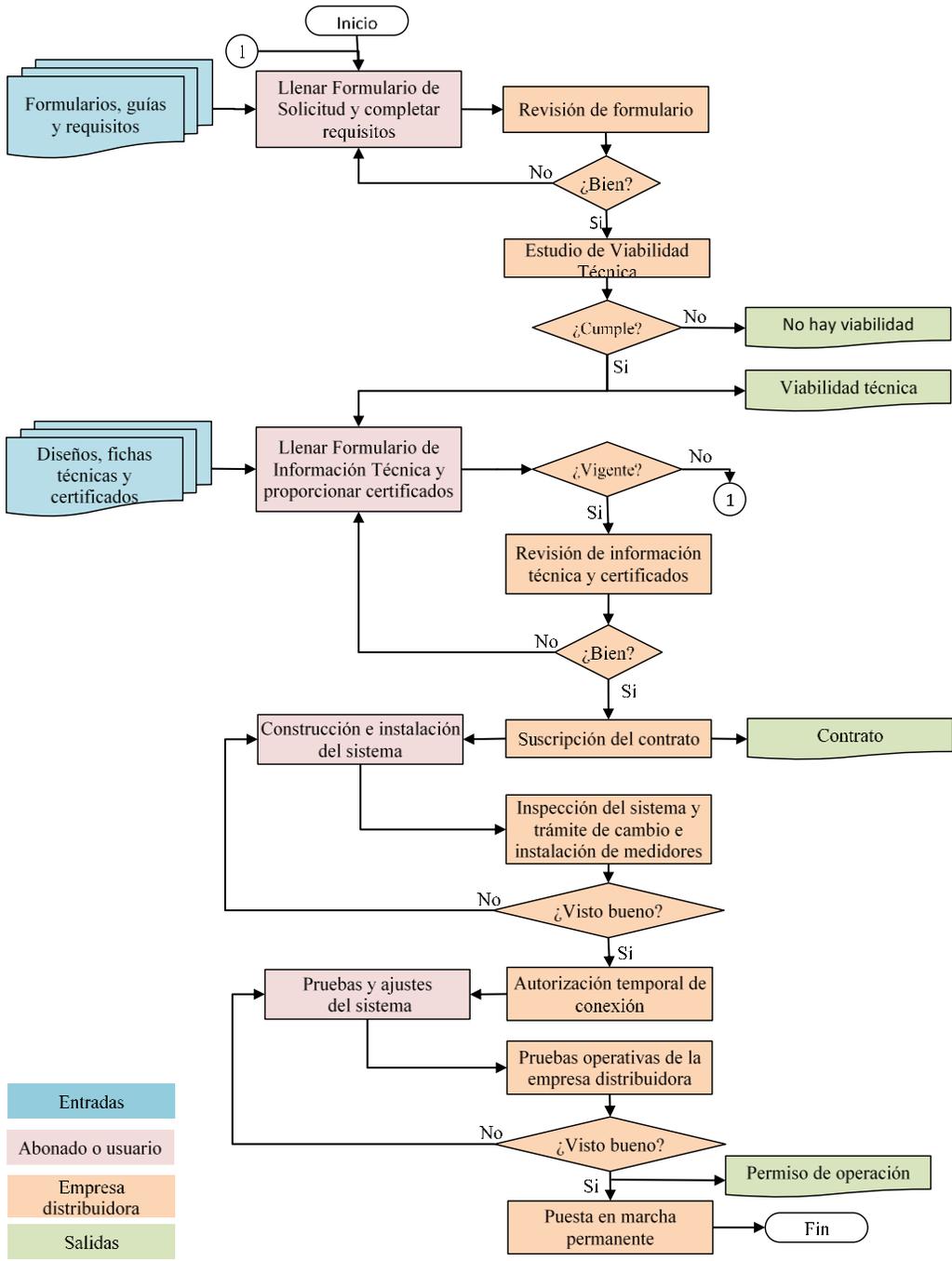
## **8. Puesta en servicio permanente de la IGEPAC y permiso de operación**

Si las pruebas técnicas que realiza la empresa distribuidora son satisfactorias, se emitirá la *Puesta en Servicio Permanente*, donde se especificará la fecha de inicio del intercambio de energía.

Cualquier cambio en equipos o funcionamiento del sistema de generación por parte del abonado o usuario, debe notificarse previamente y ser aprobado por la empresa distribuidora. Los costos asociados a estos cambios deberá asumirlos el abonado o usuario.

Todo cambio no autorizado implicará la desconexión del sistema de generación y la inhabilitación para la operación en paralelo con la red de distribución, bajo el procedimiento establecido en el contrato.

#### **VIII. Diagrama de flujos**



Entradas
Abonado o usuario
Empresa distribuidora
Salidas

“

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

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

**NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE**

Grettel López Castro  
**Reguladora General Adjunta**

1 vez.—O. C. N° 8377-2015.—Solicitud N° 28150.—C-1408660.—(IN2015013083).

## ATENCIÓN VECINOS DE CARTAGO



TRANSPORTE  
AUTOBUSES  
www.aresp.go.cr

CONVOCA A

# Audiencia Pública

Audiencia Pública para exponer la propuesta tarifaria planteada por la empresa **Transportes Serrano S.A.** para ajustar las tarifas de la ruta **338** descrita como **Cartago-Paraíso-Birrisito-Cervantes-Santiago y Viceversa**, según se detalla:

DESCRIPCIÓN RUTA 338	Tarifas (en colones)				Variación Absoluta		Variación Porcentual	
	Vigentes		Propuestas		¢		%	
	Regular	Adulto Mayor	Regular	Adulto Mayor	Regular	Adulto Mayor	Regular	Adulto Mayor
<b>CARTAGO-PARAÍSO-BIRRISITO-CERVANTES-SANTIAGO Y VICEVERSA</b>								
Cartago-Paraíso-Birrisito-Cervantes-Santiago	335	170	500	255	165	85	49,25 %	50 %
Cartago-Paraíso-Birrisito-Bajo Cervantes	255	0	380	0	125	0	49,02 %	0 %
Cartago-Paraíso-San Francisco por calle vieja Birrisito.	195	0	290	0	95	0	48,72 %	0 %
Santiago-Cervantes (estudiantes)	135	0	200	0	65	0	48 %	0 %
Cartago-Paraíso-Birrisito-Paraíso-Parque Industrial	0	0	610	310	610	310	0	0 %
Cartago-Paraíso	195	0	290	0	95	0	49 %	0 %

La Audiencia Pública se llevará a cabo el día **jueves 26 de marzo del 2015** a las 17 horas con 30 minutos (5:30 p.m.) en el Salón de Sesiones de la Municipalidad de Cartago, ubicada diagonal a las Ruinas de Cartago y en el Centro Social Santiago, el cual se ubica a un costado de la plaza de deportes de Santiago de Paraíso de Cartago.

Quien tenga interés legítimo podrá presentar su posición (oposición o coadyuvancia) ► **en forma oral** en la audiencia pública, (*para lo cual debe presentar su documento de identidad vigente*) ► **o por escrito firmado** (*en este caso se debe adjuntar copia de su documento de identidad vigente*): en las oficinas de la Autoridad Reguladora (en horario regular, hasta el día de realización de la audiencia, por medio del fax 2215-6002 o del correo electrónico<sup>(\*)</sup>: [consejero@aresp.go.cr](mailto:consejero@aresp.go.cr) hasta la hora programada de inicio de la respectiva audiencia pública.

Las oposiciones o coadyuvancias deben estar sustentadas con las razones de hecho y derecho e indicar un medio para recibir notificaciones (correo electrónico, número de fax, apartado postal o dirección exacta).

En el caso de personas jurídicas, las posiciones (*oposición o coadyuvancia*) deben ser interpuestas por medio del representante legal de dicha entidad y aportar certificación de personería jurídica vigente donde se haga constar dicha representación.

Se informa que la presente solicitud tarifaria se tramita en el **expediente ET-176-2014** y se puede consultar en las instalaciones de la ARESEP y en la siguiente dirección electrónica: [www.aresp.go.cr](http://www.aresp.go.cr) (Expedientes).

**Asesorías e información adicional:** comunicarse con el Consejero del Usuario al teléfono 2506-3359 o al correo electrónico [consejero@aresp.go.cr](mailto:consejero@aresp.go.cr)

(\*) *En el caso de que la oposición o coadyuvancia sea enviada por medio de correo electrónico, esta debe estar suscrita mediante firma digital, o en su defecto, el documento con la firma debe ser escaneado y cumplir con todos los requisitos arriba señalados.*

Marta Monge Marín  
Dirección General de Atención al Usuario

CONVOCA A

## Audiencia Pública

Audiencia Pública para exponer la Solicitud de Aumento en las Tarifas del Servicio de Hidrantes de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. (ESPH, S.A). La petición realizada es un incremento promedio en las tarifas de un 37,13% en el servicio medido y 4,73% en el servicio fijo, según se detalla:

EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE HEREDIA S.A.							
TARIFAS DE HIDRANTES							
RESUMEN DE TARIFAS PROPUESTAS - VIGENTES							
AÑOS 2015-2019							
Descripción	Vigente	Propuestos					
		2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Servicio Medido	20	28	25	25	26	27	
Servicio Fijo	485	526	466	478	486	502	
Incremento Propuesto Medido		40,00%	-10,71%	0,00%	4,00%	3,85%	37,13%
Incremento Propuesto Fijo		8,54%	-11,41%	2,62%	1,66%	3,33%	4,73%
<b>Incremento Acumulado Medido</b>		<b>40,00%</b>	<b>29,29%</b>	<b>29,29%</b>	<b>33,29%</b>	<b>37,13%</b>	
<b>Incremento Acumulado Fijo</b>		<b>8,54%</b>	<b>-2,87%</b>	<b>-0,26%</b>	<b>1,40%</b>	<b>4,73%</b>	

La Audiencia Pública se llevará a cabo el día **Miércoles 25 de marzo del 2015**, a las 18 horas (6:00 p.m.) en las instalaciones de la Cámara Industria, Comercio y Turismo de Heredia, ubicada 125 metros al sur de la Iglesia de Fátima, Heredia, Heredia, Heredia.

Quien tenga interés legítimo podrá presentar su posición (oposición o coadyuvancia) ► **en forma oral** en la audiencia pública, (para lo cual debe presentar su documento de identidad vigente) ► **o por escrito firmado** (en este caso se debe adjuntar copia de su documento de identidad vigente): en las oficinas de la Autoridad Reguladora (en horario regular, hasta el día de realización de la audiencia, por medio del fax 2215-6002 o del correo electrónico<sup>(\*)</sup>: [consejero@aresp.go.cr](mailto:consejero@aresp.go.cr) hasta la hora programada de inicio de la respectiva audiencia pública.

**Asesorías e información adicional:** comunicarse con el Consejero del Usuario al teléfono 2506-3359 o al correo electrónico [consejero@aresp.go.cr](mailto:consejero@aresp.go.cr)

(\*) En el caso de que la oposición o coadyuvancia sea enviada por medio de correo electrónico, esta debe estar suscrita mediante firma digital, o en su defecto, el

Las oposiciones o coadyuvancias deben estar sustentadas con las razones de hecho y derecho e indicar un medio para recibir notificaciones (correo electrónico, número de fax, apartado postal o dirección exacta).

En el caso de personas jurídicas, las posiciones (oposición o coadyuvancia) deben ser interpuestas por medio del representante legal de dicha entidad y aportar certificación de personería jurídica vigente donde se haga constar dicha representación.

Se informa que la presente solicitud tarifaria se tramita en el expediente **ET-008-2015** y se puede consultar en las instalaciones de la ARESEP y en la siguiente dirección electrónica: [www.aresp.go.cr](http://www.aresp.go.cr) (Expedientes).  
documento con la firma debe ser escaneado y cumplir con todos los requisitos arriba señalados.

Marta Monge Marín  
Dirección General de Atención al Usuario

# UWRGT P VGP F GPE K' F G' VGN GE QO WP K E CE KQ P GU'

1108-SUTEL-SCS-2015

El suscrito, Secretario del Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones, en ejercicio de las competencias que le atribuye el inciso b) del artículo 50 de la Ley General de la Administración Pública, ley 6227, y el artículo 35 del Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado, me permito comunicarle(s) que en sesión extraordinaria 010-2015, celebrada el 13 de febrero del 2015, mediante acuerdo 012-010-2015, de las 13:40 horas, el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones aprobó por unanimidad, la siguiente resolución:

**RCS-027-2015**

**“SE RESUELVE SOLICITUD DE FIJACIÓN DE TARIFA PORCENTUAL PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE FINANCIAMIENTO DEL SISTEMA DE EMERGENCIA 9-1-1.”**

**EXPEDIENTE SUTEL-GCO-TMI-1966-2014**

---

## RESULTANDO

1. Que en fecha 18 de setiembre del 2014 mediante oficio 6020-DI-1226-2014 (NI 8159-2014), el señor José Fabio Parreaguirre en su condición de Director del Sistema de Emergencias 9-1-1, cédula de persona jurídica número 3-007-213928 presentó ante la Superintendencia de Telecomunicaciones (en adelante, SUTEL) solicitud de fijación de la tarifa porcentual correspondiente para el cálculo de la tasa de financiamiento para el sistema de emergencias 9-1-1, de conformidad con el párrafo tercero del artículo 7 de la Ley N° 7566. Adicionalmente se adjuntó un CD con la versión digital (folios 02 al 212)
2. Que el 26 de setiembre del 2014, mediante oficio 6580-SUTEL-DGM-2014 la Dirección General de Mercados solicitó al Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones que se pronunciara sobre la admisibilidad de la solicitud planteada por el Sistema de Emergencias 9-1-1 (folios 213 al 214).
3. Que el 7 de Octubre del 2014, mediante oficio número 6839-SUTEL-SC-2014, el Secretario del Consejo comunicó a la Dirección General de Atención al Usuario, el acuerdo 023-057-2014 de la sesión ordinaria 057-2014, en donde el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones dio la admisibilidad a la solicitud de una nueva fijación de la tarifa porcentual correspondiente para el cálculo de la tasa de financiamiento del Sistema de Emergencias 9-1-1, el cual se cobra a los abonados y usuarios de los servicios de telefonía en las respectivas facturaciones de sus servicios contratados; y se solicita a la Dirección General de Participación del Usuario de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos la coordinación respectiva para someter a audiencia pública la propuesta, de conformidad con los artículos 73 inciso h), 81 inciso a) y 36 de la Ley N° 7593 y 17 párrafo final y 52 del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus órganos desconcentrados (RIOF) (folios 233 al 234).
4. Que el día 7 de octubre del 2014 mediante los oficios números: 6811-SUTEL-DGM-2014, 6818-SUTEL-DGM-2014, 6819-SUTEL-DGM-2014, 6824-SUTEL-DGM-2014, 6841-SUTEL-DGM-2014, 6843-SUTEL-DGM-2014, 6845-SUTEL-DGM-2014, 6847-SUTEL-DGM-2014, 6848-SUTEL-DGM-2014, 6849-SUTEL-DGM-2014, 6850-SUTEL-DGM-2014, 6852-SUTEL-DGM-2014, 6853-SUTEL-DGM-2014, 6855-SUTEL-DGM-2014, 6856-SUTEL-DGM-2014 la Dirección General de Mercados solicitó a los operadores y proveedores autorizados de Servicios de Telecomunicaciones que brindan servicios de telefonía-voz- (fija, móvil o IP sin incluir otros servicios de telecomunicaciones) con acceso al servicio 9-1-1, que informen cuáles han sido sus ingresos por facturación telefónica comprendidos entre el 1 de Octubre del 2013 al 30 de Septiembre del 2014 (folios 218 al 232 y folios 239 al 298). Dicha información se solicitó con el fin de realizar una proyección de ingresos de todo

el mercado para que la SUTEL junto con los costos que demande la eficiente administración del sistema, determine la tarifa porcentual del Sistema de Emergencias 9-1-1.

5. Que en atención a la consulta realizada se obtuvieron los siguientes resultados:
  - a) Que la empresa Virtualis S.A (FULLMÓVIL) no le corresponde enviar la información requerida en el oficio 6855-SUTEL-DGM, debido a que mediante la RCS-023-2014 del 5 de febrero del 2014 el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones aceptó la renuncia presentada por dicha empresa respecto al uso del recurso de numeración asignado.
  - b) Que el 13 de octubre del 2014, mediante oficio sin número (NI-9212-2014), la empresa Telefónica de Costa Rica TC, S.A. (MOVISTAR) brindó la información requerida (folio 235 al 236).
  - c) Que el 13 de octubre del 2014, mediante el oficio 173-14-CMW-2014 (NI- 9213-2014) la empresa Call My Way NY, S.A. brindó la información requerida (folios 237 al 238).
  - d) Que el 17 de octubre del 2014, mediante oficio sin número (NI-9401-2014 la empresa American Data Networks, S.A. brindó la información requerida (folio 301).
  - e) Que el 21 de octubre del 2014 mediante oficio sin número (NI-09483-2014) la empresa PRD Internacional, brindó la información requerida (folios 302 al 303).
  - f) Que el 21 de octubre mediante el oficio sin número la empresa Radiográfica Costarricenses S.A, brindó la información requerida (folios 304 al 308).
  - g) Que el 21 de octubre del 2014, mediante oficio RI210-2014 (NI-09512-2014) la empresa Claro C.R Telecomunicaciones, S.A (CLARO) brindó la información requerida (folios 309 al 310).
  - h) Que el 21 de octubre del 2014, mediante oficio sin número (NI-09532-2014) la empresa R&H International Telecom Services S.A brindó la información requerida (folio 311).
  - i) Que el 22 de octubre mediante oficio sin número (NI-9564-2014) la empresa Interphone, S.A. brindó la información requerida (folio 312 al 313).
  - j) Que el 22 de octubre del 2014, mediante oficio sin número (NI-9581-2014) la empresa Televisora de Costa Rica, S.A. brindó la información requerida (folio 314).
  - k) Que el 2 de octubre del 2014, mediante oficio sin número (NI-9582-2014), la empresa Telecable Económico TVE, S.A brindó la información requerida (folios 315 al 316).
  - l) Que el 23 de octubre del 2014, mediante oficio sin número (NI-9632-2014) la empresa Comunicaciones Múltiples JV de Costa Rica, S.A. (MULTICOM), brindó la información requerida (folio 317).
  - m) Que el 29 de octubre del 2014, mediante oficio número ED-064-2014 (NI-9806-2014) la empresa E-Diay S.A, brindó la información requerida (folios 322 al 323).
  - n) Que el 31 de octubre mediante correo electrónico (NI 9910-2014) la empresa Millicom Cable Costa Rica S.A (TIGO), brindó la información requerida (folios 328 al 330).
  - o) Que el 31 de octubre del 2014 mediante oficio número 264-925-2014 (NI 9920-2014) el Instituto Costarricense de Electricidad brindó la información requerida (folios 333 al 335).
6. Que el 30 de octubre del 2014, se publicó en el diario oficial La Gaceta N° 209, la programación de la audiencia pública para las diecisiete horas con quince minutos del 25 de noviembre del 2014 (folio 324).

7. Que el 31 de octubre del 2014, se publicó en los periódicos de circulación nacional, La Nación y la República, la convocatoria a la audiencia pública para el 25 de noviembre del 2014, para que las personas con un interés legítimo se manifestaran pudiendo presentar su oposición o coadyuvancia y expusieran las razones de hecho y de derecho que consideren pertinentes respecto de la solicitud de modificación de la tarifa porcentual para el cálculo de la tasa de financiamiento del Sistema de Emergencias 9-1-1 (folio 331 al 332).
8. Que en fecha 10 de noviembre del 2014 la administración del Sistema de Emergencias 911 de manera oficial y cumpliendo con el ordenamiento jurídico vigente, envió el informe de los auditores externos sobre los Estados Financieros del Sistema de Emergencias 9-1-1 al 31 de diciembre del 2013, mismo elaborados por la firma MOORE STEPHENS "Gutiérrez, Marín y Asociados". (folios 348 al 404).
9. Que el 12 de noviembre del 2014, mediante acuerdo 008-068-2014, el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones adopto la resolución número RCS-283-2014 de las 10:15 horas en la cual declara confidencial por el período de un año la información suministrada por: Telefónica de Costa Rica TC, S.A. (MOVISTAR) visible a folios 235 al 236, Call My Way NY, S.A. visible a folios 237 al 238, American Data Networks, S.A. visible a folio 301, PRD Internacional visible a folios 302 al 303, Radiográfica Costarricenses S.A visible a folios 304 al 308, Claro C.R Telecomunicaciones, S.A visible a folios 309 al 310, R&H International Telecom Services S.A visible a folio 311, Interphone, S.A. visible a folios 312 al 313, Televisora de Costa Rica, S.A. visible a folio 314, Telecable Económico TVE, S.A visible a folios 315 al 316, Comunicaciones Múltiples JV de Costa Rica, S.A. (MULTICOM) visible a folio 317, E-Diay S.A visible a folios 322 al 323, Millicom Cable Costa Rica S.A (TIGO) visible a folios 328 al 330) y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) visible a folios 333 al 335.
10. Que el 25 de noviembre del 2014, a las 17:15 horas, se celebró la respectiva audiencia de ley en el auditorio de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y por medio de videoconferencia en los Tribunales de Justicia de: Limón, Heredia, Ciudad Quesada, Liberia, Puntarenas, Cartago y San Isidro del General de Pérez Zeledón y de forma presencial en el Salón Parroquial de Bri Brí, Limón (folio 473).
11. Que el 28 de noviembre mediante oficio 3867-DGAU-2014/88008, las funcionarias Laura Arroyo Hernández, Profesional II, y Marta Monge Marín, Director general., ambas de la Dirección General de Atención al Usuario, rinden el informe mediante el cual indican que en la convocatoria a audiencias del 25 de noviembre del 2014 a las 17:15 horas no se recibieron oposiciones ni coadyuvancias.(folio 473)
12. Que mediante oficio 850-SUTEL-DGM-2015 del 23 de enero del 2015, la Dirección General de Mercados rindió un informe técnico-jurídico al Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones titulado "Estudio Tarifario del Sistema de Emergencia 9-1-1 año 2015".
13. Que actualmente la tarifa vigente para el Sistema de Emergencias 9-1-1 es el uno por ciento (1%) de la facturación telefónica que cobren todos los operadores telefónicos, incluido el ICE, cuyos usuarios dispongan de un número telefónico previamente habilitado y tengan acceso al sistema de emergencias 9-1-1, de conformidad con el acuerdo 029-003-2014, de la sesión ordinaria 03-2014, celebrada por el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones el 15 de enero del 2014 (expediente GCO-TMI-1557-2013).
14. Que en los procedimientos se han observado los plazos y las prescripciones de ley.

## **CONSIDERANDOS**

### **A. SOBRE LA FIJACIÓN TARIFARIA**

- I. Que el artículo 7 de la Ley de Creación del Sistema de Emergencias 9-1-1, N° 7566 establece que la SUTEL fijará la tarifa porcentual correspondiente previa comprobación de los costos de operación e

inversión del Sistema de Emergencias 9-1-1. Asimismo, dispone que la tarifa porcentual será determinada en función de los costos que demande la eficiencia administración del sistema y en consideración con la proyección del monto de facturación telefónica para el siguiente ejercicio fiscal y que la tarifa porcentual no podrá exceder un uno por ciento (1%) de la facturación telefónica. Es decir, que los costos de operación del Sistema de Emergencias 9-1-1 no pueden exceder el uno por ciento (1%) del monto anual que se estima alcanzará de la facturación telefónica, porcentaje que por lo tanto constituye un limitante a los ingresos que pueden ser recaudados para efectos de financiamiento del Sistema de Emergencias 9-1-1.

- II. Que del Informe técnico jurídico rendido en el oficio 850-SUTEL-DGM-2015 de la Superintendencia de Telecomunicaciones mencionado, sirve de sustento a esta resolución, por lo que a continuación se indican los siguientes fundamentos que se extraen de dicho informe:

### *1. Análisis Financiero- Económico*

---

*En este apartado del Informe se incluye el análisis derivado de la revisión de la información presentada por el Sistema de Emergencias 9-1-1 y la determinación de la tarifa por parte de la SUTEL. Adicionalmente en este análisis se consideran los comentarios y aclaraciones que brinda la administración con respecto a la información suministrada.*

#### **3.1 Información presentada por el Sistema 9-1-1**

*El Sistema de Emergencias 9-1-1 presentó el día 18 de setiembre del 2014 mediante oficio 6020-DI-1226-2014 (NI 8159-2014), la Solicitud de Fijación Tarifaria para el año 2015. En dicha solicitud el Sistema de Emergencias 9-1-1 incluyó la siguiente información:*

- *Introducción*
- *Reseña Histórica*
- *Dirección Estratégica del Sistema de Emergencias 9-1-1: Se detallan aspectos como Visión, Misión, Políticas y Valores Organizacionales, Objetivos Estratégicos y Funciones del Sistema de Emergencias 9-1-1.*
- *Organigrama del Sistema de Emergencias 9-1-1: Detalla la estructura organización*
- *Plan anual operativo institucional y por área*
- *Proyección de ingresos*
- *Antecedentes que justifican la solicitud de fijación tarifaria*
- *Justificación petitoria*
- *Anexos con diferentes temas: Ley 7566 “Creación del Sistema de Emergencias 911, Plan Estratégico 2015-2019, Detalle del personal por proceso, Plan operativo anual 2015, Detalle de POA por área, Acta de comisión coordinadora-aprobación presupuestaria, Proyección de ingresos, Recaudación de Multas, Solicitud de Adenda Convenio de Deuda, Estados financieros 2013 internos, Cronograma Auditoría Externa, Cronograma de implementación ERP y Proyecto de modificación de la ley.*

*Posteriormente, la administración envió los estados financieros auditados para el período 2013.*

#### **3.2 Estados Financieros (periodos 2012, 2013 y setiembre 2014)**

*En este apartado inicialmente se realiza una comparación entre los Estados Financieros: Balance de Situación y Estado de Ingresos y Gastos con corte a diciembre 2012 y 2013 “Estados financieros auditados indicados en el punto VIII de los Considerandos de la presente resolución” Con el propósito ver la situación financiera a una fecha más cercana se le solicitó a la institución los estados financieros a una fecha más reciente, y en respuesta a esta solicitud la SUTEL recibió los estados financieros con corte a setiembre 2014.*

*De acuerdo a lo indicado por la administración los cierres contables son entregados por el personal del ICE dos meses después, una vez que finaliza cada mes. Considerando lo anterior además de la comparación realizada de los periodos 2012 y 2013 se analizaron los últimos estados financieros disponibles que corresponden a setiembre 2014 y se realizaron algunas comparaciones con los estados financieros del periodo 2013.*

Sistema de Emergencias 9-1-1  
Balances de situación a diciembre 2012 y 2013  
(Millones de colones)

	Diciembre	Diciembre		
	2012	2013	Variación	Variación porcentual
<b>ACTIVOS</b>				
<b>Activo circulante</b>				
Bancos	235	55	(180)	-76,60%
Cuentas por cobrar servicios prestados	42	129	87	207,14%
Cuentas por cobrar no comerciales	9	13	4	44,44%
Estimación para incobrables	(74)	(104)	(30)	40,54%
Inventarios-Operación	1	5	4	400%
Gastos prepagados	1	1	0	
	<b>214</b>	<b>99</b>	<b>(115)</b>	<b>-53,74%</b>
<b>Inmuebles, Maquinaria y Equipo</b>				
Activos en Operación netos de depreciación	40	35	(5)	-12,50%
Activos en Operación revaluados netos de depreciación	9	4	(5)	-55,56%
Otros activos en Operación netos de depreciación	605	484	(121)	-20%
Otros activos en Operación revaluados netos de depreciación	93	96	3	3,23%
Material en tránsito para inversión	8	8	0	
	<b>755</b>	<b>627</b>	<b>(128)</b>	<b>-16,95%</b>
<b>Otros activos</b>				
Activos intangibles netos de amortización	10	137	127	1270%
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>979</b>	<b>863</b>	<b>(116)</b>	<b>-11,85%</b>
<b>PASIVOS</b>				
<b>Pasivo a corto plazo</b>				
Cuentas por pagar	0	72	72	100%
Cuentas por pagar institucionales	546	564	18	3,30%
	<b>546</b>	<b>636</b>	<b>90</b>	<b>16,48%</b>
<b>Pasivo a largo plazo</b>				
Efectos por pagar	4.530	4.530	0	
<b>Otros pasivos</b>				
Provisiones legales	254	305	51	20,08%
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>5.330</b>	<b>5.471</b>	<b>141</b>	<b>2,65%</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
Reservas de Desarrollo	(4.452)	(4.707)	(255)	5,73%
Reserva para revaluación de activos	101	99	-2	-2%
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>	<b>(4.351)</b>	<b>(4.608)</b>	<b>(257)</b>	<b>5,91%</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>979</b>	<b>863</b>	<b>(116)</b>	<b>-11,85%</b>

Fuente: Estados Financieros auditados del Sistema de Emergencias 9-1-1 periodo 2012 y 2013. El informe de los auditores externos señala que los estados financieros presentan razonablemente en todos sus aspectos la situación financiera del Sistema de Emergencias 911 de conformidad con los principios de contabilidad contemplados en el Manual de Políticas Contables del ICE, aceptados por el Departamento de Contabilidad Nacional del Ministerio de Hacienda de la República de Costa Rica; ente Rector del Subsistema de Contabilidad Nacional.

*Activos: Las disminuciones en la cuenta de Bancos se dan de un periodo a otro porque el Sistema de Emergencias 911 registra en esta cuenta los depósitos de los operadores que son diferentes al ICE. No obstante, debe traspasar dichos fondos al Sistema de Presupuesto del ICE, por lo que tanto estos saldos deben ser trasladados a las cuentas de dicha institución. De acuerdo a lo indicado por la administración al cierre de 2012 estaban pendiente de trasladar varios meses, y durante el 2013 se hicieron los traslados de forma mensual, por lo que a diciembre solo está reflejado el saldo de un mes, situación que justifica la variación significativa de un año a otro.*

*Las Cuentas por cobrar por servicios prestados, corresponde a los montos facturados a clientes del ICE en los recibos telefónicos, en la porción de la tasa correspondiente al 1% del 9-1-1, pero que aún no han sido recaudados por el ICE para ponerlos a disposición del 9-1-1, ya sea por los ciclos de facturación o por morosidad de algunos de estos clientes. Este rubro durante el 2013 presentó una variación importante con respecto al 2012, lo cual indica que el número de casos en la situación descrita ha venido incrementándose. Según lo indicado por la administración las Cuentas por cobrar no comerciales corresponden a unos adelantos de gastos de viaje, de unos viajes efectuados en el año 2006 y otro en el 2007 de los cuales se hicieron las liquidaciones. Las liquidaciones fueron presentadas y justificadas por los funcionarios en su momento, no obstante por alguna razón no se registró contablemente. De acuerdo a lo indicado, el*

correspondiente ajuste de esta cuenta se realizó en el pasado mes de noviembre del 2014 y en esta situación quedó debidamente registrada al finalizar el año.

Por otra parte la Estimación por incobrables de acuerdo a las políticas contables se registra considerando un porcentaje sobre la facturación mensual de las Cuentas por cobrar por servicios prestados en telecomunicaciones. No obstante, dicho monto se revisa periódicamente para garantizar la cobertura de la eventualidad incobrabilidad. Por lo tanto, es probable que el incremento del año corresponda a la presencia de un mayor número de cuentas que se encuentran en cobro judicial y que eventualmente podrían ser declaradas incobrables.

Los Otros activos en operación y los Otros activos intangibles se incrementan básicamente por la compra de equipos de cómputo y programas de software. La administración indicó que se adquirió software para la interfaz telefónica computarizada, y antivirus Anti-Spam McAfee.

No obstante, a nivel general la cantidad total de activos del periodo 2012 es inferior al monto existente en el año 2013, principalmente por las disminuciones importantes en la cuenta de Bancos y porque a pesar de que se hicieron adquisiciones de Activo fijo también se hicieron retiros.

Pasivos: Al igual que en años anteriores el pasivo más importante de la institución corresponde a la cuenta de Efectos por pagar en la cual se acumula parte de los saldo que se adeudan al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Con respecto a esta situación el convenio establecido entre ambas instituciones indicaba que el primer abono a dicha cuenta se realizaría en enero 2015. No obstante, de acuerdo a lo indicado por la administración se manejaron distintos escenarios en el planteamiento del presupuesto, debido a la incapacidad de honrar estos pagos en el citado periodo. Se requiere contar con mayores ingresos, situación que dependerá de la reforma a la Ley del Sistema de Emergencias 911, proceso que el personal ha empezado y que a la fecha se encuentra en desarrollo. Ante este escenario la administración ha negociado con el ICE, la posibilidad de firmar una adenda en Diciembre 2014, y con ello proponer ampliar el período de gracia por un año más.

Patrimonio: La cuenta de Reservas para el desarrollo se incrementa de forma negativa todos los años debido a que es la cuenta en la cual se acumula la pérdida que se genera cada período en el Estado de Ingresos y Gastos de la institución. La cuenta de revaluación de activos no presenta variaciones importantes. Las políticas con respecto a la revaluación de activos se detallan en los Estados Financieros Auditados para los periodos 2012 y 2013 suministrados por la administración. Seguidamente se presenta el Estado de Ingresos y Gastos comparativo para los periodos 2012 y 2013.

## Cuadro Número 2

Sistema de Emergencias 9-1-1  
Estado de Ingresos y Gastos  
Para los periodos 2012 y 2013  
(Millones de colones)

	Diciembre	Diciembre		
	2012	2013	Variación	Variación porcentual
Ingresos de Operación	4.034	3.996	(38)	-0,94%
Costos de Operación	4.277	4.083	(194)	-4,54%
Excedente (pérdida) Bruto	(243)	(87)	156	-64%
Gastos de Operación -Administrativos	237	177	(60)	-25,32%
Excedente (pérdida) de operación	(480)	(264)	(216)	-45%
<b>Excedente (pérdida) Neta</b>	<b>(480)</b>	<b>(264)</b>	<b>(216)</b>	<b>-45%</b>

En el periodo 2013 los Ingresos presentan una disminución con respecto al periodo 2012, situación contraria a lo sucedido en los periodos anteriores donde los ingresos siempre presentaban un comportamiento creciente. Los Costos de operación así como los Gastos de Operación/Administrativos en ambos periodos superan los Ingresos de Operación, situación que al igual que en los periodos anteriores genera una pérdida.

Los Costos de Operación están compuestos por todos aquellos costos en los cuales debe incurrir la institución en la gestión para brindar el servicio. De acuerdo a lo indicado en los estados financieros auditados en este saldo se agrupan costos correspondientes a los salarios que se cancelan a los

colaboradores, los servicios por concepto de alquiler de edificio, arrendamientos de equipo y otros gastos de diferente naturaleza. De igual forma se registra el costo por concepto de materiales y suministros, depreciación, entre otros.

Los Gastos de Operación disminuyeron en un 25,32% con respecto al periodo anterior, situación que ha venido presentándose anteriormente. Al respecto la administración indica que esta situación se debe a las políticas de contracción del gasto que se han venido estableciendo. Para el año 2013, al igual que en los periodos anteriores existe una pérdida no obstante en relación con el periodo anterior dicha pérdida es menor en un 45%.

Tal y como se mencionó anteriormente con el propósito de conocer la situación financiera a una fecha más reciente al cierre contable a diciembre 2014, se solicitó a la administración del Sistema de Emergencias 9-1-1 los estados financieros al último corte disponible. Como respuesta a esta solicitud la administración envió los estados financieros con corte a setiembre 2014. A continuación se presenta una comparación del Balance de Situación y del Estado de Ingresos y Gastos a esa fecha con respecto a los estados financieros auditados a diciembre 2013.

### Cuadro Número 3

Sistema de Emergencias 9-1-1  
Balance de Situación  
(Millones de colones)

	Diciembre	Setiembre		
	2013	2014	Variación	Variación porcentual
<b>ACTIVOS</b>				
<b>Activo circulante</b>				
Bancos	55	1	(54)	-98,18%
Cuentas por cobrar servicios prestados	129	142	13	10,08%
Cuentas por cobrar no comerciales	13	9	(4)	-30,77%
Estimación para incobrables	(104)	(236)	(132)	126,92%
Inventarios-Operación	5		(5)	-100%
Gastos prepagados	1		(1)	-100%
	<b>99</b>	<b>(84)</b>	<b>(183)</b>	<b>-184,85%</b>
<b>Inmuebles, Maquinaria y Equipo</b>				
Activos en Operación netos de depreciación	35	12	(23)	-65,71%
Activos en Operación revaluados netos de depreciación	4	1	(3)	-75,00%
Otros activos en Operación netos de depreciación	484	437	(47)	-9,71%
Otros activos en Operación revaluados netos de depreciación	96	93	(3)	-3,13%
Material en tránsito para inversión	8		(8)	-100%
	<b>627</b>	<b>543</b>	<b>(84)</b>	<b>-13,40%</b>
<b>Otros activos</b>				
Activos intangibles netos de amortización	137	42	(95)	-69,34%
Activos no operativos		6	6	
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>863</b>	<b>507</b>	<b>(356)</b>	<b>-41,25%</b>
<b>PASIVOS</b>				
<b>Pasivo a corto plazo</b>				
Cuentas por pagar	72		(72)	100%
Cuentas por pagar institucionales	564	264	(300)	-53,19%
	<b>636</b>	<b>264</b>	<b>(372)</b>	<b>-58,49%</b>
<b>Pasivo a largo plazo</b>				
Efectos por pagar	4.530	4.784	254	5,61%
<b>Otros pasivos</b>				
Provisiones legales	305		(305)	-100%
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>5.471</b>	<b>5.048</b>	<b>(423)</b>	<b>-7,73%</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
Reservas de Desarrollo	(4.707)	(4.707)	0	0%
Reserva para revaluación de activos	99	99	0	0%
Excedente (pérdida) total	0	67	67	
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>	<b>(4.608)</b>	<b>(4.541)</b>	<b>67</b>	<b>-1,45%</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>863</b>	<b>507</b>	<b>356)</b>	<b>-41,25%</b>

Activos: Al igual que en periodos anteriores la cuenta de Bancos disminuye, por la misma razón, debido a que los fondos son trasladados a una cuenta del ICE para el debido registro presupuestario. En el mes de setiembre particularmente se trasladaron los fondos a la cuenta del ICE el día 30, por lo tanto el saldo de ese mes quedó solo con el depósito de un operador que depósito al final de ese día. En cuanto a las Cuentas por cobrar por servicios préstamos su naturaleza se mantiene, correspondiendo los montos facturados a clientes del ICE en los recibos telefónicos, en la porción de la tasa del 1%, pero que aún no han sido recaudados por el ICE para ponerlos a disposición del Sistema. Al igual que en el periodo analizado anteriormente los casos en esta situación siguen incrementándose.

La Estimación por incobrables sigue presentando incrementos importantes por lo que la presencia de un mayor número de cuentas que se encuentran en cobro judicial y que eventualmente podrían ser declaradas incobrables ha tenido un comportamiento ascendente.

En la cuenta de Maquinaria y equipo a setiembre 2014 existe una disminución importante en la subcuenta de Otros activos netos. De acuerdo a lo indicado por la administración esta disminución se presentó básicamente porque algunos de estos activos fueron retirados completamente de su operación.

Los Activos intangibles netos de amortización presentaron una disminución de 95 millones básicamente por ajustes que correspondían a la disminución de un registro por 70 millones que fue duplicado anteriormente, y adicionalmente por retiro de activos que fueron sacados de operación.

Pasivos: Las Cuentas por pagar disminuyeron por un ajuste, debido a que por error se registró una Cuenta por pagar a proveedores a finalizar diciembre, dicha situación fue corregida en enero del 2014.

Las Cuentas por pagar institucionales disminuyeron, tal y como se ha mencionado esta cuenta corresponden a montos que el Sistema de Emergencias le adeuda al ICE por diferentes servicios prestados. De un mes a otro puede aparecer en los Estados Financieros una Cuenta por Pagar o Por Cobrar por Servicios Institucionales según sea la naturaleza (deudor-acreedor) del saldo que el ICE determine al quitarle a los Ingresos por recaudación el 1% los cobros que le hace al Sistema de Emergencias 911 por diferente naturaleza. De acuerdo a la información suministrada por la administración a setiembre 2014 el saldo por cobrar es de 6.767 millones y el saldo por pagar es de 7.031 millones, lo cual resulta en un saldo neto por pagar de 264 millones. Se consultó sobre la situación de estas cuentas una vez que se dé la separación administrativa del Sistema de Emergencias 911 del ICE, al respecto el personal indicó que una vez que se lleve a cabo este proceso se deben ajustar los saldos respectivos y se estará firmando una adenda al convenio de deuda vigente donde se incorpore el saldo acumulado de 2013-2014. De igual forma una vez que se lleve a cabo lo anterior será necesario que la administración analice la situación de los saldos que se adeudan en la cuenta de Efectos por pagar y determine la forma de cancelación de la misma.

El saldo de la cuenta de Provisiones legales a setiembre 2014 deja de existir, de acuerdo a lo indicado por la administración dentro de la políticas contables del ICE solo se contabilizan como pasivos aquellos superiores a los 500 millones de colones y aquellos de monto menor solo se revelan en los estados financieros anuales. Por tal motivo es que en los estados financieros auditados del Sistema de Emergencias 911 (periodo 2013) este monto de provisiones si se refleja. Adicionalmente, en los Estados Financieros auditados existe una nota en la cual se indica que el Sistema de Emergencias 911 mantiene una provisión por prestaciones legales por concepto de preaviso y cesantía. Se menciona que el porcentaje que provisiona la institución por concepto de prestaciones laborales para los empleados catalogados como permanentes corresponde a un 3.50%. Este valor de las provisiones se traslada permanentemente al Fondo de Ahorro y Garantías en donde el dinero se mantiene generando rendimientos, hasta que los empleados son liquidados. El monto de las provisiones legales se revisa periódicamente para garantizar la cobertura de la eventual obligación. Adicionalmente, se indica que en el "Reglamento Autónomo de Servicio" de la institución señala en los artículos 134 y 135 que las prestaciones legales deben pagar a los funcionarios sea que la persona renuncie o se despida.

Patrimonio: A setiembre 2014 la cuenta de Reservas de Desarrollo presenta el mismo saldo que a diciembre 2013, la misma situación se presenta en la cuenta de Reservas de Revaluación. De acuerdo a lo indicado los resultados del periodo presentan un excedente positivo a diferencia de periodos anteriores en los cuales siempre ha venido presentando pérdidas.

#### Cuadro Número 4

Sistemas de Emergencias 9-1-1  
Estado de Ingresos y Gastos  
Para el periodo 2013 y a Septiembre 2014  
(Millones de colones)

	Diciembre	Septiembre		
	2013	2014	Variación	Variación porcentual
Ingresos de Operación	3.996	2.948	(1.048)	-26,23%
Costos de Operación	4.083	2.731	(1.352)	-33,11%
Excedente (pérdida) Bruto	(87)	217	304	-349,43%
Gastos de Operación -Administrativos	177	147	(30)	-16,95%
Excedente (déficit) de operación	(264)	70	334	-126,52%
Otros gastos		(3)	(3)	100%
<b>Excedente (pérdida) Neta</b>	<b>(264)</b>	<b>67</b>	<b>331</b>	<b>-125,38%</b>

A setiembre del 2014 los ingresos de operación fueron levemente superiores a los costos de operación. Esta situación provocó que al finalizar este mes exista un excedente. Debido a que a la fecha de este estudio no es posible contar con información financiera al cierre del mes de diciembre 2014, se desconoce si este excedente se mantuvo al cierre del periodo.

Como es evidente en los apartados anteriores el Balance General permite obtener información en un momento específico de la empresa en cuanto a los recursos o inversiones (Activos) y obligaciones (Pasivos) que tiene el Sistema de Emergencia 9-1-1, así como de la pérdidas que han acumulado en el transcurso de los años que ha estado en operación (Patrimonio). De igual forma el Estado de Ingresos y Gastos muestran el ingreso recibido y los gastos que se han tenido que asumir en un periodo determinado.

No obstante, aparte de analizar algunos aspectos de los Estados Financieros anteriormente presentados se considera importante revisar otra información que existente en la empresa tales como los informes de Ejecución del Presupuesto de caja, el Presupuesto de Operación e Inversión y Plan Operativo para el periodo 2015. Mediante ellos es posible conocer desde otro punto de vista diferente al de los Estados Financieros el comportamiento de los ingresos y gastos del Sistema de Emergencias 9-1-1.

#### Informes de Ejecución del Presupuesto de Caja

A la fecha de este estudio y debido a que los cierres contables son entregados por el personal del ICE dos meses después, no se cuenta con información que permita contrastar el monto total presupuestado anual y el gasto real ejecutado a diciembre 2014. No obstante, si se cuenta con información de lo sucedido en el periodo completo del 2013. El Sistema de Emergencias presentó el Informe de Ejecución del presupuesto de caja para el periodo 2013 y el gasto real el cual, en resumen, comprende los siguientes datos:

#### Cuadro Número 5

Sistema de Emergencia 9-1-1  
Ejecución del presupuesto de Caja  
Enero a diciembre 2013  
(Miles de Colones)

Partida	Presupuestado	Gasto Real	Diferencia	Ejecución %
Remuneraciones	2.299.302	2.068.870	230.432	89,98%
Servicios	1.525.759	1.239.399	286.360	81,23%
Materiales y suministros	68.035	28.070	39.965	41,26%
Bienes duraderos	104.753	81.426	23.327	77,73%
Transferencias corrientes	73.325	91.134	-17.809	124,29%
<b>Total</b>	<b>4.071.174</b>	<b>3.508.899</b>	<b>562.275</b>	<b>86,19%</b>
<b>Sub-ejecución</b>				<b>13,81%</b>

Fuente: Estados Financieros Sistema de Emergencias 9-1-1

El presupuesto aprobado en la fijación tarifaria no es necesariamente el ingreso real que recibe el Sistema. Esto se debe a que el presupuesto se basa en una proyección pero la recaudación del sistema proviene de los ingresos reales recaudados por la facturación efectuada al usuario final de los servicios, la cual es

trasladada al Sistema 9-1-1 por los operadores privados y en el caso del ICE este hace la recaudación y disminuye de ese saldo los gastos que le cobra al Sistema de Emergencias 9-1-1. Adicionalmente, el dinero que recauda el Sistema de Emergencias 9-1-1 de los operadores privados la administración lo traslada al ICE para el pago de gastos a proveedores y para los propios gastos administración del Sistema. Por lo tanto la Ejecución del Presupuesto de Caja muestra la capacidad de ejecución por parte del Sistema con respecto al Presupuesto Proyectado pero no el resultado real sobre el flujo de efectivo recibido durante el periodo.

De acuerdo a la información suministrada por la institución el ingreso real obtenido en el periodo del 2013 ascendió a 3.789.735 miles de colones. Contrastando este monto con el gasto real indicado para el periodo 2013 podría indicarse que hubo un superávit aproximadamente 280 millones (3.789.735-3.508.899), no obstante esto es solo en términos de presupuesto en efectivo debido a que el resultado financiero del periodo se ve afectado por cargos que efectúa el ICE tales como los servicios de telecomunicaciones, los cargos por centros de servicios y los cargos por facturación y cobranza, así como otros servicios administrativos. Esta serie de cargos a nivel contable provoca que exista una pérdida en el Estado de resultados del periodo.

### **Presupuesto de Operación e Inversión y Plan Operativo para el periodo 2015.**

Como parte de la información presentada para justificar la tarifa requerida, el Sistema de Emergencias 9-1-1 presentó el Plan Anual Operativo y el Presupuesto de Operación e Inversión correspondiente al año 2015. En resumen el presupuesto para el año 2015 está proyectado mediante las siguientes partidas:

#### **Cuadro Número 6**

Sistemas de Emergencias 9-1-1  
Presupuesto de Operación e Inversión  
Para el periodo 2015  
(Miles de colones)

	<b>Presupuesto</b>
Remuneraciones	2.532.774
Servicios	1.265.423
Materiales y suministros	15.380
Bienes Duraderos	2.439
Transferencias corrientes	95.882
Cuentas especiales	18.000
<b>Total presupuesto</b>	<b>3.929.898</b>

Según el Sistema de Emergencias 9-1-1 el presupuesto presentado considera los lineamientos establecidos por la Contraloría General de la República, las políticas presupuestarias del Instituto Costarricense de Electricidad y las características del servicio. La estructuración del presupuesto responde a lo siguiente:

- **Remuneraciones:** Este rubro incluye: remuneraciones básicas (sueldos, jornales, suplencias), remuneraciones eventuales (tiempo extra, recargo de funciones, disponibilidad laboral), incentivos salariales, contribuciones patronales, remuneraciones diversas.
- **Servicios:** obligaciones que la institución contrae generalmente mediante contratos administrativos con personas físicas o jurídicas, para la prestación de servicios de diversa naturaleza como por ejemplo: alquiler de edificios, terrenos, maquinaria, equipo, servicios básicos, servicios comerciales y financieros, servicios de gestión y apoyo, gastos de viajes y transportes, seguros, capacitaciones, mantenimiento y reparación de locales, vías de comunicación, maquinaria, entre otros, así como pago de impuestos y diversos servicios.
- **Materiales y suministros:** En esta partida se incluyen los útiles, materiales, artículos y suministros que tienen como característica principal su corta durabilidad ya que se estima que se consumirán en un lapso de un año.
- **Bienes duraderos:** comprende la adquisición de bienes duraderos nuevos o ya existentes, como lo son los bienes de capital fijo, muebles e inmuebles. Incluye también los costos por obras complementarias.

- **Transferencias corrientes:** erogaciones que se destinan a satisfacer necesidades públicas de diversa índole, sin que exista una contraprestación de bienes, servicios o derechos a favor de quien transfiere los recursos.
- **Cuentas especiales:** Tal y como se mencionó anteriormente la Cuenta Especial obedece al dinero reservado para pago de servicios institucionales que deben hacerse al ICE, con el fin de corregir la situación que se venía presentando en períodos anteriores y que en parte dieron origen a la deuda que se mantiene con esta institución.

Si se compara el presupuesto programado para el periodo 2015 con el presupuesto proyectado del año anterior se nota una pequeña disminución en algunas partidas y en términos generales:

#### Cuadro Número 7

Sistemas de Emergencias 9-1-1  
Presupuestos de Operación e Inversión  
Comparación periodos 2014 y 2015  
(Miles de colones)

	Presupuesto 2014	Presupuesto 2015	Variación	%
Remuneraciones	2.475.055	2.532.774	57.719	2,33%
Servicios	1.172.714	1.265.423	92.709	7,91%
Materiales y suministros	22.870	15.380	(7.490)	-32,75%
Bienes Duraderos	8.595	2.439	(6.156)	-71,62%
Transferencias corrientes	78.766	95.882	17.116	21,73%
Cuentas especiales	200.000	18.000	(182.000)	-91,00%
<b>Total presupuesto</b>	<b>3.958.000</b>	<b>3.929.898</b>	<b>-28.102</b>	<b>-0,71%</b>

**Fuente: Sistema de Emergencias 9-1-1-Planes Operativos 2014**

De acuerdo a lo indicado por la administración esta situación obedece a que a la hora de establecer el presupuesto se ha considerado la tendencia a la baja que han presentado los ingresos en los últimos periodos, así como a la continuidad de las directrices emitidas por la dirección sobre la contracción del gasto. No obstante, señalaron que esta situación ha generado una limitación debido a que prácticamente la inversión ha sido nula sobre todo en tecnología la cual consideran que es necesario estar renovando para mantener los niveles de servicio de la institución. Agregan que para el periodo 2015 se planteó un presupuesto limitado para enfrentar los gastos de operación para el funcionamiento de la institución.

#### Plan Operativo 2015

La administración del Sistema de Emergencias 9-1-1 como parte de la información presentada en la solicitud tarifaria presentó el Plan Anual Operativo 2015. En este documento se establecen las estrategias, la acción estratégica, las metas asociadas a estas acciones y las actividades operativas que serán desarrolladas para lograr estas metas. En este plan operativo algunas acciones estratégicas se establecieron como prioridad número 1 y otras como prioridad número 2. El monto proyectado del presupuesto para el periodo 2015 considera únicamente aquellas acciones con prioridad número 1.

Seguidamente se presenta un resumen de las metas y acciones estratégicas con esta prioridad.

#### Cuadro Número 8

Sistemas de Emergencias 9-1-1  
Plan Anual Operativo 2015  
Resumen de acciones y metas estratégicas con prioridad número 1  
(Miles de colones)

ESTRATEGIA	ACCIÓN ESTRATEGICA	META ESTRATÉGICA	PRESUPUESTO	%
ENTREGA DE SERVICIO	Atención de llamadas	Atención del 92% de las llamadas en menos de 10" y el 100% entre 10" y 20"	€204.120	5,19%
		Disponibilidad de una 99.5% de la infraestructura tecnológica	€1.672.624	42,56%
	Soporte tecnológico	Disponibilidad de un 99.5% de la infraestructura tecnológica	€545.221	13,87%
		Disponibilidad de una 93% de las unidades de A.A	€5.450	0,14%
Apoyo y Seguimiento	Tiempo promedio de atención de incidentes (prioridad)	€2.500	0,06%	
CALIDAD	Fortalecer el concepto de Sistema 9-1-1 / Instituciones Adscritas	Lograr el trámite de envió a cobro de 80 expedientes por mes	€18.000	0,46%
GESTIÓN INTERNA	Gestión Administrativa	Lograr la disponibilidad de un 95% para la aplicación Gestión de Riesgos	€523.159	13,31%
		Tiempo de duración de la contratación administrativa Ejecución presupuestaria Costos de operación (% presupuesto relacionado con la atención del servicio)	€616.833	15,70%
	Gestionar el programa de la Salud y Seguridad Ocupacional	Elaborar un Procedimiento específico de Seguridad y Salud Ocupacional para el 2015	€5.000	0,13%
	Gestión Administrativa	Nivel desempeño de un administrativo de un 100%. Gestión de la planilla de STAFF Dirección	€336.991	8,58%
			<b>€3.929.898</b>	<b>100%</b>

**Fuente: Sistema de Emergencias 9-1-1-Planes Operativos 2014**

De acuerdo a lo anterior el total del Presupuesto de Operación e Inversión para el periodo Enero a Diciembre 2015 proyectado por la administración del Sistema de Emergencias 911 sería igual a los montos presupuestados que se tiene programado asignar a los diferentes acciones o metas estratégicas indicadas en el Plan Anual Operativo 2015.

#### **Proyección de ingresos y análisis del presupuesto proyectado para el periodo 2015**

El Sistema de Emergencias 9-1-1 realiza su formulación de gastos partiendo de la proyección de ingresos. Dentro de esta perspectiva el Sistema de Emergencias 9-1-1 proyecta sus ingresos mediante dos fuentes: la tasa cobrada a los usuarios con acceso al sistema, y los recursos obtenidos por recaudación de multas. En el siguiente cuadro se detalla los ingresos que se estima recaudar para el periodo 2015:

#### **Cuadro Número 9**

Sistemas de Emergencias 9-1-1  
Detalle de ingresos proyectados Presupuesto 2014  
Miles de colones

Ingresos por Servicios Gravables del 911	3.911.898
Ingreso por multas	18.000
<b>Total ingreso proyectado</b>	<b>3.929.898</b>

Fuente: Sistema de Emergencias 9-1-1

De acuerdo a lo indicado en la solicitud tarifaria la administración del Sistema de Emergencias 911 realizó una proyección de ingresos, obteniendo información de las expectativas de ingreso ICE para el 2015 y de una estimación realizada para los operadores privados valorando el comportamiento de los últimos meses y también considerando el ingreso por concepto de multas por llamadas indebidas.

En este apartado para realizar un análisis de la razonabilidad del presupuesto proyectado para el 2015, se consideró la Ejecución real que el Sistema tuvo en el periodo 2013 (debido a que este dato no se dispone del periodo completo en el 2014). La idea es comparar el gasto real de un periodo contable completo con el presupuesto que se está proyectando, por este motivo es que se toma el periodo 2013 (que incluye doce meses) y no se toma la última información contable enviada por el Sistema que tiene corte a septiembre 2014 y en la cual solo hay nueve meses.

A partir del Gasto Real incurrido en el periodo 2013 se realizó una comparación con el presupuesto que se está proyectando para el periodo 2015

### Cuadro Número 10

Sistemas de Emergencias 9-1-1  
Gasto Real del periodo 2013 vrs Presupuesto 2015  
(Miles de colones)

	<b>Ejecución del Presupuesto - Gasto Real Diciembre 2013</b>	<b>Presupuesto 2015</b>	<b>Variación</b>	<b>Porcentaje de Variación</b>
Remuneraciones	2.068.870	2.532.774	463.904	22,42%
Servicios	1.239.399	1.265.423	26.024	2,10%
Materiales y suministros	28.070	15.380	(12.690)	-45,21%
Inversión-Bienes Duraderos	81.426	2.439	(78.987)	-97,00%
Transferencias Corrientes	91.134	95.882	4.748	5,21%
Cuentas Especiales		18.000	18.000	100%
<b>Total</b>	<b>3.508.899</b>	<b>3.929.898</b>	<b>420.999</b>	<b>12%</b>

En la mayoría de las partidas del Presupuesto 2015 existe un ligero aumento con respecto al gasto ejecutado en el periodo 2013. A nivel total el incremento en el monto presupuestado es de 12%. Al igual que en periodos anteriores la cuenta de Remuneraciones tuvo un incremento importante.

De acuerdo a lo indicado por la administración generalmente estos aumentos se deben por las aprobaciones de plazas y los correspondientes incrementos del costo de la vida.

Por otra parte la creación de la Cuenta Especial obedece al dinero reservado para pago de servicios institucionales que deben hacerse al ICE, con el fin de corregir la situación que se venía presentando en periodos anteriores y que en parte dieron origen a la deuda que se mantiene con esta institución.

#### **Proyección de ingresos del mercado**

Conforme lo definido en el artículo 7 de la Ley N° 7566 la tarifa porcentual de financiamiento del Sistema de Emergencias 9-1-1 se determina en función de los costos que demande la eficiente administración del sistema, y en consideración con la proyección del monto de facturación telefónica para el siguiente ejercicio fiscal.

Tal y como se mencionó en la introducción de este estudio con el propósito de estimar una proyección de facturación telefónica del mercado la Dirección General de Mercados el día 7 de octubre del 2014 mediante los oficios números: 6811-SUTEL-DGM-2014, 6818-SUTEL-DGM-2014, 6819-SUTEL-DGM-2014, 6824-SUTEL-DGM-2014, 6841-SUTEL-DGM-2014, 6843-SUTEL-DGM-2014, 6845-SUTEL-DGM-2014, 6847-SUTEL-DGM-2014, 6848-SUTEL-DGM-2014, 6849-SUTEL-DGM-2014, 6850-SUTEL-DGM-2014, 6852-SUTEL-DGM-2014, 6853-SUTEL-DGM-2014, 6855-SUTEL-DGM-2014, 6856-SUTEL-DGM-2014, solicitó a los operadores y proveedores autorizados de Servicios de Telecomunicaciones que brindan servicios de telefonía-voz- (fija, móvil o IP sin incluir otros servicios de telecomunicaciones) con acceso al servicio 9-1-1, que informen cuáles habían sido sus ingresos por facturación telefónica comprendidos entre el 1 de Octubre del 2013 al 30 de Septiembre del 2014.

En respuesta a dicha solicitud de información, los siguientes proveedores respondieron a la información requerida por SUTEL<sup>1</sup> :

Virtualis, S.A. (FULL MÓVIL)	Telefónica de Costa Rica TC, S.A. (MOVISTAR)
Call My Way NY, S.A	American Data Networks
PRD Internacional S.A	Radiográfica Costarricense S.A
Claro C.R Telecomunicaciones, S.A (CLARO)	R & H International Telecom, S.A.
Interphone, S.A.	Televisora de Costa Rica, S.A. (TUYO MÓVIL)
Telecable Económico TV, S.A.	E-Diay S.A
Millicom Cable Costa Rica, S.A (TIGO)	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)
Comunicaciones Múltiples JV de Costa Rica, S.A. (MULTICOM)	

<sup>1</sup> Los datos específicos de ingresos por facturación telefónica remitidos por cada proveedor se consideran como información confidencial conforme lo definido en la RCS-283-2014 de las 10:15 horas del 12 de noviembre de 2014.

Sin embargo las cifras remitidas por dos proveedores no fueron homogéneas en cuanto a su plazo, esto en razón de que recientemente iniciaban operaciones y en otros casos no se recibió los 12 meses de información solicitados. El hecho de que algunas declaraciones presentadas no fueran consistentes en plazo reportado, obligó a la DGM a llevar a cabo una anualización de los montos de facturación remitidos, así se procedió a anualizar dicha información de la siguiente manera: primero, se tomaron los datos remitidos por cada operador y dividiéndolos entre el número de meses remitidos, esto con el objetivo de contar con un dato mensual; segundo, la cifra mensual obtenida para cada operador se multiplicó por doce con el objetivo de obtener una cifra anual. Una vez que se contaba con dicha información se obtuvo una cifra estimada de facturación telefónica para el año fiscal 2014, la cual asciende a ₡442.775.595.375 colones.

Para proyectar la cifra correspondiente al 2015 se empleó como tasa de crecimiento, el porcentaje resultante de la variación relativa de las sumatoria de las declaraciones juradas de ingresos presentadas ante la SUTEL por los operadores y proveedores de servicios de telecomunicaciones para los periodos 2013 y 2014, el cual ascendió a 5,86%. Con lo cual la cifra de ingresos proyectada ascendería a ₡468.701.073.264.

Esta última cifra es la que se emplea posteriormente para el cálculo de la tasa de financiamiento del Sistema de Emergencias 9-1-1.

### **Definición de la Tarifa**

Como se mencionó anteriormente, de acuerdo a lo establecido en el artículo 7 de la Ley 7566, el Sistema de Emergencias 9-1-1 se financiará con la retención en la facturación de telefonía que realicen los operadores a todos los abonados y usuarios de los servicios de telefonía. La tarifa porcentual será determinada en función de los costos que demande la eficiente administración del sistema y en consideración con la proyección del monto de facturación telefónica para el siguiente ejercicio fiscal. En este caso, la tarifa porcentual no podrá exceder un uno por ciento (1%) de la facturación telefónica.

De acuerdo a la información presentada el Sistema de Emergencias requiere de ₡3.929.898 miles de colones para llevar a cabo sus funciones en el periodo 2015. Del total anterior ₡3.911.898 miles de colones corresponden al 1% de los ingresos proyectados por el ICE y el restante ₡18.000 miles de colones a la proyección de ingresos por multas e intereses. Por lo tanto para efectos del cálculo de la tarifa solo se deben considerar el ₡3.911.898 miles. Asimismo, a dicho monto se le debe adicionar o restar el resultado de la última liquidación presupuestaria.

Para determinar de forma aproximada el requerimiento de financiamiento del Sistema de Emergencias para el año 2015, considerando la información brindada anteriormente por la administración con respecto al presupuesto y el superávit o déficit acumulado, inicialmente se calculó el déficit aproximado a noviembre 2014.

### **Cuadro Número 11**

Sistema de Emergencia 9-1-1  
Déficit acumulado a noviembre 2014  
(Miles de Colones)

<b>Periodo</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Superávit o (Déficit)</b>
Diciembre de 2010			-57.813
Diciembre de 2011	2.448.629	3.355.209	-906.580
Diciembre de 2012	2.137.356	3.445.011	-1.307.655
Diciembre de 2013	3.789.736	3.508.899	280.837
Noviembre de 2014	3.469.920	2.905.525	564.395
<b>Déficit acumulado a Noviembre 2014</b>			<b>-1.426.816</b>

**Fuente: Datos proporcionados por el Sistema de Emergencias 9-1-1.**

Una vez determinado este monto para calcular las necesidades de financiamiento se consideró el presupuesto solicitado por el Sistema de Emergencias 911 para el periodo 2014

### Cuadro Número 12

Sistema de Emergencia 9-1-1  
Determinación de Requerimientos de Financiamiento  
(Miles de Colones)

Detalle	Monto
Déficit acumulado a Noviembre 2014	1.426.816
Presupuesto año 2014	3.911.898
<b>Requerimientos de financiamiento estimados para el año 2014</b>	<b>5.338.714</b>

De acuerdo al cuadro anterior, el requerimiento de financiamiento del Sistema de Emergencias para el año 2015 ascendería a ₡5.338.714 (miles) considerando lo acumulado a noviembre 2014 y en los años anteriores.

Según el artículo 7, de la Ley 7566, la tarifa porcentual será determinada en función de los costos que demande la eficiente administración del sistema y en consideración con la proyección del monto de facturación telefónica para el siguiente ejercicio fiscal. La tarifa porcentual no podrá exceder un uno por ciento (1%) de la facturación telefónica.

Por lo tanto, para determinar qué porcentaje representa el requerimiento de financiamiento del Sistema de Emergencias se dividió la suma de ₡5.338.714 entre los ingresos del mercado

### Cuadro Número 13

Determinación tarifa Sistema de Emergencias 9-1-1  
Año 2015

Proyección de Ingresos del Mercado	468.701.073.264
1% Ingresos del Mercado	4.687.010.733
Requerimientos de Financiamiento del 911	5.338.714.000
% sobre Ingresos (Requerimientos de financiamiento 911/ Proyección de Ingresos del Mercado)	1,14%
Tarifa propuesta	1%

El dato resultante asciende a 1.14% por lo que, considerando lo establecido en artículo 7 de la Ley 7566, que señala que la tarifa no podrá exceder el 1% de la facturación por usuario, se tiene que la tarifa que deben incluir los operadores en la facturación telefónica para el 2015 se debe mantener en el tope del 1%. Es importante mencionar que a pesar de que el ejercicio previamente presentado señala que debiera ser una proporción mayor al 1%, (no solo por los datos actuales sino por las cifras con las cuales podrían resultar si posteriormente se incluye los datos de diciembre 2014) se debe considerar la restricción legal que establece tope. No obstante, por otra parte el crecimiento estimado del mercado podría ser superior o inferior a lo estimado.

- III. Que la presente solicitud de ajuste en la tarifa es la sexta que se presenta desde la entrada en vigencia de la Ley General de Telecomunicaciones, ley 8642, ya que el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones en resolución número RCS-170-2010 de las 15:30 horas del 17 de marzo del 2010, acuerdo 009-016-2011 de la sesión ordinaria 016-2011 del 2 de marzo del 2011, resolución número RCS-080-2012 de las 14:30 horas del 29 de febrero del 2012, resolución RCS-034-2013 de las 10:000 horas del 6 de febrero del 2013 y en resolución RCS-010-2014 de las 16:00 horas del 15 de enero del 2014, fijó la tarifa porcentual mensual equivalente al uno por ciento (1%) de la facturación telefónica que cobren todos los operadores telefónicos, incluido el ICE, cuyos usuarios dispongan de un número telefónico previamente asignado y tengan acceso al sistema de emergencias 9-1-1. (Ver expedientes números SUTEL-ET-001-2009, SUTEL-ET-001-2010, SUTEL-ET-003-2011, SUTEL-GCO-TMI-002-2012 y SUTEL-GCO-TMI-1557-2013).

- IV. Que como fundamento principal de la solicitud tarifaria planteada por el Sistema de Emergencias 9-1-1 es el presupuesto de Operación e Inversión para el año 2015 el que alcanza la suma de ¢3.929.898.136 de colones, los cuales requieren que la tarifa se mantenga en un 1%.
- V. Que el Sistema de Emergencias 9-1-1 realiza su formulación de gastos partiendo de la proyección de ingresos la cual tiene como base la proyección de la tasa que se cobra a los usuarios con acceso al sistema los cuales ascienden a ¢3.911.898.136 de colones, y a los recursos obtenidos por recaudación de multas los cuales ascienden a ¢18.000.000 de colones para un total de ¢3.929.898 miles de colones, base sobre la cual se preparó el presupuesto del año 2015.
- VI. Que existió una sub ejecución del presupuesto, en el periodo 2013, el cual fue ejecutado en un 86,19%. Es decir que a primera instancia se podría deducir que el Sistema de Emergencias 9-1-1 no ha tenido la capacidad para ejecutar el presupuesto en su totalidad, y que el gasto real fue inferior a lo presupuestado, situación que de igual forma se ha presentado en años anteriores. Por otra parte no es posible conocer la sub ejecución al finalizar el periodo 2014, debido a que la institución el dato que adjunta en la solicitud tarifaria es a Julio 2014, y en este se indica que habiendo transcurrido 7 meses el gasto real es un 45% del presupuesto que se proyectó para el periodo 2014.
- VII. Que además de analizar la ejecución del presupuesto se debe considerar el análisis de las liquidaciones presupuestarias, ya que el presupuesto aprobado para la fijación tarifaria no es necesariamente el ingreso real que recibe el Sistema. Lo anterior debido a que el presupuesto se basa en una proyección pero la recaudación del sistema proviene de lo facturado al usuario final de acuerdo a lo establecido en la Ley.
- VIII. Que en la determinación de la tarifa para el año 2015 se analizó el superávit o déficit acumulado a noviembre 2014, debido a que este fue el último dato suministrado por el Sistema de Emergencias 911.
- IX. Que de conformidad con lo anterior, se procedió a comparar los ingresos percibidos y los egresos desembolsados por el Sistema de Emergencias 9-1-1 durante los periodos 2010, 2011, 2012, 2013 y noviembre 2014, obteniéndose un déficit acumulado a esa fecha de ¢1.426.816.000 de colones.
- X. Que considerando el presupuesto del Sistema de Emergencias 9-1-1 para el año 2015, se obtiene que los requerimientos de efectivo alcanzan la suma de ¢5.338.714.000 de colones, los cuales provienen de la suma del déficit acumulado (¢1.426.816.000 de colones) y el presupuesto del año 2015 (¢3.911.898.136 de colones).
- XI. Que para determinar que los requerimientos de financiamiento por parte del Sistema de Emergencias 9-1-1 para el año 2015 no exceden al 1% de los ingresos de telefonía de todo el mercado se procedió a realizar una proyección de ingresos de operadores que actualmente brindan el servicio de telefonía con acceso al Sistema de Emergencias 9-1-1.
- XII. Que actualmente brindan servicios de telefonía con acceso al Sistema de Emergencias 9-1-1 las siguientes empresas: Virtualis, S.A. (FULL MÓVIL), Telefónica de Costa Rica TC, S.A. (MOVISTAR), Call My Way NY, S.A, American Data Networks, PRD Internacional S.A, Radiográfica Costarricense S.A, Claro C.R Telecomunicaciones, S.A (CLARO), R & H International Telecom, S.A., Interphone, S.A., Televisora de Costa Rica, S.A. (TUYO MÓVIL), Telecable Económico TV, S.A, Comunicaciones Múltiples JV de Costa Rica, S.A. (MULTICOM), E-Diay S.A, Millicom Cable Costa Rica, S.A (TIGO) e Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- XIII. Que para el respectivo análisis la Superintendencia de Telecomunicaciones contó con información de todas las empresas citadas en el punto anterior.
- XIV. Que se consideró viable e incluso congruente con otras aplicaciones internas similares, utilizar una tasa de crecimiento para el año 2015 del 5,86%, tasa resultante de la variación relativa de la sumatoria de las declaraciones juradas de ingresos presentadas ante la Dirección General de

Operaciones por los operadores y proveedores de servicios de telecomunicaciones para los periodos 2013 y 2014

- XV. Que al aplicar el porcentaje estimado en un 5,86% para el crecimiento del mercado de telefonía, la suma total de ingresos en telefonía esperados en el año 2015 asciende a ¢468.701.073.264.
- XVI. Que para determinar qué porcentaje representa el requerimiento de financiamiento del Sistema de Emergencias se dividió la suma de ¢5.338.714.000 de colones (requerimiento de financiamiento año 2015) entre el 1% de la facturación telefónica proyectada de todo el mercado:

**Determinación tarifa Sistema de Emergencias 9-1-1  
Año 2015**

Proyección de Ingresos del Mercado	468.701.073.264
1% Ingresos del Mercado	4.687.010.733
Requerimientos de Financiamiento del 911	5.338.714.000
% sobre Ingresos (Requerimientos de financiamiento 911/ Proyección de Ingresos del Mercado)	1,14%
<b>Tarifa propuesta</b>	<b>1%</b>

- XVII. Que el dato resultante asciende a 1,14% por lo que, considerando lo establecido en artículo 7 de la Ley N° 7566, que señala que la tarifa no podrá exceder el 1% de la facturación telefónica, se tiene que la tarifa que deben incluir los operadores en la facturación telefónica para el 2015 se debe mantener en el tope del 1%.
- XVIII. Que de conformidad con la resolución tarifaria RRG-3968-2004 del 29 de setiembre de 2004, el Sistema de Emergencias 9-1-1 debe reconocerle al ICE un 3,86% de los ingresos que le corresponden, en virtud de los servicios de facturación y recaudación que le brinda dicha Institución.
- XIX. Que el recargo porcentual del 1% por concepto del Sistema de Emergencias aplicable a las facturaciones telefónicas que realice el Instituto Costarricense de Electricidad, debe hacerse extensivo a las restantes empresas de telecomunicaciones que brinden servicios de telefonía –voz- (fija, móvil o IP) con acceso al Servicio de Emergencias 9-1-1.

**B. SOBRE LA CONFIDENCIALIDAD DE LA INFORMACIÓN**

- XX. Que el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones, en la resolución número RCS-283-2014 de las 10:15 horas del 12 de noviembre del 2014, analizo con detalle el tema de la confidencialidad de los ingresos por servicio de telecomunicaciones, específicamente por el servicio de telefonía de –voz- (fija, móvil o IP sin incluir otros servicios de telecomunicación) con acceso al servicio 9-1-1, y dispuso:

**ÚNICO:** Declarar confidencial por el período de un (1) año la información suministrada por: Telefónica de Costa Rica TC, S.A. (MOVISTAR) visible a folios 235 al 236, Call My Way NY, S.A. visible a folios 237 al 238, American Data Networks, S.A. visible a folio 301, PRD Internacional visible a folios 302 al 303, Radiográfica Costarricense S.A visible a folios 304 al 308, Claro C.R Telecomunicaciones, S.A visible a folios 309 al 310, R&H International Telecom Services S.A visible a folio 311, Interphone, S.A. visible a folios 312 al 313, Televisora de Costa Rica, S.A. visible a folio 314, Telecable Económico TVE, S.A visible a folios 315 al 316, Comunicaciones Múltiples JV de Costa Rica, S.A. (MULTICOM) visible a folio 317, E-Diay S.A visible a folios 322 al 323, Millicom Cable Costa Rica S.A (TIGO) visible a folios 328 al 330) y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) visible a folios 333 al 335.

**POR TANTO**

Con fundamento en las competencias otorgadas en la Ley General de Telecomunicaciones, ley 8642, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, ley 7593, la Ley General de Administración Pública,

ley 6227, Ley de Creación del Sistema de Emergencias del 911, ley 7566, y vistos los citados antecedentes y fundamentos jurídicos,

**EL CONSEJO DE LA  
SUPERINTENDENCIA DE TELECOMUNICACIONES  
RESUELVE:**

1. Fijar la tarifa porcentual mensual equivalente al uno por ciento (1%) de la facturación telefónica para el cálculo correspondiente de la tasa de financiamiento del Sistema de Emergencias 9-1-1, que cobren todos los operadores de servicios telefónicos, a los contribuyentes o usuarios de los servicios de telefonía quienes se beneficiarán del servicio y de la garantía de su permanencia y eficiente prestación; de conformidad con el artículo 7 de la Ley N°7566.
2. Autorizar a todos los operadores de servicios de telefonía que brinden los servicios de facturación y recaudación de la tasa de financiamiento del Sistema de Emergencias 9-1-1 y cuyos usuarios tengan acceso al Sistema de Emergencias 9-1-1, a retener lo dispuesto en la Ley N°7566 .
3. Ordenar a la administración del Sistema de Emergencias 9-1-1 que en la información de la próxima solicitud tarifaria deberá presentar un informe indicando el seguimiento y la atención brindada a los asuntos señalados por esta Superintendencia mediante el oficio N° 8319-SUTEL-DGM-2014.
4. Ordenar a la administración del Sistema de Emergencias 911 que en la información de la próxima solicitud tarifaria presente un informe con corte a octubre 2015 sobre los resultados de las actividades operativas establecidas para las metas estratégicas indicadas en el Plan Anual Operativo 2015 y a las cuales se les asignó prioridad número 1. Se debe indicar el presupuesto que cada una de esas actividades a la citada fecha ha consumido.
5. Ordenar a la Administración del Sistema de Emergencias 9-1-1 realizar un análisis financiero de forma mensual a fin de evidenciar las variaciones absolutas y relativas (en términos de porcentajes) en las cuentas del Estado Financiero y del Estado de Ingresos y Gastos que se genere en cada uno de los meses. Se deberá indicar claramente las razones principales por las cuales las distintas cuentas de ambos estados aumentan o disminuyen en cada uno de los meses. Se debe llevar un control mensual de todos los gastos asumidos y los gasto por los contratos de toda naturaleza (arrendamientos de equipo, de edificio y otros servicios). Estos análisis deberán ser presentados como parte de la información en la próxima solicitud tarifaria.
6. Ordenar al Sistema de Emergencias 9-1-1 llevar un detalle las liquidaciones presupuestarias mensuales a fin de controlar los ingresos reales recibidos y los gastos incurridos, para determinar si existe un déficit o un superávit en cada uno de los meses.
7. Ordenar al Sistema de Emergencias 9-1-1 informar sobre el estado del convenio de pago de la cuenta por pagar al ICE, así como los resultados del proceso de separación de esta institución, detallando acciones que se han realizado durante el periodo 2015 así como los procesos que están pendiente.
8. Ordenar a la administración del Sistema de Emergencias 9-1-1 entregar en la próxima solicitud tarifaria los estados financieros auditados y la carta a la gerencia emitida por los auditores externos.
9. Ordenar a la administración del Sistema de Emergencias 9-1-1 brindar un informe sobre el seguimiento y corrección de todas las observaciones que se indiquen en la carta a la gerencia emitida por los auditores externos.
10. Ordenar al Sistema de Emergencias 911 adjuntar los siguientes detalles de las partidas presupuestarias como parte de la información de la próxima solicitud tarifaria:

- a. En cuanto a la partida presupuestaria de Remuneraciones y dado la importancia que tienen los salarios dentro este rubro se solicita al Sistema de Emergencias 9-1-1 suministrar un detalle mensual de los funcionarios y de sus correspondientes salarios, así como de las cargas sociales que son asumidos en cada uno de los meses. Se deben además detallar otras partidas adicionales (en caso de que existan) tales como horas extra, recargo de funciones, incentivos salariales, entre otros. De igual forma en cada mes cuando se incluyan plazas nuevas se deben adjuntar las justificaciones que dan razón de su existencia y el área o departamento en el cual laborarán. Adicionalmente, se debe indicar el monto salarial y el gasto por cargas sociales que deberá asumir la institución con la creación de las plazas nuevas. Se deben incluir además las acciones o los estudios que la administración del Sistema 911 llevó a cabo para analizar y determinar la cantidad de personal que requiere para lograr un nivel de servicio óptimo.
  - b. En cuanto a la cuenta Servicios suministrar un detalle mensual de los gastos que son cancelados mensualmente a los distintos proveedores durante el periodo 2015
  - c. En cuanto a la partida de Materiales y Suministros, y Bienes duraderos suministrar un detalle mensual de los gastos que serán cubiertos con los fondos de esta apartado.
  - d. Las partidas de Reserva de gestión de fondos multas existe dentro de las partidas presupuestarias de Servicios, Materiales y Suministros, y Bienes duraderos. El Sistema de Emergencias 9-1-1 de forma mensual debe mantener un detalle de los fondos por multas que se utilizan exclusivamente para financiar campañas publicitarias y otras actividades educativas sobre el uso correcto de este Sistema por parte de los usuarios.
  - e. Transferencias corrientes: Se requiere que la administración para el periodo 2015 suministre un detalle mensual de los gastos que serán cubiertos con los fondos de este apartado.
11. Publicar en el diario oficial La Gaceta la presente resolución, la cual entrará en vigencia a partir del período de facturación inmediato posterior a la fecha de su publicación.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 345 de la Ley General de la Administración Pública, se indica que contra esta resolución cabe el recurso ordinario de revocatoria o reposición ante el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones, a quien corresponde resolverlo y deberá interponerse en el plazo de tres días hábiles, contados a partir del día siguiente de la notificación de la presente resolución.

**NOTIFIQUESE  
PUBLÍQUESE  
INSCRÍBASE EN EL REGISTRO NACIONAL DE TELECOMUNICACIONES**

*La anterior transcripción se realiza a efectos de comunicar el acuerdo citado adoptado por el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones.*

Atentamente,  
**CONSEJO DE LA SUPERINTENDENCIA DE TELECOMUNICACIONES**

**Luis Alberto Cascante Alvarado**  
**Secretario del Consejo**