

**ALCANCE DIGITAL N° 102**

# **LA GACETA**

**Diario Oficial**

Año CXXXVII

San José, Costa Rica, viernes 27 de noviembre del 2015

N° 231

## **INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS**

### **AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

N° RJD-222 - 2015

### **INTENDENCIA DE ENERGÍA**

N° RIE 113-2015

N° RIE 114-2015

N° RIE 115-2015

# INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS"

## AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESOLUCIÓN RJD-222 -2015

San José, a las quince horas minutos del ocho de octubre de dos mil quince

RECURSO DE RECONSIDERACIÓN O REPOSICIÓN INTERPUESTO POR EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, CONTRA LA RESOLUCIÓN RJD-072-2015 DEL 23 DE ABRIL DEL 2015, DICTADA POR LA JUNTA DIRECTIVA.

Á

Á

EXPEDIENTE OT-300-2014

### RESULTANDO:

- I. Que el 23 de abril de 2015, mediante la resolución RJD-072-2015, la Junta Directiva aprobó la Norma Técnica Regulatoria denominada "*Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión*" AR-NT-SUCOM, luego de haberse seguido el procedimiento establecido en el artículo 36 de la Ley 7593. (Folios del 1308 al 1380).
- II. Que el 5 de mayo de 2015, en el Alcance Digital N° 31 de La Gaceta N° 85, se publicó la resolución RJD-072-2015. (Folios del 1226 al 1267 y 1386).
- III. Que el 7 de mayo de 2015, el Instituto Costarricense de Electricidad (en adelante ICE), interpuso recurso de reposición o reconsideración contra la resolución RJD-072-2015. (Folios del 1268 al 1283).
- IV. Que el 8 de mayo de 2015, mediante el memorado 331-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva, remitió para su análisis el mencionado recurso a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria. (Folio 1385).
- V. Que el 21 de mayo del 2015, mediante el oficio 0023-CAHMNE-2015, la Comisión Ad Hoc comunicó a la Junta Directiva de Aresep la propuesta de modificación de la norma AR-NT-Á SUCOM, entre otras. (Folios del 1389 al 1425).
- VI. Que el 28 de mayo de 2015, la Junta Directiva tomo el acuerdo 09-23-2015 del acta de la sesión ordinaria 23-2015, mediante el cual acordó someter al proceso de audiencia pública la propuesta de modificación de los artículos 8, 10, 15, 21, 23, 26, 28, 30, 32, 37, 38, 39, 43, 44, 45, 48, 49, 50, 51, 52, 57, 65, 66, 68, 123 y 124 de la norma técnica AR-Á NT-SUCOM. (Folios del 1645 al 1656).
- VII. Que el 30 de junio de 2015, se publicó en los diarios La Extra, La Nación y en La Gaceta N° 125 la convocatoria a audiencia pública para conocer la propuesta de modificación señalada en el punto anterior. (Folios 1667 y 1668).
- VIII. Que el 2 de julio del 2015, mediante oficio 621-DGAJR-2015, la DGAJR solicitó a la Comisión Ad Hoc criterio técnico sobre los recursos interpuestos contra la resolución recurrida. (Se adjunta al presente criterio).
- IX. Que el 28 de julio de 2015, se celebró la audiencia pública mediante la cual se discutió la propuesta de modificación de los artículos 8, 10, 15, 21, 23, 26, 28, 30, 32, 37, 38, 39, 43, 44, 45, 48, 49, 50, 51, 52, 57, 65, 66, 68, 123 y 124 de la norma técnica AR-NT-SUCOM,

así como de varios artículos de la norma técnica AR-NT-SUINAC, según consta en el Acta 064-2015. (Folios 1893 al 1899).

- X. Que el 10 de agosto del 2015, mediante oficio 0030-CAHMNE-2015, la Comisión Ad Hoc comunicó a la Junta Directiva de Aresep la propuesta final de modificación de la norma recurrida, entre otras, una vez celebrada la respectiva audiencia pública. (Folios 1774 al 1818).
- XI. Que el 14 de agosto de 2015, mediante oficio 0031-CAHMNE-2015, la Comisión Ad Hoc emitió criterio técnico sobre el recurso interpuesto por el ICE contra la resolución recurrida. (Folios 1840 al 1848).
- XII. Que el 19 de agosto de 2015, mediante el oficio 0032-CAHMNE-2015, la Comisión Ad Hoc remitió a JD, las versiones corregidas de los anexos A y B del oficio 0030-CAHMNE-2015, en razón de un error de transcripción. (Folios 1850 al 1892).
- XIII. Que el 16 de setiembre de 2015, mediante el oficio 888-DGAJR-2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rindió el criterio sobre el recurso de reconsideración o reposición, interpuesto por el ICE, contra la resolución RJD-072-2015.
- XIV. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

#### **CONSIDERANDO:**

- I. Que en ausencia del señor Regulador General Dennis Meléndez Howell, con motivo de sus vacaciones desde el 24 de setiembre al 23 de octubre del 2015 inclusive, emite este acto la señora GRETTEL LÓPEZ CASTRO, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente. De conformidad con el artículo 57 de la misma ley, la Reguladora General Adjunta sustituye al Regulador General durante sus ausencias temporales.
- II. Que del oficio 888-DGAJR-2015 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

[...]

#### **II- ANÁLISIS POR LA FORMA**

##### **1. NATURALEZA**

*El recurso interpuesto es el ordinario de reposición, al cual se le aplican, las disposiciones contenidas en los artículos 342 a 352 de la LGAP.*

## **2. TEMPORALIDAD DEL RECURSO**

*La resolución recurrida, fue notificada el 4 de mayo de 2015 (folios 1364, 1378 y 1380), y la impugnación fue planteada por el ICE el 7 de mayo de 2015 (folio 1268 y 1282).*

*Del análisis comparativo entre la fecha de notificación del acto y la de interposición del recurso, con respecto al plazo de tres días hábiles para recurrir otorgado en el artículo 346 de la LGAP, se concluye que la impugnación fue interpuesta en tiempo.*

## **3. LEGITIMACIÓN**

*Respecto a la legitimación activa, cabe indicar que el ICE está legitimado para actuar -en la forma en que lo ha hecho- de conformidad con el artículo 275 de la LGAP, en concordancia con el artículo 36 de la Ley 7593.*

## **4. REPRESENTACIÓN**

*La señora María Gabriela Sánchez Rodríguez, actuó en su condición de Apoderada Especial Administrativa del ICE, según poder aportado por dicho Instituto al presentar la oposición a la propuesta de norma técnica durante el proceso de aprobación de ésta (visible a folios 463 y 464).*

*Adjunto a dicho poder, se observa además, la respectiva certificación notarial que acredita la condición de la poderdante Julieta Bejarano Hernández, como Apoderada Generalísima sin límite de suma del ICE (visible a folio 465). Con ello, es posible concluir que al momento de la presentación del recurso en estudio, la señora Sánchez Rodríguez estaba facultada para actuar en nombre del ICE.*

*Dicho todo lo anterior, se concluye que el recurso de reposición interpuesto por el ICE, resulta admisible.*

*(...)*

## **IV ANÁLISIS DE FONDO**

*A continuación se procede a analizar los argumentos puntuales expuestos por el ICE en cada artículo de su interés. No obstante, debe aclararse primeramente, que al día de hoy, se encuentra en trámite la modificación de algunos de los artículos de diversas normas técnicas emitidas por la Aresep, entre ellas la AR-NT-SUCOM, motivo por el cual, en caso de hacerse referencia a alguno de esos artículos específicos, exponiendo justamente el aspecto reformado, se indicará la satisfacción de lo solicitado por el ICE sin entrar a analizar el fondo.*

**1.- Sobre el artículo 3, definición de “Fuerza mayor”:** *La fuerza mayor es un eximente de responsabilidad y su argumentación es válida con la sola constatación de la ocurrencia del evento. En la definición de fuerza mayor dada en la norma técnica, se establece una condicionante para que dicha eximente se produzca, extralimitando las facultades del Ente Regulador. Aunque se pueda prever o no la ocurrencia del evento, sus efectos son inevitables e irresistibles por ser ajenos a la actividad del ICE y por ello, el nexo causal se rompe una vez constatada la sola ocurrencia de éste. Por esto, solicita modificar la redacción de la definición dicha, eliminando de ésta la frase “... que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.” Para que, en su lugar se indique “... en todo caso la responsabilidad en garantizar la prestación del servicio en forma*

*eficiente, continuo y de calidad, se restablecerá en el momento en que los efectos del evento de fuerza mayor desaparezcan.”*

*Señala el recurrente que, asociar la ocurrencia de un evento (en este caso, de la naturaleza) a la superación por parte de éste, de ciertas condiciones de diseño previamente consideradas, para que sea definido como fuerza mayor, resulta ser una condicionante que constituye una extralimitación de las facultades del Ente Regulador.*

*A su consideración, esa condicionante resulta innecesaria e ilegal, pues indica, que con la sola constatación de la ocurrencia del evento basta para justificar la existencia de fuerza mayor como una eximente de responsabilidad. Es decir, que no es imperativo el cumplimiento previo de ciertas condiciones, para la determinación de un evento acaecido como fuerza mayor.*

*Dicha posición es fundamentada en dos extractos jurisprudenciales que transcribe el recurrente, el primero, de un voto de la Sala Constitucional y el segundo, de una resolución del Tribunal Contencioso Administrativo. Analizando ambas referencias, se observa que más allá de ofrecerse una definición de fuerza mayor, ninguna de las dos establece que la imprevisibilidad del evento que configura dicha eximente, **no conlleva una actuación diligente previa.***

*Es por lo anterior, que dicho fundamento no responde a lo petitionado por el recurrente, el cual solicita que las bases de una actuación diligente, establecidas en la definición de fuerza mayor, sean eliminadas de ésta, es decir, que la empresa eléctrica pueda omitir considerar en sus diseños ciertas condiciones básicas, que desde el punto de vista del Ente Regulador y en ejercicio de sus competencias especializadas, permiten fortalecer la eficiencia, continuidad y calidad de la prestación del servicio regulado.*

*De ello, se desprende que según el ICE, la eliminación de la frase en cuestión, implicaría que la ocurrencia, imprevisibilidad e inevitabilidad del evento, automáticamente lo convertiría en fuerza mayor. Ello, sin considerar que aquellos eventos que resultan previsibles pero inevitables (como lo señala la jurisprudencia y doctrina) también pueden ser catalogados como fuerza mayor. Dicha previsibilidad del evento, necesariamente conllevaría una actuación diligente por parte del prestador del servicio.*

*No es posible dejar en la definición de “fuerza mayor”, el evento ocurrido, a merced de su imprevisibilidad, pues deben considerarse también aquellos eventos que aún previsibles (teniendo una conducta previa diligente), resultan inevitables configurando igualmente, la eximente de responsabilidad; e incluso, aquellos eventos que son previsibles y la conducta es diligente, esto, los convierte en evitables, llevando la discusión en cuanto a la responsabilidad, fuera de toda posibilidad de exoneración.*

*Lo anterior, amerita que en la definición de fuerza mayor, el Ente Regulador conserve el elemento de diligencia, a fin de procurar que las empresas eléctricas, aunque sometidas a eventos de la naturaleza que puedan resultar imprevisibles y al final inevitables, igualmente, deban contemplar en sus diseños, condiciones básicas que permitan procurar la prestación adecuada del servicio.*

*De esta manera, no siempre la ocurrencia de un evento de la naturaleza, debería implicar automáticamente la existencia de fuerza mayor, pues, asumiendo que es necesaria una actuación previa diligente, es posible que, dicho evento sea previsible y evitable, conllevando responsabilidad.*

*El ICE por el contrario, propone que la sola ocurrencia de un evento de la naturaleza, implique la existencia de fuerza mayor, generándose con ello, la certeza de exoneración de responsabilidad en todos los casos, con la sola constatación.*

*Esto no solo es contrario a lo analizado anteriormente, sino que también, desincentiva la actuación diligente por parte de las empresas que deben tomar medidas mínimas preventivas en sus diseños, a fin de procurar que, ante la ocurrencia de algún evento, igualmente, existan formas de contingencia que tiendan a evitar o aminorar los efectos dañosos.*

*Por lo analizado, se considera que el ICE no lleva razón en su argumento, en cuanto a la modificación de la redacción de la definición de “fuerza mayor” incluida en el artículo 3 de la norma recurrida.*

**2. Sobre el artículo 3, definición de “Comercialización”:** *El ICE, considera que la definición de “Comercialización” como una de las etapas del servicio de suministro de energía eléctrica, debe ser sustituida por la definición de “Distribución y comercialización”, a fin de que éstas, se entiendan como dos etapas del servicio mencionado, que no se pueden prestar de forma separada, según el Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía, Decreto 30065-MINAE.*

*Observando el anterior argumento, se denota que el ICE lo ha expuesto en anteriores ocasiones con respecto a varias de las normas técnicas, en las cuales, las etapas de distribución y comercialización del servicio de suministro de energía eléctrica, han sido establecidas como etapas separadas que se pueden realizar de manera independiente.*

*La Aresep ha dispuesto mediante las normas técnicas emitidas, incluida la AR-NT-SUCOM, que ambas etapas son separadas, mientras que, según indica el ICE, el Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía, Decreto 30065-MINAE y el artículo 5 inciso a) de la Ley N° 7593, disponen que éstas no se pueden llevar a cabo por separado.*

*En el caso particular de la definición de “Comercialización” que la Aresep ha dispuesto en el artículo 3 de la norma técnica AR-NT-SUCOM, resulta lógico que, al entenderse ambas etapas mencionadas de manera separada y estando frente a una norma técnica que regula específicamente la supervisión de la comercialización; se establezca, a efectos de aplicar dicha norma, únicamente la definición de la etapa de comercialización.*

*No obstante, el ICE sostiene que la comercialización no puede prestarse de manera independiente a la distribución, motivo por el cual, en dicha definición considera que debe hacerse referencia a ambas etapas, cambiando por completo la definición establecida en la norma técnica AR-NT-SUCOM, vigente.*

*Al respecto, esta Dirección General en el oficio 994-DGAJR-2014 de 25 de noviembre de 2014, analizó el anterior argumento, al haber sido planteado por el ICE en la oposición (visible a folios del 118 al 132 del expediente OT-210-2014) que presentó en la audiencia pública en la cual se conoció la propuesta de la norma técnica AR-NT-SUMEL, tramitada en esa oportunidad, bajo el expediente OT-210-2014 y del cual, se extrae lo siguiente:*

*“(…)*

*El único aspecto de naturaleza jurídica que se expone en la oposición en estudio, es sobre una supuesta contradicción que parece haber entre lo dispuesto en la norma técnica propuesta y lo establecido en el Reglamento de Concesiones para el servicio público de suministro de energía eléctrica, Decreto Ejecutivo N°*

30065-MINAE, sobre la posibilidad de realizar las etapas del suministro de energía eléctrica: distribución y comercialización, por separado o no.

**I. Sobre el Principio de jerarquía normativa aplicado al caso concreto:**

*La oposición presentada por el ICE, no contiene ningún análisis técnico sobre los motivos por los cuales considera que en el servicio público de suministro de energía eléctrica, la etapa de la distribución no puede realizarse de manera separada a la de la comercialización.*

*Solamente se limita a indicar, desde un punto de vista jurídico pero también sin mayor desarrollo, que la distribución y la comercialización de la energía eléctrica no pueden ejercerse de forma separada por lo dispuesto en el Reglamento de Concesiones para el servicio público de suministro de energía Eléctrica, cuyo artículo 28, indica lo siguiente:*

*“Artículo 28.-*

*(...) Las actividades de distribución y comercialización, solo podrán ser prestadas por las empresas distribuidoras debidamente autorizadas y no podrán ejercerse en forma separada.”*

*Invocando lo dispuesto en el artículo antes transcrito, el ICE está solicitando que los artículos 4 y 6 de la norma técnica propuesta, sean modificados en su redacción, para que ambos en lugar de indicar “distribución o comercialización” dispongan “distribución y comercialización” conforme al Reglamento antes mencionado.*

*Como puede observarse en la oposición, el ICE no efectúa ningún análisis jurídico en torno al asunto, sino que, simplemente opone lo dispuesto en el Reglamento de Concesiones para el servicio público de suministro de energía eléctrica frente a lo establecido en la norma técnica propuesta.*

*Si bien, el oponente no expone mayor detalle de su argumento, este órgano asesor considera necesario analizar a la luz del Principio de jerarquía normativa, la aplicación de lo dispuesto en el Reglamento antes dicho sobre la norma técnica que nos ocupa.*

*La coexistencia de las diversas normas en nuestro ordenamiento jurídico, plantea un conflicto de ordenación jerárquica de las mismas. El Principio de jerarquía normativa permite establecer el orden de aplicabilidad de éstas, así como, el criterio para solucionar las posibles contradicciones entre normas de distinto rango.*

*A fin de establecer el rango de las normas, éstas han sido ordenadas jerárquicamente, de modo que las de rango inferior no pueden contradecir ni vulnerar lo establecido por una norma de rango superior.*

El artículo 6 de la Ley General de la Administración Pública (en adelante LGAP), contempla la jerarquía de las fuentes del ordenamiento jurídico administrativo en Costa Rica. Dicho artículo dispone:

“Artículo 6º-

1. La jerarquía de las fuentes del ordenamiento jurídico administrativo se sujetará al siguiente orden:

- a) La Constitución Política;
- b) Los tratados internacionales y las normas de la Comunidad Centroamericana;
- c) Las leyes y los demás actos con valor de ley;
- d) Los decretos del Poder Ejecutivo que reglamentan las leyes y los de los otros Supremos Poderes en la materia de su competencia;
- e) Los demás reglamentos del Poder Ejecutivo, los estatutos y los reglamentos de los entes descentralizados; y
- f) Las demás normas subordinadas a los reglamentos, centrales y descentralizadas.

2. Los reglamentos autónomos del Poder Ejecutivo y los de los entes descentralizados están subordinados entre sí dentro de sus respectivos campos de vigencia.

3. En lo no dispuesto expresamente, los reglamentos estarán sujetos a las reglas y principios que regulan los actos administrativos.”

En el artículo transcrito se plasma la aplicación del mencionado principio, el cual a su vez, viene a dotar al ordenamiento de seguridad jurídica, bastando solo conocer la forma de la disposición, su posición en jerarquía y con ello, su fuerza en el seno del ordenamiento frente a otras normas.

En el caso que nos ocupa, la oponente deja ver la supuesta contradicción entre dos normas; por un lado, el Reglamento de Concesiones para el servicio público de suministro de energía eléctrica, que establece en su artículo 28 que la distribución y la comercialización de la energía eléctrica, no se pueden realizar por separado y por el otro lado, la norma técnica propuesta que plantea la posibilidad de que se realicen de manera separada ambas etapas.

Del breve argumento que expone el ICE, se desprende que ante dicha contradicción debe prevalecer el mencionado Reglamento sobre la norma técnica propuesta, de manera que ésta última debería ajustarse a lo dispuesto en el primero.

A primera vista, podría considerarse que la aplicación del Principio de jerarquía normativa -con sustento en el artículo 6 de la LGAP-, debe realizarse en el presente asunto, valorando la prevalencia entre el Reglamento dicho y la norma técnica propuesta; resultando que, al encontrarse la primera fuente en el inciso d) y la segunda en el inciso e) del mencionado artículo, entonces debería preponderar la primera.

No obstante, analizando el sustento de la norma técnica propuesta por la Aresep, se tiene que ésta y cualquier otra reglamentación técnica que emita, tiene su origen en las competencias exclusivas y excluyentes que le han sido encomendadas a este ente regulador mediante la Ley N° 7593.

En dicha Ley, se establece no solo el artículo 25 que dispone la potestad de la Aresep de emitir los reglamentos técnicos (norma técnicas) que considere necesarios y convenientes para realizar su labor, sino también, los parámetros bajo los cuales debe realizar las funciones establecidas en el artículo 5, el cual dispone:

**“Artículo 5.- Funciones**

*En los servicios públicos definidos en éste artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. (...)*”

Dicho artículo es de gran importancia, no solo porque define las funciones de la Aresep, sino también, porque en él se establecen de forma expresa los servicios públicos a regular. Específicamente en el inciso a) del artículo se indica:

**“Artículo 5.- Funciones**

(...)

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

(...)” El resaltado no pertenece al original.

Como puede observarse, la disposición de establecer la comercialización como una etapa del servicio público de suministro de energía eléctrica, separada de las otras tres, proviene de la Ley N° 7593, que a su vez, refleja la voluntad del legislador.

El contenido de toda norma técnica o reglamento que emita la Aresep, debe plasmar y poner en práctica lo dispuesto en la Ley N° 7593, siendo que, si en el caso concreto, de dicha Ley se derivan cuatro etapas en la prestación del mencionado servicio público, lo cierto del caso, es que entonces con sustento en ello, la Aresep se encuentra plenamente facultada para disponerlo de igual forma en la norma técnica propuesta.

Los dos artículos de la norma técnica sobre los cuales el ICE manifiesta inconformidad, hacen referencia a las etapas de distribución y comercialización de manera separada, siendo de que acuerdo con la oponente, debería entenderse de manera conjunta, a fin de que, quien distribuya energía eléctrica también deba comercializarla, según la concesión que se le otorgue.

*De acuerdo con lo que dispone la Aresep en la norma técnica propuesta -de conformidad con la Ley N° 7593- la distribución y la comercialización son etapas separadas y podrían realizarse de manera separada, sin que, quien distribuya deba obligatoriamente comercializar y viceversa.*

*Entonces, tomando en consideración que la Ley N° 7593, es la que dispone las etapas de distribución y comercialización de manera separada, el Principio de jerarquía normativa, debería aplicarse entre dicha Ley y el Reglamento de Concesiones para el servicio público de suministro de energía eléctrica.*

*Nuevamente, acudiendo a la jerarquía establecida en el artículo 6 de la LGAP, se observa que la Ley N° 7593, es de mayor rango que el mencionado Reglamento, debiendo prevalecer la primera sobre la segunda.*

*No se observa justificante alguna, para delimitar en el indicado Reglamento, algo que la Ley N° 7593 no restringe. En la Ley N° 7593, no se dispone en ninguna de sus normas que las etapas de distribución y comercialización del servicio de suministro de energía eléctrica, deban concesionarse y realizarse de manera conjunta; es el Reglamento en su artículo 28 el viene sin sustento alguno, a imponer esta restricción.*

*Es así como, de conformidad con su rango jerárquico, la Ley N° 7593 debe prevalecer sobre el mencionado Reglamento, pudiéndose disponer la distribución y la comercialización como etapas diferentes que pueden realizarse de manera separada. La norma técnica propuesta, solamente recoge lo dispuesto en la Ley N° 7593.*

## **II. Sobre las competencias regulatorias de la Aresep:**

*Las competencias exclusivas y excluyentes de la Aresep en materia de regulación de los servicios públicos, conforme a la Ley N° 7593, se encuentran claramente definidas y reconocidas. Este es un ente técnicamente especializado que se encarga no solo de fijar precios y tarifas, sino también, de velar (sic) la prestación de los servicios públicos en condiciones óptimas, en beneficio de los usuarios.*

*Ahora bien, la Aresep dependiendo del servicio público a regular, debe actuar en coordinación con otros entes públicos designados también para participar, desde un punto de vista más administrativo, en la labor de regulación. Este es el caso del servicio de suministro de energía eléctrica, cuya concesión para la prestación del mismo, de conformidad con el artículo 5 de la Ley N° 7593, debe ser otorgada por el Ministerio de Ambiente y Energía –MINAE-.*

*El Reglamento en cuestión, fue emitido con la finalidad de establecer los parámetros bajo los cuales dichas concesiones deben ser otorgadas por el MINAE, así se dispuso en su artículo 2:*

**“Artículo 2º**—Este Reglamento tiene como objeto establecer los requisitos y regulaciones de las concesiones en materia

*de prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica, en concordancia con los Artículos 5 inciso a) y 9 de la Ley N° 7593. El presente reglamento no resulta de aplicación en lo relacionado con las concesiones de aprovechamiento de aguas reguladas por la Ley N° 276 de Aguas vigente.”*

*Si bien, el MINAE tiene plenamente establecida la potestad de otorgar las concesiones para la prestación de este servicio, lo cierto del caso es que dichas potestades debe ejercerlas no solo con sustento en el mencionado Reglamento, sino también, con observancia de las disposiciones que emita la Aresep como ente regulador con competencias exclusivas y excluyentes.*

*Además, de que el Reglamento, en lo que se contraponga, no puede prevalecer sobre la Ley N° 7593, como ya se explicó, también es necesario reconocer las competencias y especialización de la Aresep en la regulación de los servicios públicos. De manera que, si la Aresep, conforme a ley, dispone que las etapas de distribución y comercialización del servicio de suministro de energía eléctrica, deben verse de manera separada y pueden realizarse de igual forma separadas, el MINAE no puede disponer lo contrario, impidiendo el ejercicio de competencias que solo le corresponden a la Aresep.*

*Debe recordarse que el MINAE debe otorgar las concesiones, pero dicha labor no puede estar desligada de las disposiciones del ente regulador, o peor, contrariarlas en perjuicio de usuarios y prestadores.*

*Las potestades de la Aresep son lo suficientemente amplias como para definir técnicamente lo que corresponda sobre la prestación de los servicios públicos que regula, por su parte, las potestades del MINAE, en el caso que nos ocupa, se limitan a otorgar concesiones a los prestadores del servicio.*

*Incluso, llama la atención que el ICE viene a plantear su oposición, a pesar de que en la norma técnica vigente al día de hoy, también emitida por la Aresep, a saber, AR-NTSDC “Prestación del Servicio de Distribución y Comercialización”, igualmente se hace referencia a las etapas de distribución y comercialización del suministro de energía eléctrica de forma separada, como igual, se está planteando en la norma técnica en estudio.*

*Lo anterior aunado, al hecho de que, también el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, Decreto N° 29847-MP-MINAE-MEIC del 19 de noviembre de 2001, vigente al día de hoy, dispone en su artículo 3 lo siguiente:*

**“Artículo 3°. Definiciones.** Para los efectos correspondientes a este reglamento, se aplican las definiciones siguientes:

(...)

*Concesión: Es la autorización que el Estado otorga a los particulares, para operar, explotar, suministrar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica, estableciéndose el ámbito de competencia del prestador.*

*(...)"*

*Como puede verse, además de que, las competencias exclusivas y excluyentes de la Aresep se imponen al ser un ente especializado en la regulación de los servicios públicos, también la Ley N° 7593 (de mayor rango jerárquico que el Reglamento de Concesiones para el servicio público de suministro de energía eléctrica) diferencia en su artículo 5 inciso a) que la comercialización es una etapa separada de la distribución,*

*Así las cosas, aunque el Reglamento antes dicho, señale que la concesión se otorga, tanto para distribución como para comercialización de la energía eléctrica, no pudiendo realizarse dichas etapas por separado, el MINAE y los prestadores no pueden inobservar la Ley N° 7593, las competencias de la Aresep, las normas técnicas que ésta emita, ni el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, en cuyo estudio preliminar antes de su promulgación, incluso participó el propio MINAE.*

*Es por las razones expuestas, que este órgano asesor considera que el ICE no lleva razón específicamente, en cuanto a la intención de imponer el Reglamento de Concesiones para el servicio público de suministro de energía eléctrica sobre la Ley N° 7593, a fin de que en la norma técnica propuesta no pueda diferenciar en su aplicación la etapa de la distribución de la comercialización.*

*(...)"*

*A partir del anterior análisis, se le brinda respuesta al argumento que expone el ICE contra la definición de "Comercialización" establecida en el artículo 3 de la norma técnica en cuestión, concluyéndose que, no lleva razón al respecto.*

**3.- Sobre el artículo 3, definición de "Usuario":** *El ICE, señala que la definición de usuario es omisa en cuanto a la delimitación expresa de la responsabilidad tanto de éste como del abonado. Considera que, debe regularse de forma expresa la responsabilidad solidaria entre el abonado y el usuario, cuando el primero no solicita el traslado del servicio.*

*Partiendo de la definición de usuario que se establece en el artículo 3 de la norma técnica AR-NT-SUCOM, el ICE pretende que se revise la totalidad de dicha norma, a fin de que se establezca una delimitación expresa de las responsabilidades tanto del abonado como del usuario, al considerar que se debe identificar de manera precisa los deberes y derechos de cada uno de ellos, en el disfrute del servicio.*

*Más allá de la definición general de responsabilidades o deberes para ambos sujetos, el ICE parece centrar su argumento, específicamente en la responsabilidad de pago de las deudas generadas por facturación, al considerar que, la gestión de cobro de dichas deudas contra el usuario que es quien recibe o recibió el servicio, puede tornarse compleja, aunado al hecho de que, existen casos en los cuales el abonado solamente le está arrendando al usuario el inmueble en el que recibe el servicio, sin haber generado un traspaso de éste.*

*Considera el ICE que, bajo tales circunstancias y debido a la necesidad de cobro que tiene el prestador del servicio, se debería establecer en la norma técnica de manera expresa, la responsabilidad solidaria entre el abonado y el usuario, de modo que, el abonado también sea responsable de pago al permitir que otra persona (usuario) reciba el servicio público por el cuál, el primero fue quien firmó el respectivo contrato.*

*Incluso, a efectos de sustentar su solicitud de responsabilidad solidaria, cita los artículos 4, 20 y 21 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, en los cuales se hace referencia tanto a los abonados como a los usuarios.*

*Desde el punto de vista del recurrente, es frecuente la evasión del pago de la deuda por parte del usuario, en el tanto, suele atribuirle dicha responsabilidad solamente al abonado, alegando que el servicio recibido no fue contratado por éste, ni tampoco, le fue traspasado por el abonado.*

*En respuesta al argumento del recurrente, éste órgano asesor debe indicar que, es necesario realizar el análisis partiendo de la definición de “abonado” y “usuario”, establecidas en el artículo 3 de la norma técnica AR-NT-SUCOM.*

### **“Artículo 3. Definiciones**

*Para los efectos correspondientes a esta norma, se aplican las siguientes definiciones:*

**Abonado:** *persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.*

*(...)*

**Usuario:** *persona física o jurídica que hace uso del servicio eléctrico en determinado establecimiento, casa o predio.*

*(...)”*

*Efectuando una interpretación integral de los dos artículos, se puede partir de varios supuestos: **a)** el abonado puede fungir solamente como abonado, en el tanto es quien suscribe el contrato, pero no hace uso del servicio, **b)** el abonado puede fungir como abonado y usuario simultáneamente, cuando suscribe el contrato y además hace uso del servicio, y **c)** el usuario al no haber suscrito un contrato, únicamente hace uso del servicio.*

*Asimismo, debe entenderse, relacionando lo anterior con el artículo 32 inciso i) de la norma técnica en cuestión, que el abonado no siempre es el propietario del inmueble que recibe el servicio, sino que, un abonado también puede ser aquel, que autorizado por el propietario del inmueble, solicita la prestación del servicio, debiendo suscribir el respectivo contrato y efectuar el depósito en garantía.*

*Ahora bien, en cuanto al establecimiento de los deberes y derechos de los usuarios y abonados, aspecto que según indica el ICE, se echa de menos; este órgano asesor debe indicar que, ha revisado de manera integral la norma técnica AR-NT-SUCOM, detectando que al menos, en los artículos 7, 10, 11, 15, 16, 18, 20, 22, 23, 25, 28, 30, 37, 38, 39, 40, 44, 45, 46, 47, 49, 51, 52, 53, 57, 58, 60, 65, 66, 67, 68, 69 y 123, se hace referencia tanto a los deberes como a los derechos de los abonados o usuarios, colocándolos en condición igualitaria.*

*Es por ello, que en cuanto a este punto particular, no se observa la omisión que acusa el recurrente.*

*Ahora bien, específicamente en cuanto a la responsabilidad de pago por razones de facturación, éste órgano asesor encuentra confuso el argumento del ICE, en el tanto no se desprende con claridad si considera que el usuario debe ser responsable solidariamente con el abonado, o viceversa.*

*En todo caso, de una u otra forma, se considera que dicha responsabilidad solidaria es innecesaria e infundada, en el tanto, es claro que, quien suscribe el contrato del servicio con la empresa prestadora (abonado), es quien debe pagar las deudas que por facturación se generen, indistintamente, de que éste no haya recibido el servicio, sino, un usuario.*

*Lo anterior, considerando que a partir de la definición de abonado que se establece en el artículo 3 de la norma técnica AR-NT-SUCOM, éste es quien suscribe el contrato para el aprovechamiento del servicio y se compromete frente a la empresa eléctrica.*

*Consecuentemente, es al abonado, a quien se le debe facturar el servicio, quien debe realizar el depósito en garantía, a quien se le debe reintegrar o ajustar dicho depósito, también, reconocerle los respectivos intereses, y finalmente, a quien se le debe cobrar lo que por motivos de facturación corresponda.*

*Si bien, se denota en la norma técnica en cuestión, que en lo que refiere a los temas de facturación y cobro, se hace referencia tanto al abonado como al usuario, considera éste órgano asesor que, es necesaria la respectiva modificación, en el tanto, el usuario aunque recibió el servicio facturado y ciertamente es quien debería cancelarlo, no puede ser perseguido por la empresa a fin de pagarse lo adeudado, pues como se dijo, el contrato para recibir dicho servicio fue suscrito por el abonado.*

*A menos que el usuario se convierta en abonado, solicitando el servicio a su nombre con la debida autorización del dueño del inmueble. En este caso, como abonado debería suscribir el contrato, realizar el depósito en garantía y pagar las facturas, como cualquier otro abonado. En este sentido, se podría tratar según el supuesto anterior, de un traspaso del servicio, a partir del cual, el abonado (dueño del inmueble) deja de serlo, para que el usuario a quien se le traspasó el servicio, asuma responsabilidades de abonado.*

*En este sentido, debe considerarse que el traspaso del servicio, según el artículo 31 de la norma técnica AR-NT-SUCOM, ha sido establecido de manera facultativa y no obligatoria, quedando a decisión del abonado y del usuario el uso de esta posibilidad. Sin embargo, aunque el traspaso no se dé, es preciso observar que para efectos de facturación y cobro, siempre el abonado será el responsable ante la empresa, indistintamente de que se realice el traspaso o no.*

*Así las cosas, según lo dicho, es correcta la precisión que hace el ICE de que el abonado es el único responsable de pago por lo adeudado cuando el usuario no ha pagado, al mismo tiempo, es incorrecta la afirmación de que se puede y debe perseguir tanto al abonado como al usuario por dichas deudas.*

*Como bien se ha indicado, la pretendida responsabilidad solidaria entre ambos sujetos, resulta infundada al haber sido el abonado el que adquirió la responsabilidad de pago frente a la empresa. De requerirse posteriormente, el abonado que debió pagar por el servicio recibido por el usuario deudor, es posible que éste procure el cobro en su contra, en la vía correspondiente.*

*No es posible considerar que el usuario debe atender la obligación de pago que se genere, en el tanto, salvo autorización del dueño del inmueble, éste no pudo haber solicitado por sí mismo la prestación del servicio. Debe recordarse, que de conformidad con el artículo 32 inciso i) de la norma técnica recurrida, se puede brindar un nuevo servicio eléctrico, solamente, al dueño del inmueble, a quien esté autorizado por escrito por el dueño del inmueble o a quien demuestre una gestión posesoria a su favor.*

*Es decir, el usuario por sí mismo, no podría obtener el servicio, al mismo tiempo, que no se podría constituir como un abonado que suscribe un contrato, con ello, tampoco, se le podría dirigir las facturas, no podría requerirse de su parte el pago del depósito en garantía, así como tampoco, se le podría ajustar dicho depósito o reconocerle intereses sobre éste. Todas ellas, circunstancias que dado el caso, llevarían a un derecho de cobro por parte de la empresa prestadora.*

*Nótese, que el ICE solicita que se establezca una responsabilidad solidaria entre el abonado y el usuario, no obstante, de conformidad con el artículo 28 de la norma técnica, al final, la deuda existente será cubierta con el depósito en garantía efectuado por el abonado, aunado al hecho de que, de conformidad con el artículo 32 inciso m) de la norma técnica, el abonado interesado en que se le instale un nuevo servicio, debe haber cancelado las deudas existentes.*

*Es decir, de una u otra manera, la responsabilidad de pago por la deuda, siempre recaería sobre el abonado, quien es el responsable ante la empresa y último interesado en recibir el servicio. El usuario por su parte, si bien, en un sentido de justicia, mientras reciba el servicio siempre debería cancelar las deudas que por ello se generen, en caso de incumplimiento de su parte, debe acudir innegablemente al abonado, quien ha asumido la obligación mediante la suscripción del contrato.*

*En todo caso, las deudas que se contraigan con una empresa prestadora, no deberían superar más de una factura vencida sin pago, pues el artículo 45 de la norma técnica, establece que bajo el supuesto de no pago de una factura vencida, la empresa podrá suspender el servicio inmediatamente y ejecutar el depósito en garantía del abonado para cubrir la deuda.*

*En una sana gestión de cobro, las empresas deben ser vigilantes de las deudas que se generan por facturación, pues desde la norma técnica, se prevé la posibilidad de que éstas no dejen que las facturaciones vencidas se acumulen aumentando la deuda, la cual, en caso de que la garantía en depósito no sea suficiente, luego podría tornarse más difícil de cobrar.*

*Si bien, el ICE hace referencia a la opción de que el traspaso del servicio sea obligatorio, a fin de que esto le permita el cobro de la deuda en contra de quien recibió el servicio, lo cierto del caso, es que el referido traspaso, obligatorio o no, no debería representar mayor injerencia en las posibilidades de cobro de la empresa eléctrica, pues al final de cuentas, como ya se explicó, el abonado es quien responderá por la deuda.*

*Como se denota en la norma técnica, la facturación, el depósito en garantía y su correspondiente cobro se encuentran establecidos, tanto con respecto al abonado como con respecto al usuario. No obstante, por las razones expuestas, considera éste órgano asesor que debe modificarse no solo lo referente a dichos aspectos para que guarde congruencia con lo analizado, sino también, todos aquellos otros aspectos, que a consideración de la Comisión Ad Hoc, pudieran corresponder al abonado únicamente, o a un usuario autorizado por éste.*

*Incluso, observa éste órgano asesor, que si bien la norma técnica refiere tanto al abonado como al usuario en lo que tiene que ver con la facturación del servicio y su pago; mediante el oficio 0031-CAHMNE-2015 del 14 de agosto de 2015, la Comisión Ad Hoc emitió criterio sobre el recurso que nos ocupa, sosteniendo una posición similar a la que éste órgano asesor ha expuesto en este criterio y contradictoria con lo que establece actualmente la norma técnica recurrida.*

*Nótese que la Comisión Ad Hoc, indicó en el referido oficio lo siguiente:*

*(...)*

*Al respecto, la Comisión considera que la relación contractual establecida entre el abonado y la empresa debe respetarse por lo que **el abonado es, efectivamente, el responsable de cancelar las facturaciones que se generen a su nombre** (ver definición de abonado y usuario). Por este mismo hecho, el principal interesado en que se realice el traspaso del servicio al desocupar o alquilar un inmueble, es el abonado. En caso de que el abonado no cancele las facturaciones, la empresa puede suspender el servicio (artículo 45, párrafo final) e incluso rescindir el contrato si así lo estableció en este, además de tomar las medidas administrativas y judiciales que correspondan. Debe señalarse además que la empresa está habilitada para suspender de forma inmediata el servicio cuando la facturación no se cancela en el plazo indicado (artículo 45), por lo que si se acumulan facturaciones sin cancelar por parte del usuario, se evidencia falta de una apropiada logística para el control de facturaciones pendientes.*

*(...)" El destacado no pertenece al original.*

*De lo anterior se desprende que, incluso, la Comisión Ad Hoc, considera que la gestión de cobro debe dirigirse contra el abonado únicamente, valoración que es contraria a lo que establece la propia norma técnica en cuestión, la cual, hace referencia en cuanto a facturación y cobro, tanto al abonado como al usuario indistintamente.*

*Si bien, el argumento que nos ocupa, hace referencia específica al artículo 3 de la presente norma técnica, lo cierto es que, habiendo realizado el análisis correspondiente, se denota por conexidad, un vicio en los elementos contenido y motivo (artículos 132 y 133 LGAP) del acto dictado (resolución RJD-072-2015), específicamente, en los artículos 28, 40, 44, 45, 46, 47, 51, 52 y 58, en el sentido específico, de que se establecen asuntos relativos a la facturación, depósito en garantía y pago o cobro del servicio, contra el abonado o usuario, siendo que, según lo explicado, tales obligaciones corresponden exclusivamente al abonado.*

*Por todo lo anterior y de conformidad con los artículos 128, 132 y 133 de la LGAP, lo que corresponde es anular parcialmente la resolución RJD-072-2015, en cuanto a los artículos indicados para que estos sean ajustados a lo expuesto en este criterio, ya que dicha inconsistencia constituye un vicio en el motivo y en el contenido de dicha resolución.*

**4.- Sobre el artículo 24:** *El ICE, estima que la redacción del artículo 24 de la norma técnica AR-NT-SUCOM, no es clara en cuanto al término "materia de propiedad", lo cual puede ocasionar múltiples interpretaciones, ya que el servicio en cuestión, por ser un derecho constitucional, debe prestarse incluso, a quienes no ostentan el título de propiedad sobre el bien inmueble que requiere el servicio. Considera que debe modificarse la redacción para que se indique que el servicio se prestará a quien acredite la posesión o título de propiedad*

del bien inmueble o instalación que requiera el servicio, también, solicita especificar que la posesión se demostrará por certificación emitida por la Autoridad de Policía competente, además, que en el caso de contratación de servicios para ejecución de obras, se suscribirá un contrato con el propietario del inmueble y quien ostente la dirección del mismo, siendo responsables solidarios entre sí, aunado a la necesidad de que si el usuario no es el abonado, éste último debe realizar el traspaso del servicio, caso contrario, se suspenderá el servicio.

Analizando el artículo en cuestión, se observa que ciertamente, éste indica que el servicio de energía eléctrica se otorgará a toda persona física o jurídica que “en materia de propiedad” reúna los requisitos que las empresas eléctricas publiquen según la Ley N° 8220.

Dicho artículo hace referencia de manera específica, a aquellas personas que ostenten el derecho real de propiedad sobre el bien inmueble que requiere el servicio de suministro eléctrico, dejando de lado, aquellas personas que en lugar de la propiedad, puedan ostentar la posesión del mismo, como lo señala el ICE.

No obstante se denota la anterior omisión evidenciada por el ICE, este órgano asesor no puede dejar de analizar de manera integral la norma técnica en cuestión, en cuyo artículo 32, se hace referencia a la posibilidad de brindar el servicio eléctrico no solo al propietario del inmueble, sino también a quien tenga autorización del dueño o demuestre la gestión posesoria sobre el mismo.

Dicho artículo 32, dispone lo siguiente:

**“Artículo 32. Impedimentos para brindar un nuevo servicio eléctrico**

Serán elementos que impidan a la empresa brindar un nuevo servicio eléctrico los siguientes:

(...)

i. Cuando la persona que solicita el servicio no sea el dueño registral de la edificación para la cual lo solicita, salvo que cuente con autorización escrita del propietario **o demuestre el trámite de gestión posesional.**

(...).” El destacado no pertenece al original.

Si bien el artículo impugnado por el ICE, no contempla a aquellas personas que ostenten un derecho de posesión sobre el bien inmueble que requiere el servicio, igualmente, debe observarse que el artículo 32 viene a suplir dicho vacío, en el tanto se establece tal posibilidad.

Según argumenta el ICE, la omisión en el artículo 24 referente al derecho de posesión, podría ocasionar múltiples interpretaciones, señalando incluso, la posibilidad de que el Ente Regulador, de manera consciente haya decidido establecer únicamente el derecho de propiedad como aquel que da la posibilidad de otorgar el servicio, excluyendo la posesión.

Dada la aplicación integral de los artículos 24 y 32 antes señalados, la posibilidad de que exista alguna interpretación, queda plenamente descartada, en el tanto, es claro que quienes ostenten algún derecho posesorio, también pueden solicitar el servicio de

suministro de electricidad. Con ello, también se supera, cualquier especulación respecto a la intención del Ente Regulador de excluir la posibilidad dicha.

En cuanto a los párrafos restantes que solicita el ICE sean adicionados al artículo en cuestión, respecto a la demostración de la posesión; éste órgano asesor, señala la necesidad de que en lugar de crear un procedimiento sui generis como el que propone el ICE, la demostración del derecho de posesión, se realice conforme a la Ley de Informaciones Posesorias.

Por lo anterior, se considera que con respecto al argumento analizado, el ICE no lleva razón.

**5.- Sobre el artículo 30:** El ICE considera que, cuando el abonado o usuario no permita a los empleados de la empresa eléctrica, el ingreso a sus instalaciones, no debe notificársele de la situación por la que solicitan el ingreso y las consecuencias de la no autorización, siguiendo el debido proceso, como lo establece el artículo en cuestión, sino que, simplemente debe comunicársele que a raíz de su negativa, la prestación continua del servicio no se garantizará. Solicita incluir un segundo párrafo referente a la comunicación de la empresa al Ente Regulador de lo actuado, de manera que, esto la exima de responsabilidad ante la ocurrencia de cualquier evento y daño generado.

En términos concretos, el ICE solicita que dentro de la redacción del artículo se cambie la palabra “notificar” por “informar por escrito”, así como, que se elimine la frase “siguiendo el debido proceso”, además, de la inclusión de un segundo párrafo en los términos antes señalados.

Tal y como lo plantea el artículo en cuestión, la disposición es que el abonado o usuario, le permita a los empleados de la empresa eléctrica el ingreso a sus edificaciones, para cualquier fin relacionado con el servicio eléctrico que suministra. En ese mismo artículo, se prevé el supuesto de que, se deniegue el acceso a las instalaciones, en cuyo caso, la empresa deberá notificarle al abonado o usuario de la situación que amerita el ingreso, así como, de las consecuencias de su negativa, ello, siguiendo el debido proceso.

Según indica el ICE, la negativa del abonado o usuario pone en riesgo la prestación continua del servicio, motivo por el cual, no debe garantizársele el debido proceso, en el tanto, la Administración no estaría emitiendo un acto que lesione algún interés legítimo o derecho subjetivo.

En ese sentido, considera que, más que realizar una notificación, lo que se debería efectuar es una comunicación, a partir de la cual, la empresa eléctrica salve responsabilidad, pues la negativa del abonado o usuario, le impediría garantizar la prestación continua del servicio.

El ICE da el ejemplo de residenciales en los cuales, los administradores o dueños impiden el ingreso del equipo necesario para dar mantenimiento a la red, poniendo en riesgo la red y la integridad física de los residentes, así como, trasladando dicho riesgo a la empresa eléctrica.

Primeramente, con respecto a las restricciones de acceso que señala el ICE y mediante las cuales pretende dar sustento a su argumento, este órgano asesor debe señalar, que comparte la posición expuesta por la Comisión Ad Hoc, en el oficio 031-CAHMNE-2015 del 14 de agosto de 2015, mediante el cual indicó:

“(…)

*Al respecto, esta Comisión considera que primero debe aclararse que este artículo se refiere al ingreso a la propiedad privada del abonado o usuario, por ese motivo hace referencia a “sus instalaciones”. La red a la cual se refiere el ICE en su recurso es propiedad de la empresa eléctrica y debe estar ubicada en zonas públicas o en su defecto, deberá constituirse servidumbre a favor de la empresa eléctrica de acuerdo con lo indicado en el inciso f) del artículo 123 de esta misma normativa. Si los habitantes de una urbanización impiden el acceso del personal de la empresa eléctrica a su red, corresponde a la empresa eléctrica realizar las denuncias legales correspondientes, ya que se le estaría impidiendo el paso por zonas públicas y el acceso a infraestructura que es de su propiedad.*

*(...)”*

*Tratándose de residenciales y no de condominios, donde la red interna es propiedad privada, el acceso de la empresa eléctrica respectiva, no debe encontrarse restringido, en el tanto, resultan esenciales sus labores de mantenimiento y reparación sobre la red eléctrica que se conecta con la red interna de cada abonado.*

*Siendo que dicha red eléctrica es responsabilidad de la empresa y se encuentra en espacios de acceso público, no se considera suficiente el argumento del ICE, en cuanto a la limitación de acceso como un motivo para eximirse de la responsabilidad que le corresponde. De encontrar alguna limitación infundada, para poder llevar a cabo su labor, debe acudir a los medios legales pertinentes que le permitan asumir sus labores.*

*Ciertamente, el artículo en cuestión hace referencia a la instalación eléctrica interna del abonado, la cual, por el contrario, se encuentra en propiedad privada y claramente, la empresa no puede tener acceso libre, sino que requiere la debida autorización. Es a este último supuesto, que se refiere el artículo en cuestión y no como lo ha entendido o interpretado el recurrente.*

*Ahora bien, en cuanto a la eliminación de la notificación al abonado o usuario y al seguimiento del debido proceso, debe señalarse que, contrario a lo que considera el ICE, este órgano asesor encuentra que la gestión fallida de la empresa para poder acceder a la red interna del inmueble, podría eventualmente, devenir en una lesión a un derecho subjetivo del abonado o usuario, en el tanto las consecuencias de su no autorización, eventualmente, podrían abarcar, incluso, la suspensión o desconexión del servicio.*

*El debido proceso, que abarca la notificación de la (s) actuación (es) de la Administración, implica una garantía de defensa del eventual perjudicado, frente a una decisión que podría restringirle o eliminarle derechos subjetivos. Sin el debido proceso, el titular de los derechos subjetivos en cuestión, no podría ejercer su defensa como corresponde, aunque el final de manera fundada la Administración tome una decisión que no le sea favorable.*

*En el caso que nos ocupa, si bien, se está haciendo referencia a un supuesto en el cual, el abonado o usuario están impidiendo el acceso a la empresa eléctrica, igualmente, su negativa, no podría acarrearle de manera automática, alguna consecuencia que le pueda afectar a futuro.*

*Lo razonable es que, una vez efectuado el debido proceso (tramitado según las particularidades del caso) en el cual, el interesado realice al menos su defensa, la Administración proceda como corresponde. De no escucharse al abonado o usuario*

*previamente a tomar la decisión, se le estaría endilgando una responsabilidad casi automática de su parte.*

*Resulta lógico que a partir de lo dicho, la empresa eléctrica, tampoco pueda asumir automáticamente su eximente de responsabilidad por lo que ocurra con la prestación del servicio a dicho abonado o usuario; pues, no es posible considerar que por la negativa del interesado, sería su responsabilidad cualquier situación o daño que ocurra.*

*Claramente nada podría indicar que, de manera irreflexiva, todo evento que ocurra, debería tener relación directa con la imposibilidad de la empresa de ingresar a la edificación en cuestión, pues de presentarse alguna circunstancia, ésta deberá ser investigada y analizada de manera individual.*

*Con ello, tampoco es posible considerar que, la sola comunicación a este Ente Regulador de lo actuado por parte de la empresa eléctrica, debería eximirlo de responsabilidad, pues como se indicó, cada evento que ocurra, debe ser investigado de manera separada conforme corresponda. Solo al final de cada investigación y resolución, se podría determinar la relación de lo ocurrido, con la negativa del abonado o usuario y su eventual responsabilidad.*

*Al respecto, la Comisión Ad Hoc, también indicó en su oficio 031-CAHMNE-2015, lo siguiente:*

*“(…)*

*En cuanto al párrafo que el ICE sugiere agregar, esta Comisión no lo considera apropiado ya que tal y como está planteado con el solo hecho de informar de la situación a la Autoridad Reguladora la empresa queda automáticamente eximida de responsabilidad, lo cual generaría un desequilibrio entre prestador y usuario. En caso de que se presentara alguna queja debido a un daño por esta situación, se debe seguir el proceso normal para la atención de quejas y controversias y la Autoridad Reguladora investigará siguiendo el procedimiento correspondiente.*

*(…)”*

*Por lo anterior, se considera que con respecto al argumento analizado, el ICE no lleva razón.*

**6.- Sobre el artículo 31:** *El ICE, considera que la norma debe ser más contundente en cuanto a la obligatoriedad de los abonados de realizar el traspaso del servicio, cuando vendan, arrienden, donen o traspasen el inmueble en el cual se presta el servicio, de lo contrario, responderán solidariamente con el usuario.*

*En cuanto al argumento anterior, cabe remitirse al análisis efectuado sobre la definición de “Usuario” establecida en el artículo 3 de la norma técnica AR-NT-SUCOM, de modo que, en igual sentido, el ICE no lleva razón en su petición.*

**7.- Sobre el artículo 43:** *El ICE, solicita incluir en el artículo 43, un inciso que proteja a los prestadores del servicio, de las pérdidas causadas cuando el cliente abandona definitivamente el servicio, dejando una deuda superior al depósito de garantía a ejecutar. Dicho inciso que se propone indica: “d. La empresa eléctrica podrá actualizar el depósito de garantía cada doce meses de facturación”.*

*La definición de depósito en garantía (artículo 3 de la norma técnica AR-NT-SUCOM) es el monto de dinero que debe depositarse como garantía de cumplimiento de las obligaciones comerciales adquiridas con la firma del contrato para el suministro de energía eléctrica.*

*Ciertamente, conforme al artículo 45 de esta norma técnica, cuando las facturas no sean pagadas en tiempo, el depósito en garantía del abonado responderá ante la empresa por las deudas del servicio eléctrico recibido; además, que la empresa podrá suspender el servicio inmediatamente.*

*Según los artículos 43, 49 y 50 de la norma técnica en cuestión, el depósito en garantía se podrá modificar bajo los siguientes supuestos: a) una vez transcurridos los seis meses siguientes a la conexión del nuevo servicio, b) suspensión por falta de pago, c) tarifa mal aplicada, d) cambio de razón social o persona física y e) cambio de uso de energía.*

*Ahora bien, considerando que la pretensión de la empresa eléctrica consiste en agregar al artículo 43 un inciso para que también sea posible ajustar el depósito en garantía cada doce meses, se observa que ninguno de los supuestos vigentes satisface la pretensión de la empresa recurrente.*

*En este caso, la empresa recurrente solicita protección, para los prestadores del servicio de las pérdidas causadas cuando el cliente abandona definitivamente el servicio, dejando una deuda superior al depósito de garantía, situación que no está contemplada en el artículo 43 de la norma impugnada.*

*A fin de solventar lo señalado, el ICE solicita que sea posible actualizar el depósito en garantía cada doce meses, no obstante, este órgano asesor considera que, el ICE no demostró la idoneidad y necesidad de esta propuesta, ni que su ausencia en la norma le cause o causará un deterioro en sus finanzas que ponga en riesgo su equilibrio financiero, así como, tampoco aportó prueba alguna que sirva como fundamento a su análisis, tal y como lo dispone el artículo 293 inciso 2) de la LGAP, ya que no comprobó por qué, es técnicamente indispensable la inclusión de dicho inciso para satisfacer “los objetivos que por Ley fueron impuesto (sic) al Ente Regulador” como lo indicó el ICE en su recurso.*

*En virtud de lo anterior, es criterio de esta Asesoría que, no lleva razón el ICE en su argumento.*

**8.- Sobre el artículo 37:** *El ICE, solicita establecer de forma expresa la sanción para el caso en que, el abonado no reubique el contador (medidor) o conductores de acometida dentro del plazo (sin especificar a qué plazo se refiere) o en su defecto, adicionar en el artículo 65 para que ésta situación, sea causal de suspensión del servicio.*

*En respuesta a este argumento se extrae lo siguiente del oficio 0031-CAHMNE-2015:*

*“Al respecto esta Comisión considera que el ICE tiene razón en este punto. Por ese motivo, mediante el oficio 0023-CAHMNE-2015 recomendó agregarle al artículo 37 lo siguiente: “La empresa, siguiendo el debido proceso le concederá un plazo de 30 días hábiles para efectuar los trabajos de reubicación del medidor. Pasado el plazo la empresa eléctrica suspenderá el servicio.” (Folio 1846).*

*A partir de lo anterior, se le indica al recurrente, que el pasado 28 de julio, se celebró la audiencia pública mediante la cual se discutió la propuesta de modificación de varios artículos de esta norma técnica, entre otras.*

*Dentro de esos artículos en trámite de reforma, se encuentra el 37 en lo relativo a la sanción para el caso en que el abonado no reubique el contador dentro del plazo, adicionando que, esto sea causal de suspensión del servicio, por lo que la Comisión Ad Hoc analizó las posiciones recibidas en audiencia y trasladó a la Junta Directiva, la propuesta final para su aprobación, mediante los oficios 0030-CAHMNE-2015 y 0032-CAHMNE-2015, de conformidad con el procedimiento establecido en el artículo 36 de la Ley 7593.*

*El último oficio de la Comisión indicado, mantiene, como propuesta final para su aprobación, la sanción para el caso en que el abonado no reubique el contador dentro del plazo, adicionando que esto sea causal de suspensión del servicio.*

*Este órgano asesor observa, que en este caso particular, la propuesta final para aprobación, trasladada a Junta Directiva mediante los oficios 0030-CAHMNE-2015 y 0032-CAHMNE-2015, no incorpora la sanción para el caso específico, en que el abonado no reubique los **conductores de acometida** (incluyendo en la propuesta únicamente lo que refiere a los contadores) dentro del plazo, esto a pesar de que el oficio 0031-CAHMNE-2015, mediante el cual la Comisión rindió criterio con respecto a este recurso, le da la razón el ICE en cuanto a este punto.*

*De esta forma, la propuesta final de modificación a varios artículos de la norma recurrida, trasladada a Junta Directiva, mediante los oficios 0030-CAHMNE-2015 y 0032-CAHMNE-2015 para aprobación final, resuelve parcialmente la petitoria del recurrente, únicamente en cuanto a la sanción para el caso específico, en que el abonado no reubique el contador, dentro del plazo establecido. Sin embargo, para el caso de la reubicación de los conductores de acometida, tanto la norma impugnada como la propuesta de modificación, son omisas en establecer al abonado, tanto un plazo para efectuar los trabajos requeridos, como una sanción por incumplimiento del abonado.*

*En virtud de lo anterior, es criterio de este órgano asesor que lleva razón el recurrente, únicamente en cuanto a que el artículo 37 de la norma AR-NT-SUCOM, no incluyó un plazo ni una sanción al abonado referente a la reubicación de los conductores de acometida. Por ese motivo, se considera que existe un vicio en los elementos contenido y motivo (artículos 132 y 133 LGAP) del acto dictado (resolución RJD-072-2015).*

*Por todo lo anterior y de conformidad con los artículos 128, 132 y 133 de la LGAP, lo que corresponde es anular parcialmente la resolución RJD-072-2015, en cuanto al artículo indicado, para que sea ajustado a lo expuesto en este criterio, ya que dicha inconsistencia constituye un vicio en el motivo y en el contenido de dicha resolución.*

**9.- Sobre el artículo 40:** *Indica el ICE, que el cumplimiento de lo establecido en éste artículo implica fuertes cambios en sus sistemas informáticos, por lo que solicita incluir en el artículo 127 (sin especificar porqué en este artículo), un transitorio con el fin disponer del plazo de un año para la implementación de dichos cambios.*

*En respuesta a este argumento se extrae lo siguiente del oficio 0031-CAHMNE-2015:*

*“(…) no se recomienda aceptar lo solicitado por la empresa. La mayor parte de la información que se debe incluir en el recibo, ya está contenida en las facturaciones actuales y las (sic) faltante está relacionada con el sistema de vinculación usuario-red que ya debería de estar finalizado, pues ese sistema fue solicitado a las empresas desde el año 2002, en la norma AR-NT-CSE “Calidad en la continuidad del suministro eléctrico”, vigente entonces. ” (Folio 1846).*

*Con respecto al argumento de que es necesario un transitorio con el fin disponer del plazo de un año para la implementación de cambios en los sistemas informáticos, se le indica al recurrente, que no aportó prueba alguna que sirva como fundamento de su análisis, tal y como lo dispone el artículo 293 inciso 2) de la LGAP, ya que no comprobó por qué, es técnicamente indispensable contar con dicho transitorio, para satisfacer lo dispuesto en el artículo recurrido.*

*Por lo anterior, este órgano asesor considera que el recurrente, no lleva razón en cuanto a este argumento*

**10.- Sobre el artículo 112:** Señala el recurrente, que a fin de que se facilite la operación y mantenimiento de desarrollos subterráneos, básicamente ampliaciones de desarrollos anteriormente recibidos, solicita adicionar el siguiente texto al final del artículo: “Obras subterráneas construidas por el cliente o usuario, previo acuerdo entre las partes, podrán ser traspasadas a la empresa eléctrica”.

*Si bien, el recurrente no lo indica en su argumento, el artículo 112 al que hace referencia, se encuentra contenido dentro del Capítulo XIII “CONSIDERACIONES PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN CONDOMINIOS” de la norma técnica AR-NT-SUCOM.*

*El mencionado artículo, establece únicamente el tipo de tensión de suministro que deberá suministrarse en los condominios, así como, la ubicación del punto de entrega, en dicho caso; es por este motivo, que no se haya relación entre dicho numeral y el argumento que expone el ICE.*

*No obstante lo anterior, denota este órgano asesor que el argumento podría tener relación con el artículo 113 de la referida norma técnica, en el tanto, éste regula la operación y mantenimiento de la red interna del condominio, a la cual hace referencia el ICE.*

*Según indica el recurrente, por razones de facilidad en la operación y mantenimiento de la red interna del condominio y en beneficio de la prestación del servicio, considera que cuando no medien condiciones de privacidad, debe permitirse que el cliente le traspase a la empresa eléctrica, aquellas obras subterráneas que sean ampliaciones de desarrollos anteriormente recibidos.*

*Observando el argumento del recurrente, primeramente debe indicarse que, tratándose de la red interna de un condominio, no existen más, que condiciones de privacidad que impiden el traspaso de dicha red a cualquier empresa eléctrica, sea, que se trate de una obra subterránea o no, de un desarrollo nuevo o de una ampliación de un desarrollo recibido anteriormente. En cualquiera de esos casos, el traspaso que propone el ICE se encuentra impedido por la propia naturaleza del condominio y en atención a la Ley Reguladora de la Propiedad en Condominio.*

*El argumento que expone el ICE ha sido analizado por este órgano asesor, mediante el oficio 1023-DGAJR-2014 del 4 de diciembre de 2014 (visible a folios 617 al 626 del expediente administrativo OT-212-2014), mediante el cual, se atendió una consulta efectuada por la Comisión Ad Hoc encargada de la elaboración y trámite de las normas técnicas eléctricas, incluida la norma técnica recurrida (AR-NT-SUCOM), en relación con la posibilidad de que un condominio realice el traspaso de la red eléctrica interna a una empresa eléctrica.*

*Siendo ese justamente el asunto sobre el cual versa el argumento del ICE y a fin de brindarle la debida respuesta, se considera necesario remitir al análisis al oficio 1023-DGAJR-2014, del cual se extrae lo siguiente:*

“(...)

### **I. Sobre el Régimen de propiedad en condominio:**

*El régimen de propiedad en condominio, regulado en Costa Rica mediante la Ley Reguladora de la propiedad en condominio, Ley N° 7933 publicada en La Gaceta N° 229 del 25 de noviembre de 1999, ha sido definido de la siguiente manera en el Reglamento a dicha Ley.*

*“Artículo 1º—Para los efectos de interpretación y aplicación del presente reglamento, los términos siguientes tienen el significado que se indica:*

*(...)*

**28. Régimen de propiedad en condominio:** *régimen especial de propiedad constituido por lotes y/o edificaciones, susceptibles de aprovechamiento independiente, que atribuye al titular de cada uno de ellos además de un derecho singular y exclusivo sobre los mismos, un derecho de copropiedad conjunto e inseparable sobre los restantes elementos, pertenencias y servicios comunes del inmueble.*

*(...)*”

*Este régimen implica la coexistencia de la copropiedad sobre elementos comunes y la propiedad exclusiva sobre las áreas privativas, lo cual significa que no se trata de una copropiedad total.*

*Valga indicar que la copropiedad se presenta cuando “el derecho de propiedad respecto a una cosa, en vez de corresponder a una sola persona, pertenece a dos o más. Esta mancomunidad de intereses en un mismo objeto – cuando ella no implica compañía o asociación sino simples relaciones de comunidad – es lo que recibe el nombre de copropiedad o condominio. Cuando eso ocurre, la parte de cada copartícipe no es una porción determinada del objeto, sino una fracción ideal, un derecho en el conjunto. De ahí que mientras la comunidad exista, ninguno de los codueños puede vender o gravar parte determinada de la cosa común. Tampoco goza el condómino del derecho de transformación. Pero puede vender o hipotecar su derecho y defender la propiedad común mediante las acciones posesorias o la reivindicatoria, e impedir la imposición de gravámenes obtenibles mediante la prescripción”. BRENES CORDOBA (Alberto). Tratado de los Bienes, San José, Costa Rica, Editorial Costa Rica, primera edición, 1963, p. 19.*

*La figura del condominio, según la Ley N° 7933 conlleva la existencia de diferentes sujetos, dentro de los cuales se encuentran principalmente el condominio y los condóminos, además de otros sujetos de carácter secundario, como los inquilinos, copropietarios, los usufructuarios, empleados, entre otros.*

*El condominio como uno de los sujetos principales, supone la universalidad de cosas muebles e inmuebles que conforman el régimen, es titular de derechos y obligaciones, así como acreedor de las cuotas mantenimiento y gastos de administración, y también se compone de al menos dos órganos: el administrador y la asamblea de condóminos.*

*Según el artículo 1° del Reglamento a la Ley N° 7933, el condominio ha sido definido de la siguiente manera:*

*“Artículo 1°—Para los efectos de interpretación y aplicación del presente reglamento, los términos siguientes tienen el significado que se indica:*

*(...)*

**11. Condominio:** *inmueble susceptible de aprovechamiento independiente por parte de distintos propietarios, con elementos comunes de carácter indivisible.*

*(...)”*

*Además del condominio, se tienen los condóminos que son los propietarios de las unidades privativas del condominio, también denominadas fincas filiales según el artículo 1 inciso 24 del Reglamento a la Ley Reguladora de la Propiedad en Condominio, Decreto N° 32303 del 2 de marzo de 2005.*

*Aunado a los sujetos del condominio, también están los objetos que lo conforman, entre los cuales se encuentran las fincas filiales o unidades privativas y los bienes comunes.*

*Los condóminos tienen la propiedad exclusiva sobre su finca filial, como bien lo indica el artículo 7 de la Ley N° 7933 “Cada finca filial constituye una porción autónoma y debe estar acondicionada para el uso y goce independientes, comunicada directamente con la vía pública o con determinado espacio común que conduzca a ella.”*

*Dicha propiedad exclusiva sobre la finca filial, le permite al condómino ejercer sobre ella todos los atributos de dominio, pudiendo venderla, gravarla, permutarla, otorgarla en usufructo, otorgar derechos de uso y habitación, hipotecarla e incluso constituir cédulas hipotecarias. Al mismo tiempo, debe inscribir y declarar sus fincas ante la municipalidad respectiva, siendo responsable individual del pago de impuestos territoriales y municipales, así como, de los servicios de electricidad y agua.*

*En cuanto a los bienes o cosas comunes del condominio, es sobre éstos que se genera la copropiedad de todos los condóminos, pudiendo estos aprovecharlas de manera proporcional al área de su unidad privativa dentro de la totalidad de las áreas privativas. Estas cosas (construidas o no) están destinadas al uso y aprovechamiento de todas las filiales o solo de algunas de ellas, según se trate de cosas de uso general o restringido, tal y como lo dispone el artículo 9 de la Ley N° 7933. Ese mismo artículo señala que “Los bienes*

comunes no podrán ser objeto de división, salvo en los casos exceptuados en esta ley.”

El artículo 10 de la Ley mencionada, enumera de forma no taxativa, los bienes considerados comunes. Dicho artículo dispone:

Artículo 10.- Deberán ser comunes:

a) El terreno donde se asienta el edificio, cuando se trate de construcciones verticales, lo cual da como resultado que dos filiales o más descansen sobre el mismo suelo, o cuando, por requerirse así, deba considerarse común el suelo.

b) Los cimientos, las paredes maestras y medianeras, los techos, las galerías, los vestíbulos y las escaleras, además las vías de acceso, salida y desplazamiento interno, cuando deban considerarse como tales, por el tipo de construcción o desarrollo.

c) Los locales destinados al alojamiento del personal encargado de la administración o seguridad del condominio.

d) los locales y las instalaciones de servicios centrales como electricidad, iluminación, telefonía, gas, agua, refrigeración, tanques, bombas de agua, pozos y otros.

e) Los ascensores, los incineradores de residuos y, en general, todos los artefactos y las instalaciones destinados al beneficio común.

f) Otras que indique expresamente el reglamento.

La enumeración anterior no es taxativa, pues también son comunes las cosas necesarias para la existencia, seguridad, salubridad, conservación, acceso y ornato del condominio, aparte de las que expresamente se indiquen en la escritura constitutiva o en el reglamento del condominio.” El subrayado no pertenece al original.

En similar sentido, el artículo 9 del Reglamento a la Ley N° 7933, dispone:

“Artículo 9°—Las áreas comunes incluirán los espacios de circulación, aquellas áreas destinadas para la administración, **a la infraestructura de servicios públicos**, almacenamiento, proceso, esparcimiento y cualquier otro uso necesario para su adecuado o mejor aprovechamiento.”

El subrayado no pertenece al original.

Como bien lo indica la Ley N° 7933, en sus artículos 7 a 9, el derecho del condómino no solo abarca el derecho de propiedad sobre su filial, sino que participa en copropiedad con los demás condóminos en las cosas comunes. Ambos son inseparables y en virtud de ello, no es posible enajenar individualmente cosas comunes ni el porcentaje que le corresponde de copropiedad a la filial respectiva, solo la Asamblea de condóminos podría autorizar actos respecto a las cosas comunes, según sea el caso concreto.

En cuanto a los gastos que generen los bienes comunes, la mencionada Ley, prevé en su artículo 13 lo siguiente:

*“Artículo 13.- Los propietarios estarán obligados a sufragar los gastos de administración, conservación y operación de los servicios y bienes comunes. La renuncia, expresa o tácita, al uso y goce de las cosas comunes, no relevará al condómino de sus obligaciones en cuanto a la conservación, la reconstrucción de dichos bienes o el pago de cuotas de mantenimiento, ni de ninguna obligación derivada del régimen.”*

De esta manera, los gastos que generen los servicios y bienes comunes en su administración, conservación y operación, deben ser sufragados por los propietarios o condóminos.

Igualmente, con respecto a los gastos que provengan de los bienes comunes, el artículo 19 de dicha Ley dispone, en lo que interesa, lo siguiente:

*“Artículo 19.- Son gastos comunes:*

*(...)*

*c) Los gastos por administración, mantenimiento, reparación y limpieza de las cosas comunes, los que se regularán en el reglamento.*

*d) El costo de las mejoras realizadas en las cosas comunes, debidamente autorizadas por la Asamblea de Condóminos.*

*(...).”*

## **II. Sobre la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica dentro del condominio:**

La prestación dentro de los condominios, del servicio de suministro de energía eléctrica, como un servicio público establecido en el artículo 5 de la Ley N° 7593, ha sido debidamente prevista en la Ley N° 7933 y su reglamento.

El artículo 35 de dicha Ley dispone:

*“Artículo 35.- Todo condominio, según su tipo, deberá llenar al menos los siguientes requisitos:*

*(...)*

*b) Estar provisto de un conducto, a través de todos los pisos, que permita el paso de las instalaciones de agua potable, aguas servidas, aguas pluviales y aguas negras, electricidad y otras. Este conducto será parte de las áreas comunes.*

*(...).”*

Igualmente, el Reglamento a la Ley N° 7933, establece:

*“Artículo 61.- Todo inmueble que se encuentre amparado a este reglamento y a la Ley Reguladora de la Propiedad en Condominio, deberá contar con sus redes para los servicios de telecomunicaciones y electricidad.”*

*Al mismo tiempo, además de prever la prestación lógica y necesaria del servicio público de suministro de energía eléctrica en beneficio del condominio y sus condóminos, como ya se indicó, también se ha dispuesto que las instalaciones referentes a dicho servicio, deban ser consideradas como bienes comunes, respecto de los cuales los propietarios de las fincas filiales son responsables de cancelar los gastos de administración, conservación, operación, mantenimiento, reparación y limpieza.*

*Desde que el desarrollador desea someter un proyecto al régimen de propiedad en condominio, debe prever dentro de los planos mecánicos y eléctricos, el sistema para la prestación del servicio de electricidad, tal y como lo dispone el artículo 15 del Reglamento a la Ley N° 7933.*

*Durante la construcción e instalación de este sistema eléctrico, el desarrollador deberá acudir a la normativa que le sea aplicable, tal y como lo dispone el artículo 66 del Reglamento a la Ley N° 7933, debiendo acatar además, las especificaciones que establezca la propia Ley y su Reglamento.*

*En este sentido, el Reglamento establece de manera específica lo siguiente:*

*“Artículo 62. —Los sistemas eléctricos en un condominio, deberán tener tableros de control independiente, tanto para las áreas de uso común y de los servicios generales, como para cada unidad del condominio. De ser necesaria una subestación eléctrica, ésta deberá ubicarse en un área común, y su diseño, características y dimensiones deberán cumplir con la normativa vigente en la materia.*

*Artículo 63.—Los medidores y tableros de control eléctrico y de telecomunicaciones, deben ubicarse en un área común y en sitios de fácil acceso, con el propósito de que el Instituto Costarricense de Electricidad, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz o la Empresa que brinde el servicio en el lugar, pueda proveer esos servicios.*

*Artículo 64. —Las redes de telecomunicaciones y distribución eléctrica, podrán ser colocadas de forma aérea o mediante ductos subterráneos. En el caso de las redes eléctricas, éstas deben tener las respectivas cajas de registro, conforme al Código Nacional Eléctrico.*

*Artículo 65. —Los ductos horizontales o verticales, deben ser registrables desde áreas comunes y su ubicación será*

*independiente de aquellos destinados al paso de instalaciones sanitarias.”*

*A efectos de realizar la operación, mantenimiento y reparación de la red eléctrica, la Ley N° 7933 y su Reglamento, no son lo suficientemente amplios y detallados en cuanto a quien debe efectuar dichas labores, pues como se ha visto, solamente establecen que los gastos generados por éstas, correrán a cargo de los propietarios.*

*No obstante lo anterior, la falta de normativa amplia al respecto, el artículo 41 del Reglamento a la Ley N° 7933, encierra una disposición de muchísima importancia para aclarar lo referente a quien debe realizar la operación, mantenimiento y reparación de la red eléctrica, pues dispone:*

*“Artículo 41.—No se requerirá acuerdo de la asamblea ni la comparecencia de los propietarios de las fincas filiales para la constitución a favor de las instituciones del Estado o de empresas de servicios públicos, de las servidumbres sobre áreas comunes del condominio que se requieran para la obtención y operación de los servicios públicos básicos a favor de los condóminos, lo anterior siempre y cuando en el respectivo Reglamento de Condominio y Administración se le otorgue al administrador del condominio poderes suficientes para tales actos.”*

*Como puede observarse, el artículo transcrito introduce una figura de gran relevancia para definir el asunto que nos ocupa: la servidumbre, como un gravamen que se impone sobre el bien inmueble (propiedad del condominio y condóminos) a favor de las empresas de servicios públicos, a fin de que éstas puedan ingresar a prestar el servicio.*

*Recordemos que el condominio en su totalidad es propiedad privada y no pública, motivo por el cual las empresas de servicios públicos o cualquier particular, no pueden ingresar a realizar sus labores de manera libre.*

*Esta inviolabilidad de la propiedad privada, se encuentra establecida en el artículo 45 de nuestra Constitución Política que dispone:*

**“Artículo 45.-**

*La propiedad es inviolable; a nadie puede privarse de la suya si no es por interés público legalmente comprobado, previa indemnización conforme a la ley. En caso de guerra o conmoción interior, no es indispensable que la indemnización sea previa. Sin embargo, el pago correspondiente se hará a más tardar dos años después de concluido el estado de emergencia.”*

*Como se observa, el derecho de propiedad como el poder que tiene toda persona de poseer una cosa y disponer de ella dentro de los límites legales, se encuentra plenamente protegido y solamente puede ser traspasado bajo circunstancias particulares.*

*En el caso de la servidumbre que se establece en el artículo 41 del Reglamento a la Ley N° 7933, es claro que dicha limitación a la propiedad privada del condominio y de los condóminos, tiene sustento en razones de interés público, pues la prestación de un servicio público resulta ser de carácter sustancial para las personas que habitan en el condominio.*

*Las empresas que ofrecen el servicio de suministro de energía eléctrica, son de aquellas que deben valerse de una servidumbre a fin de poder ingresar al condominio a ofrecer el servicio. Este tipo de servidumbre es la denominada eléctrica, la cual se define de la siguiente manera:*

*“... limitación o gravamen que se impone sobre una finca ajena, para la instalación de líneas aéreas o subterráneas destinadas a la conducción de energía eléctrica y para la conservación constante de las mismas...” DE CASO citado por Arrieta Gutiérrez (María Cristina). Las servidumbres eléctricas en Costa Rica, San José, Costa Rica, Tesis para optar por el grado de Licenciada en Derecho de la Universidad de Costa Rica, 1992, p.59.*

*Las servidumbres eléctricas, son servidumbres administrativas constituidas por razones de interés público, el cual es, la necesidad de llevar energía eléctrica a una determinada población. Además, del paso de la corriente eléctrica, implican el derecho de paso de funcionarios, vehículos y equipo de la empresa eléctrica; por este motivo, son inseparables del fundo sirviente.*

### **III. Sobre el análisis de las consultas de la Comisión:**

*En el caso que nos ocupa, a fin de dar respuesta a las interrogantes que plantea la Comisión es preciso tomar en consideración lo analizado en los acápites anteriores. De seguido se analizarán las interrogantes en el mismo orden en que fueron planteadas.*

***“1. ¿Existe norma legal que obligue o impida a una empresa eléctrica distribuidora a aceptar el traspaso de una red eléctrica construida en un condominio vertical u horizontal, toda vez que dicha instalación se construye en un edificio de propiedad privada? Si no existe ese impedimento, se puede establecer éste, a nivel normativo con el fin de que no se reconozcan los costos de inversión y mantenimiento en la base tarifaria y en los gastos de las empresas distribuidoras por ser obras de infraestructura eléctrica de propiedad particular, aunque se utilicen para brindar un servicio público (energía eléctrica de uso final).”***

*De acuerdo con lo analizado anteriormente, el ordenamiento jurídico no prevé la figura del traspaso de la red eléctrica construida dentro de un condominio, a favor de una empresa prestadora del servicio público de suministro de electricidad. El traspaso desde un punto de vista jurídico, implicaría la acción de ceder una cosa, motivo por el cual en el caso que nos ocupa, no es posible hacer uso de dicha figura.*

*Como se ha visto, la instalación eléctrica de un condominio forma parte de los bienes comunes, mismos que a la vez, le pertenecen en condición de propiedad privada, a todos los titulares del condominio. El traspaso de la red eléctrica de un condominio a una empresa implicaría que dicha empresa sería la dueña de ésta y que podría disponer de ella, esto atentaría de manera clara contra la finalidad del condominio que es proveer a los condóminos de un lugar habitable en el cual se cuente con los servicios públicos, como es la electricidad.*

*Los bienes comunes son parte sustancial del condominio, sin estos, el condominio dejaría de ser un inmueble susceptible de aprovechamiento para los condóminos, quienes perderían su derecho de uso sobre estos.*

*Aunado a ello, nótese que la Ley N° 7933, establece que serán los propietarios los encargados de sufragar los gastos de operación, mantenimiento y reparación de los servicios y bienes comunes y si una empresa prestadora de servicios públicos adquiere la red eléctrica del condominio por medio de la figura del traspaso, ésta estaría sumiendo un derecho (de propiedad) y una obligación (sufragar los gastos de operación, mantenimiento y reparación) que legalmente le ha sido asignada a los condóminos.*

*Igualmente, según el artículo 30 de la Ley N° 7933, la administración del condominio deberá cuidar y vigilar los bienes y servicios comunes, dentro de los cuales se encuentran las **instalaciones de servicios centrales como electricidad e iluminación**, entre otros.*

*El traspaso de un bien común a un particular, no tiene sustento legal, por el contrario, lo que sí tiene asidero legal, es la necesidad de que las fincas filiales cuenten con todos los bienes y servicios comunes como dispone la Ley N° 7933 y su Reglamento.*

*Es por este mismo motivo, que en el Reglamento a la Ley N° 7933, se ha previsto la manera de proveer al condominio y a los condóminos de los servicios públicos que requieren, lógicamente sin tener que realizar el traspaso de ninguna instalación. Específicamente en el caso que nos ocupa, se ha dispuesto la figura de la servidumbre eléctrica que debe ser constituida a favor de la empresa de servicios públicos respectiva, la cual podrá ingresar a la propiedad privada del condominio a ofrecer el servicio. Servicio que deberá ser sufragado por los condóminos y el condominio, conforme corresponda.*

*Ahora bien, nótese que el artículo 41 del Reglamento a la Ley N° 7933, indica que la servidumbre es para la "obtención y operación" de los servicios públicos, en el caso de la servidumbre eléctrica, debe tenerse claro qué implica tanto para la empresa como para los condóminos y condominio la obtención y operación del servicio público, además de la forma en que los beneficiados deberán sufragar dicho servicio.*

*Tratándose de un servicio público, la Autoridad Reguladora tiene competencias regulatorias sobre la prestación del mismo, motivo por el cual debe definir de manera técnica qué conlleva la operación del servicio y la forma en que esta será costeadada. Esta labor resulta ser ajena a las valoraciones jurídicas de este órgano asesor, motivo por el cual debería ser realizada por la Comisión.*

*(...)*

*A partir del anterior análisis, se le brinda respuesta al argumento que expone el ICE, respecto a la posibilidad de que se realice el traspaso de obras subterráneas que constituyen ampliaciones de desarrollos anteriormente recibidos, por parte de un condominio a una empresa eléctrica, concluyéndose que, no lleva razón al respecto.*

**11.- Observaciones jurídicas:** *Sin hacer referencia a ningún artículo específico de la norma técnica impugnada, el ICE se refiere al cumplimiento de lo que establece el “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y de la Propiedad” mediante el cual se oficializó la norma NFPA-70, en cuanto a la verificación de la declaración jurada que debe emitir el profesional responsable de la inspección del proyecto eléctrico y del profesional responsable de la construcción de la instalación eléctrica, como requisito indispensable para realizar la conexión del medidor. Considera que dicho requisito, constituye un traspaso a las empresas eléctricas de una responsabilidad que no les corresponde, además, de una limitación para la prestación del servicio eléctrico, considerando aquellos casos donde el solicitante del servicio no puede sufragar el pago de la declaración jurada.*

*Este órgano asesor, en el oficio 1004-DGAJR-2014 del 28 de marzo de 2014 (visible a folios 608 al 614 del expediente OT-212-2014), analizó dicho argumento, que había sido planteado por el ICE en varias oposiciones que presentó contra la propuesta de esta norma técnica -AR-NT-SUINAC- (visible a folios del 464 al 480 del expediente OT-211-2014) e incluso, de la norma técnica AR-NT-SUCOM (oposiciones visibles a folios del 353 al 440 del expediente OT-212-2014 y del 441 al 465 del expediente OT-300-2014), del cual, se extrae lo siguiente:*

*“(...)*

*El ICE inicia planteando su oposición con la transcripción de los artículos 6, 17 y 32 de la norma técnica propuesta y continúa haciendo un desarrollo respecto a una supuesta responsabilidad administrativa generada a raíz de la aplicación del Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad (RTCR-458-2011), Decreto Ejecutivo N° 36979-MEIC, publicado en el Diario Oficial La Gaceta N° 33 del 15 de febrero de 2012.*

*Considera que a las empresas prestadoras del servicio público de suministro de energía eléctrica se les está imponiendo con el acatamiento del mencionado Reglamento, condiciones o limitaciones para ofrecer el servicio.*

*Señala a su vez, que dicho Reglamento es de acatamiento obligatorio para los agremiados del Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos (en adelante CFIA), en su condición de profesionales en las ramas de la construcción de edificaciones, correspondiéndole a dicho Colegio, de conformidad con el artículo 4 del mencionado*

*Reglamento, fiscalizar el ejercicio profesional de sus agremiados, a fin de garantizar el cumplimiento y vigilancia de lo establecido en esa normativa.*

*Tratándose del artículo 4 antes dicho, el ICE también señala que, además de establecer la competencia del CFIA respecto al cumplimiento del Reglamento, también se enmarca la competencia de las compañías de servicios eléctricos, disponiéndose que a fin de poder realizar la conexión respectiva, éstas serán responsables de requerirle al profesional responsable de la inspección del proyecto o de la construcción de la instalación eléctrica, una declaración jurada en la que indique que la instalación cumple con lo dispuesto en el Código, de modo que, sin el cumplimiento de ese requisito no se podrá brindar el servicio.*

*Con respecto a la necesidad de cumplir con el anterior requisito, el ICE manifiesta inconformidad, pues considera que con éste, más bien se limita la prestación de los servicios eléctricos haciendo a las empresas responsables de “una responsabilidad que compete sólo al propietario de la edificación”. Considera que con ello, se está realizando un traslado de responsabilidades al ICE y a las demás empresas eléctricas de una responsabilidad que le corresponde exclusivamente al cliente y la cual incluso, el ICE no puede cumplir a partir de lo dispuesto en el artículo 6.1.3 de la norma técnica AR-NTSCD “Prestación del servicio de distribución y comercialización”, vigente al día de hoy, que a su vez, entra en contradicción con lo establecido en el artículo 5 del Reglamento.*

*Con sustento en el artículo 6.1.3 de la norma técnica AR-NTSCD, el ICE sostiene que, éste no es responsable de los daños que puedan presentarse por el mal estado o mantenimiento de las instalaciones eléctricas internas de los abonados y que además, debe realizar las conexiones siguiendo lo establecido en dicha norma.*

*Continúa señalando que, la calidad de las instalaciones privadas no debe ser garantizada ni puesta como condición a una empresa eléctrica para brindar el servicio, además de que, las empresas no pueden garantizar que las personas que requieran los servicios eléctricos, puedan hacer frente al costo para obtener la declaración jurada que se requiere, lo cual representa una limitación para la prestación del servicio en contradicción con el principio constitucional de eficiencia administrativa aplicado al objetivo del ICE de prestar servicios de electricidad.*

*Como puede verse, todos los argumentos que expone el ICE, se derivan en un mismo aspecto: el requisito establecido sobre la declaración jurada del profesional para poder realizar la conexión.*

*Bien se entiende ahora, el motivo por el cual el ICE, al inicio de su escrito, hizo referencia a los artículos 6, 17 y 32 de la norma técnica en cuestión, de los cuales se desprende –al menos de los dos primeros- que las empresas eléctricas se encuentran sujetas, **“en lo que corresponda”** al Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad.*

A pesar de que los artículos indicados no son explícitos en cuanto al cumplimiento del requisito de la declaración jurada por parte del profesional para poder realizar la conexión (en el cual el ICE centra sus argumentos), lo cierto del caso, es que con la expresión **“en lo que corresponda”** se hace referencia a cualquier disposición del Reglamento (excluyendo aquellas que pudieran relacionarse con el ámbito regulatorio que es de competencia exclusiva y excluyente de la Aresep) en la cual se establezca alguna obligación a la empresas eléctricas.

A su vez, observando el mencionado Reglamento, se tiene que, lo que le corresponde a las empresas eléctricas según éste, se encuentra plasmado en el inciso c. del artículo 4, el cual dispone solamente un requisito (además de los que cada empresa establezca internamente) a cumplir por parte de éstas para poder realizar la conexión del servicio. Dicho inciso establece lo siguiente:

**“Artículo 4°—Competencias.**

(...)

**c. Compañías de Servicios Eléctricos.** La compañía suministradora del servicio eléctrico respectiva, para proceder a la conexión de la electricidad por medio del medidor definitivo o autorizar el cambio de medidor en proyectos o edificaciones que así lo requieran, serán responsables de requerir al solicitante del servicio el documento que el CFIA establezca al efecto. Sin este requisito, ninguna compañía podrá brindar el servicio. Lo anterior también sin perjuicio de los restantes requisitos de índole administrativo y técnicos establecidos por la compañía para tal fin; requisitos y procedimientos que deben cumplir con lo indicado en la Ley N° 8220, Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos.

(...)”

Lo anterior, debe ser complementarse (sic) con el punto 5.1.3 del artículo 5 del mismo Reglamento, el cual dispone:

**“Artículo 5°—Inspección y Verificación de Instalaciones Eléctricas.**

(...)

**5.1. De la inspección de las instalaciones eléctricas:**

(...)

5.1.3 Una vez finalizada la obra eléctrica, el profesional responsable de la inspección del proyecto eléctrico y el profesional responsable de la construcción de la instalación eléctrica, deberán emitir bajo fe de juramento una Declaración Jurada, según el o los formularios definidos en el Anexo A, indicando que la instalación cumple con lo

*indicado en el presente Código. Esta declaración se deberá entregar al CFIA quién emitirá un documento de recibido que, será requisito indispensable para obtener la conexión del medidor definitiva o en casos que así lo requieran al sistema de distribución eléctrico. Sin este requisito ninguna compañía eléctrica deberá brindar el servicio correspondiente.*

*(...)"*

*De la lectura y análisis integral de los artículos antes transcritos, se depende el requisito al cual hace referencia el ICE en su oposición, es decir, la declaración jurada del profesional para poder realizar la conexión.*

*Si bien, en la norma técnica en cuestión no se hace referencia específica a dicho requisito, ciertamente al indicarse que las empresas eléctricas deben estarse también a lo dispuesto en el Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad -en lo que corresponda-, se está retomando el cumplimiento de dicho requisito, esto, siempre que no exista ninguna valoración sobre aspectos regulatorios que hacer al respecto.*

*Este órgano asesor ha sido consistente en indicar que el mencionado Reglamento no fue elaborado ni adoptado con un enfoque regulatorio, sino, de promoción de la seguridad de las personas y los bienes, motivo por el cual, en lo que refiera al ámbito regulatorio, es la Aresep la que de conformidad con la Ley N° 7593 en pleno ejercicio de sus competencias exclusivas y excluyentes, puede establecer mediante reglamentos y normas técnicas –según el artículo 25 de dicha Ley- las disposiciones que deban cumplir los prestadores de los servicios.*

*En ejercicio de tales competencias y con un claro y detallado sustento técnico-regulatorio, la Aresep podría, emitir disposiciones a fin de procurar cumplir con sus funciones de fijar tarifas y precios, además de velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos, tal y como lo establece el artículo 5 de la Ley N° 7593.*

*Ya se ha indicado, que este razonamiento y prevalencia justificada de las competencias de la Aresep, solamente puede realizarse cuando se trata de aspectos regulatorios, a fin de contar con la normativa y herramientas suficientes para que la Aresep puede (sic) cumplir con su cometido; aunque esto pueda implicar la emisión de disposiciones distintas de las establecidas por otros entes que no son especializados en regulación, e incluso en contra de cuerpos normativos de mayor rango. Tratándose de cualquier otro asunto que no devenga en lo regulatorio, la Aresep no puede acudir a sus competencias para contravenir otras normativas, pues éstas se encuentran claramente delimitadas.*

*En el caso del Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad, como bien se dijo, éste no fue enfocado para que la Aresep pueda realizar su labor regulatoria, sino para que, se salvaguarden las personas y los bienes de los riesgos que se derivan de una inadecuada instalación eléctrica o del uso de materiales y equipos para el uso de la electricidad, según dispone su artículo 1°. Esto podría conllevar que, eventualmente la Aresep, exponiendo la debida justificación en cada caso, acuda a sus competencias regulatorias exclusivas y excluyentes, estableciendo mediante reglamentos o normas técnicas, las disposiciones que considere técnicamente necesarias para poder promover la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica de manera óptima, en beneficio de los usuarios.*

*Si el mencionado Reglamento contiene disposiciones que cubren a las empresas eléctricas, pero que no tienen trasfondo regulatorio, contradicen o impiden la labor de la Aresep y este ente regulador, si no lo considera necesario y técnicamente justificado; no puede contradecir dichas disposiciones o promover su incumplimiento por parte de las empresas, por el contrario, debe retomar en sus disposiciones técnicas, lo que se haya establecido en el Reglamento.*

*Este es el caso del requisito establecido en los artículos 4 inciso c. y 5 inciso 5.1.3 del Reglamento, el cual, desde un punto de vista legal, no puede ser inobservado por la Aresep en la norma técnica propuesta, en la que como se dijo, lo que se pide es que las empresas eléctricas cumplan, en lo que les corresponda, con el mencionado Reglamento.*

*Desde un punto de vista técnico, será la Comisión la encargada de reforzar la necesidad de cumplir con dicho requisito –si es que éste tuviera algún efecto sobre el ámbito regulatorio-, no obstante, basta con que, desde un punto de vista legal, exista una norma de mayor rango –como es el Reglamento- que contenga una disposición de cumplimiento obligatorio para las empresas eléctricas y **que no contraviene o impide lo regulatorio.***

*Es en este punto, que la Aresep se ve en la obligación de reforzar en la norma técnica propuesta, el cumplimiento por parte de las empresas eléctricas de lo que les imponga el Reglamento, pues en el tanto, no se intervengan las competencias de la Aresep, tales disposiciones deben ser retomadas a fin de promover el cumplimiento de la finalidad de salvaguarda para la cual fue creado el Reglamento.*

*Incluso, valga indicar que aunque la Aresep no lo hubiera retomado en la norma técnica, esto no habría eximido a las empresas eléctricas del cumplimiento de dicho requisito, pues en todo caso, éste ya se encuentra dispuesto en el Reglamento antes dicho, vigente desde el 2012, el cual a partir de su publicación le resulta vinculante a sus destinatarios.*

*De la oposición del ICE se desprende inconformidad no solo con el hecho de que la Aresep esté retomando en la norma técnica que*

*nos ocupa, el cumplimiento del Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad, que a su vez, conlleva implícito el cumplimiento del requisito en cuestión, sino también, con respecto al requisito en sí y sus implicaciones sobre la prestación del servicio público.*

*Sobre la inclusión en la norma técnica de una referencia al cumplimiento por parte de las empresas eléctricas, en lo que les corresponda, del Reglamento mencionado, es preciso observar que en el tanto, no se trate de disposiciones que atenten contra las competencias y técnica regulatoria, dicha normativa debe ser acatada como corresponde.*

*En cuanto al requisito específico de la declaración jurada del profesional a cargo del proyecto o instalación para poder realizar la conexión, debe reconocerse que éste no está siendo creado por la Aresep en su norma técnica, sino, por el Poder Ejecutivo en el Reglamento; la Autoridad Reguladora, solamente lo está retomando en la norma técnica, motivo por el cual los argumentos que el ICE expone en su oposición contra éste, no podrían ser analizados a fondo por la Aresep.*

*Como ya se dijo, el ICE manifiesta inconformidad con el requisito indicado, señalando una serie de argumentos al respecto. Primeramente, señala que con éste se impone una condición o limitación en la prestación del servicio; dicho aspecto es de carácter técnico-regulatorio, motivo por el cual debe ser analizado por la Comisión, a fin de que ésta defina si dicho requisito verdaderamente le impide u obstaculiza a las empresas prestar su servicio. Ello, tomando en consideración que, como ya se dijo, en caso de no haber impedimento de índole regulatorio, el requisito tiene un sustento legal plenamente establecido que obliga su cumplimiento.*

*Otro argumento que el ICE expone y que resulta ser del ámbito regulatorio, es la supuesta imposibilidad que tienen las empresas prestadoras para cumplir con dicho requisito, al existir una supuesta contradicción entre lo dispuesto en el artículo 6.1.3 de la norma técnica AR-NTSDC "Prestación del servicio de distribución y comercialización", vigente al día de hoy y el artículo 5 del Código Eléctrico.*

*El artículo 6.1.3 de la mencionada norma indica:*

***"6.1.3 Instalaciones internas de los inmuebles de los abonados y usuarios.***

*Las empresas distribuidoras y comercializadoras no tendrán responsabilidad por daños que resultasen por condiciones de voltaje y frecuencia fuera de los límites establecidos en la norma técnica AR-NTCVS (Calidad del Voltaje de Suministro), cuando éstas se deban a la inadecuada protección, calidad y mal estado de las instalaciones o de los equipos dentro de las propiedades de los abonados, aunque las hubiera revisado por su propia iniciativa o a pedido del abonado o usuario, ni por las consecuencias de*

*causa alguna que tengan origen en el interior de tales propiedades, ni por las ocasionadas por las excepciones de aplicación de dicha norma técnica, según lo indicado en su numeral 1.1.”*

*Por su parte, el artículo 5 del Código Eléctrico se refiere de manera amplia y detallada a las inspecciones y verificaciones de las instalaciones eléctricas que deberá realizar el profesional o técnico a cargo.*

*Observando ambos artículos en relación con el requisito en cuestión, no se encuentra contradicción alguna, el artículo 6.1.3 de la norma técnica, prevé los supuestos de responsabilidad por parte de los abonados ante daños que ocurran en sus instalaciones internas, mientras que el artículo 5 del Código Eléctrico, más bien refiere a la responsabilidad pero del profesional o técnico a cargo de la instalación.*

*Desde un punto de vista legal-regulatorio, se observa que ninguno de los dos artículos indicados, impiden a las empresas el cumplimiento del requisito en cuestión, pues, la declaración jurada que deben obtener para realizar la conexión, es un reflejo de la responsabilidad que tiene el profesional frente a la seguridad de su trabajo, declaración jurada que en todo caso, también podría resultar como evidencia ante daños que le pudieran ocurrir a la instalación, sea para determinar la responsabilidad del abonado o del profesional, según corresponda.*

*El requisito en sí, no le impone a las empresas la necesidad de realizar la labor de instalación que ya le ha correspondido al profesional a cargo, o incluso, la obligación de asumir la responsabilidad que le corresponde al dueño de la instalación. El requisito, en el caso de las empresas eléctricas, conlleva, que éstas verifiquen que la instalación a la que van a realizar su conexión, sea segura de acuerdo con la normativa correspondiente.*

*No se trata como lo afirma el ICE, de que la empresa deba garantizar los estándares de calidad de la instalación privada a la que va a conectarse, pues esta garantía la debe brindar el profesional a cargo. Más bien se trata de que, la empresa realice la conexión verificando previamente, con la obtención de la declaración jurada, que dichos estándares garantizados se están cumpliendo, a fin de que ésta a su vez pueda brindar un servicio en óptimas condiciones además de seguro.*

*El cumplimiento del requisito no tendría que implicar de manera automática una responsabilidad por parte de la empresa por los daños que se originen en la instalación del abonado, por el contrario, el incumplimiento de éste, si le conlleva responsabilidad.*

*Aunado a lo anterior, debe recordarse que en la norma técnica que nos ocupa, se está planteando la derogación de la norma técnica AR-NTSDC “Prestación del servicio de distribución y comercialización”, esto, en el ejercicio de las potestades exclusivas y excluyentes de la Aresep otorgadas por la Ley N° 7593, puede*

*implicar que ésta nueva norma técnica detalle, amplíe o modifique las condiciones que los prestadores deben cumplir; incluso, pudiendo realizar la indicación de que debe cumplirse con normativa ajena a la labor regulatoria.*

*Finalmente, en cuanto al argumento que expone el ICE de que el cumplimiento del requisito podría impedirle brindar un servicio declarado como derecho constitucional, en caso de que el solicitante del servicio no pueda costear la declaración jurada por parte del profesional, debe indicarse que, el análisis correspondiente no puede ser analizado desde un punto de vista legal por la Aresep y tampoco en sede administrativa. Asimismo, en cuanto al impedimento que alega el ICE para poder prestar el servicio (asunto que le compete a la Aresep), como ya se dijo antes, desde un punto de vista técnico-regulatorio deberá ser analizado por la Comisión.*

*Según lo analizado, desde un punto de vista meramente legal, el ICE no lleva razón al oponerse a la obligación establecida en la norma técnica en cuestión, de cumplir con el Código Eléctrico, en lo que le corresponda.*

*(...)*

*En virtud de lo anterior, no lleva razón el recurrente en cuanto a este argumento.*

#### **V. SOBRE EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS EFECTOS DE LOS ACTOS ANULATORIOS DE LA JUNTA DIRECTIVA**

*Considerando que a la fecha de este criterio, la resolución recurrida (RJD-072-2015) mediante la que se aprobó la Norma Técnica Regulatoria denominada “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” AR-NT-SUCOM, se encuentra vigente, es jurídicamente viable que la Junta Directiva dimensione los efectos del acto anulatorio, siempre y cuando sustente dicha decisión, a fin de que no se produzcan graves dislocaciones de la seguridad jurídica, la justicia y la paz; todos bienes jurídicos comprendidos en el concepto de interés público; lo anterior de conformidad con los artículos 229 de la LGAP y 131 del Código Procesal Contencioso Administrativo.*

*Sobre la facultad de dimensionar los efectos de los actos, mediante el dictamen 188-AJD-2008, del 12 de junio de 2008, la entonces Asesoría Legal de Junta Directiva analizó ampliamente el tema.*

*De dicho oficio conviene extraer lo siguiente:*

#### **« [...] DIMENSIONAMIENTO DE LOS EFECTOS DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS ANULATORIOS**

*Comencemos diciendo que los artículos 11 de la Constitución Política y 11 de la Ley general de la administración pública, establecen los límites dentro de los que pueden actuar los funcionarios públicos y los órganos de las Administraciones públicas, nos referimos al llamado Principio de legalidad.*

*Conforme a dicho principio, los funcionarios públicos no pueden arrogarse facultades que la ley no les asigne, porque son simples depositarios de la autoridad que tiene su fuente en la ley.*

*Siendo así las cosas, es imperativo para el funcionario o el órgano público, basar sus actos y actuaciones en lo que disponga el ordenamiento jurídico, de ahí la necesidad que buscar en ese ordenamiento la norma que faculte dictar los actos administrativos de que se trate.*

*La ley general de repetida cita, no contiene norma expresa que regule el dimensionamiento que comentamos. Sin embargo, su artículo 229 remite al Código procesal contencioso-administrativo, cuando no haya norma en esa ley general, para resolver determinado caso. [...]*

*Así, el artículo 131 del código procesal de cita, es la norma que faculta a los órganos de la Administración pública para que puedan realizar el dimensionamiento del que venimos hablando. Reza ese artículo:*

#### **ARTÍCULO 131**

*1) La declaración de nulidad absoluta tendrá efecto declarativo y retroactivo a la fecha de vigencia del acto o la norma, todo sin perjuicio de los derechos adquiridos de buena fe.*

*2) La declaratoria de nulidad relativa tendrá efectos constitutivos y futuros.*

*3) Si es necesario para la estabilidad social y la seguridad jurídica, la sentencia deberá graduar y dimensionar sus efectos en el tiempo, el espacio o la materia. (El original no está subrayado).*

*Una norma similar al artículo 131 recién citado, se halla en el párrafo segundo del artículo 91 de la Ley de la jurisdicción constitucional, que prescribe: «La sentencia constitucional de anulación podrá graduar y dimensionar en el espacio, el tiempo o la materia, su efecto retroactivos, y dictará las reglas necesarias para evitar que éste produzca graves dislocaciones de la seguridad, la justicia y la paz sociales.»*

*El Tribunal Constitucional de Costa Rica, basado en el referido artículo 91 —como se dijo, norma equivalente al artículo 131 del citado código procesal—; ha dimensionado los efectos de varios de sus resoluciones. [...]*

#### **CONCLUSIONES**

*A la luz de lo arriba expuesto, podemos llegar a las siguientes conclusiones, que conforman las respuestas a las preguntas formuladas por la Junta Directiva:*

*1. Es imperativo, por ministerio de ley, que los actos administrativos sean debidamente motivados o fundamentados, de ahí que no sea suficiente la simple invocación de una ley o de unos hechos, aunque revistan la mayor relevancia para el caso de que se trate.*

2. El interés público lo constituye el conjunto de intereses individuales, compartidos y coincidentes, de un número relevante personas que representarían a toda la comunidad y; prevalece sobre el interés individual.

3. Los funcionarios y los órganos públicos, están obligados a tomar en cuenta el interés público, cuando conozcan de los asuntos de su competencia.

4. Por ser el principio de continuidad, característica del servicio público, todo prestador, sea público o privado, de tal servicio; así como las Administraciones públicas a las que corresponda regularlo; deben procurar, por todos los medios lícitos a su alcance, que el servicio no se interrumpa.

5. De conformidad con lo estipulado en el artículo 131 del Código procesal contencioso-administrativo, Junta Directiva puede dimensionar los efectos de sus actos administrativo anulatorios, a fin de que no produzcan graves dislocaciones de la seguridad jurídica, la justicia y, la paz social; todos, bienes jurídicos comprendidos en el concepto interés público.

6. Las reglas técnicas y científicas y, por extensión, los criterios, las valoraciones y los razonamientos que se basen en aquéllas (sic), gozan del mismo valor y de la misma fuerza que las normas jurídicas, por lo que pueden servir y sirven para motivar o fundamentar los actos administrativos.

7. La Junta Directiva puede anular la RRG-7350-2007, de las 13:00 horas del 18 de octubre de 2007 y al mismo tiempo, dimensionar los efectos de ese acto anulatorio; siempre que se motive o fundamente debidamente, tal dimensionamiento. [...]»

Siendo que –de acuerdo con lo analizado en el presente criterio- los artículos 28, 37, 40, 44, 45, 46, 47, 51, 52 y 58 de la norma técnica regulatoria denominada “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión” AR-NT-SUCOM, aprobada mediante la resolución RJD-072-2015, contienen vicios en el motivo y en el contenido y que estos constituyen elementos sustanciales del acto administrativo, que acarrearán su nulidad absoluta, es jurídicamente viable que al anular parcialmente esta resolución, la Junta Directiva dimensione el alcance de sus efectos anulatorios, manteniendo vigente la resolución RJD-072-2015, hasta tanto la Junta Directiva reforme los citados artículos conforme a derecho.

## **VI. CONCLUSIONES**

1. Desde el punto de vista formal, el recurso ordinario de reposición interpuesto por el Instituto Costarricense de Electricidad contra la resolución RJD-072-2015, resulta admisible, puesto que fue presentado en tiempo y forma.

2. La Comisión Ad Hoc encargada de la elaboración de las normas técnicas del sector eléctrico regulado por la Aresep, entre ellas, la AR-NT-SUCOM, emitió criterio técnico mediante el oficio 0031-CAHMNE-2015, sobre los argumentos expuestos por el ICE en su recurso.

3. No siempre la ocurrencia de un evento de la naturaleza, debería implicar automáticamente la existencia de fuerza mayor, pues, asumiendo que es necesaria una actuación previa diligente, es posible que, dicho evento sea previsible y evitable, conllevando responsabilidad.

4. Las empresas deben tomar medidas mínimas preventivas en sus diseños, a fin de procurar que, ante la ocurrencia de algún evento, igualmente, existan formas de contingencia que tiendan a evitar o aminorar los efectos dañosos.

5. Las etapas de comercialización y distribución, deben entenderse como etapas separadas del servicios de suministro de energía eléctrica, que pueden brindarse de manera independiente, de conformidad con el artículo 5 inciso a) de la Ley 7593.

6. El traspaso del servicio, según el artículo 31 de la norma técnica AR-NT-SUCOM, ha sido establecido de manera facultativa y no obligatoria, sin embargo, indistintamente de que se realice el traspaso o no, es preciso observar que para efectos de facturación y cobro, en caso de incumplimiento por parte del usuario que reciba el servicio, igualmente. El abonado siempre será el responsable ante la empresa.

7. En una sana gestión de cobro, las empresas deben ser vigilantes de las deudas que se generan por facturación, pues desde la norma técnica, se prevé la posibilidad de que éstas no dejen que las facturaciones vencidas se acumulen aumentando la deuda.

8. La facturación, el depósito en garantía y su correspondiente cobro se encuentran establecidos en la norma recurrida, tanto con respecto al abonado como con respecto al usuario. No obstante, considera éste órgano asesor que debe modificarse no solo lo referente a dichos aspectos para que guarde congruencia con lo analizado, sino también, todos aquellos otros aspectos, que a consideración de la Comisión Ad Hoc, pudieran corresponder al abonado únicamente, o a un usuario autorizado por éste.

9. Si bien la norma técnica refiere indistintamente tanto al abonado como al usuario en lo que tiene que ver con la facturación del servicio y su pago, la Comisión Ad Hoc considera que la gestión de cobro debe dirigirse contra el abonado únicamente, posición similar a la que éste órgano asesor ha expuesto en este criterio y contradictoria con lo que establece actualmente la propia norma técnica recurrida.

10. Aunque, el argumento del recurrente hace referencia específica al artículo 3 de la norma técnica AR-NT-SUCOM, se denota por conexidad, un vicio en los elementos contenido y motivo de la resolución RJD-072-2015, específicamente, en los artículos 28, 40, 44, 45, 46, 47, 51, 52 y 58, en el sentido específico, de que se establecen asuntos relativos a la facturación, depósito en garantía y pago o cobro del servicio, contra el abonado o usuario indistintamente, siendo que, según lo explicado, tales obligaciones corresponden exclusivamente al abonado.

11. Según los artículos 24 y 32 de la norma recurrida, es claro que quienes ostenten algún derecho posesorio, también pueden solicitar la prestación del servicio eléctrico.

12. Tratándose de residenciales (y no de condominios donde la red interna es propiedad privada) el acceso de la empresa eléctrica respectiva no debe encontrarse restringido. De encontrar alguna limitación infundada, para llevar a cabo su labor, debe acudir a los medios legales pertinentes, que le permitan asumir sus tareas.

13. La instalación eléctrica interna del abonado se encuentra en propiedad privada y claramente, la empresa no puede tener acceso libre, sino que requiere la debida autorización.

14. El debido proceso implica una garantía de defensa del eventual perjudicado, frente a una decisión que podría restringirle o eliminarle derechos subjetivos. Sin el debido proceso, el titular de los derechos subjetivos en cuestión, no podría ejercer su defensa como corresponde. Una vez efectuado el debido proceso (tramitado según las particularidades del caso) en el cual, el interesado realice al menos su defensa, la Administración puede proceder como corresponde. De no escucharse al abonado o usuario previamente a tomar la decisión, se le estaría endilgando una responsabilidad casi automática de su parte.

15. El ICE no demostró la idoneidad y necesidad de incluir un inciso en el artículo 43 (que proteja a los prestadores del servicio, de las pérdidas causadas cuando el cliente abandona definitivamente el servicio, dejando una deuda superior al depósito de garantía a ejecutar), ni que su ausencia en la norma, le cause o causará un deterioro en sus finanzas que ponga en riesgo su equilibrio financiero, así como, tampoco aportó prueba alguna que sirva como fundamento a su análisis, ya que no comprobó por qué, es técnicamente indispensable su inclusión.

16. El 28 de julio de 2015, se celebró la audiencia pública, mediante la cual se discutió entre otras cosas, la propuesta de modificación de varios artículos de la norma técnica AR-NT-SUCOM. Dentro de esos artículos en trámite de reforma, se encuentra el 37, en lo relativo a la sanción para el caso en que el abonado no reubique el contador dentro del plazo, adicionando además que, esto sea causal de suspensión del servicio. Dicha propuesta final de modificación, será conocida oportunamente, por la Junta Directiva.

17. Lleva razón el recurrente, únicamente en cuanto a que el artículo 37 de la norma AR-NT-SUCOM, no incluyó un plazo ni una sanción al abonado referente a la reubicación de los conductores de acometida. Por ese motivo, se considera que existe un vicio en los elementos contenido y motivo de la resolución RJD-072-2015.

18. Respecto al argumento de que es necesario incluir un transitorio en el artículo 123, con el fin disponer del plazo de un año para la implementación de cambios en los sistemas informáticos, el recurrente no aportó prueba alguna que sirva como fundamento de su análisis ya que no comprobó por qué, es técnicamente indispensable contar con dicho transitorio, para satisfacer lo dispuesto en el artículo 40.

19. El traspaso de la red interna de un condominio a la empresa eléctrica se encuentra impedido por la propia naturaleza del condominio y en atención a la Ley Reguladora de la Propiedad en Condominio.

20. Respecto al cumplimiento de lo que establece el “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y de la Propiedad”, por remisión de la normativa técnica emitida por la Aresep, y específicamente en cuanto a la verificación de la declaración jurada que debe emitir el profesional responsable de la inspección del proyecto eléctrico y del profesional responsable de la construcción de la instalación eléctrica, como requisito indispensable para realizar la conexión del medidor, debe indicarse que, dicha disposición proviene de un Decreto emitido por el Poder Ejecutivo, que solamente ha sido retomado por la Aresep en su normativa, en lo que no contraviene su labor regulatoria.

21. Es jurídicamente viable que la Junta Directiva decida dimensionar el alcance de los efectos del acto anulatorio, y en ese sentido, mantenga vigente la resolución RJD-072-2015 hasta tanto ella reforme los artículos previamente señalados conforme a derecho.

[..]”

- III. Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.-** Declarar la nulidad parcial de la resolución RJD-072-2015, mediante la cual se aprobó la norma técnica denominada: “*Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión*” AR-NT-SUCOM, en cuanto a los artículos 37, 28, 40, 44, 45, 46, 47, 51, 52 y 58. El artículo 37, en el sentido específico de que, no incluyó un plazo ni una sanción al abonado referente a la reubicación de los conductores de acometida. En cuanto a los artículos 28, 40, 44, 45, 46, 47, 51, 52 y 58, en el sentido específico, de que se establecen asuntos relativos a la facturación, depósito en garantía y pago o cobro del servicio, contra el abonado o usuario, siendo que, tales obligaciones corresponden exclusivamente al abonado, **2.-** Retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, es decir a la elaboración de la norma técnica denominada: “*Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión*” AR-NT-SUCOM, para que la Comisión Ad Hoc presente a la Junta Directiva, una propuesta de modificación a éste, en la cual deberá considerar lo señalado en esta resolución, **3.-** Dimensionar los efectos de la anulación parcial de la resolución RJD-072-2015, en cuanto a los artículos 28, 37, 40, 44, 45, 46, 47, 51, 52 y 58 de la norma técnica denominada: “*Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión*” AR-NT-SUCOM, manteniéndolos vigentes, hasta tanto la Junta Directiva lo modifique conforme a derecho, **4.-** Agotar la vía administrativa, **5.-** Notificar a las partes, la presente resolución, **6.-** Trasladar el expediente a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, para lo que corresponda.
- IV. Que en la sesión extraordinaria 48-2015 celebrada el 28 de setiembre de 2015, cuya acta fue ratificada el 8 de octubre de 2015; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 888-DGAJR-2015, de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

**POR TANTO:**

**LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

**RESUELVE:**

- I. Declarar la nulidad parcial de la resolución RJD-072-2015 mediante la cual se aprobó la norma técnica denominada: “*Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión*” AR-NT-SUCOM, en cuanto a los artículos 37, 28, 40, 44, 45, 46, 47, 51, 52 y 58. El artículo 37, en el sentido específico de que, no incluyó un plazo ni una sanción al abonado referente a la reubicación de los conductores de acometida. En cuanto a los artículos 28, 40, 44, 45, 46, 47, 51, 52 y 58, en el sentido específico, de que se establecen asuntos relativos a la facturación, depósito en garantía y pago o cobro del servicio, contra el abonado o usuario, siendo que, tales obligaciones corresponden exclusivamente al abonado.
- II. Retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, es decir a la elaboración de la norma técnica denominada: “*Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión*” AR-NT-SUCOM, para que la Comisión Ad Hoc presente a la Junta Directiva, una propuesta de modificación a éste, en la cual deberá considerar lo señalado en esta resolución.

Á  
III. Dimensionar los efectos de la anulación parcial de la resolución RJD-072-2015, en cuanto a los artículos 28, 37, 40, 44, 45, 46, 47, 51, 52 y 58 de la norma técnica denominada: ENT-SUCOM, manteniéndolos vigentes, hasta tanto la Junta Directiva lo modifique conforme a derecho.

Á  
IV. Agotar la vía administrativa.

Á  
V. Notificar a las partes, la presente resolución.

Á  
VI. Trasladar el expediente a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, para lo que corresponda.

Á  
**NOTIFÍQUESE.**

Á  
Á

**GRETTEL LÓPEZ CASTRO, EDGAR GUTIÉRREZ LÓPEZ, PABLO SAUMA FIATT, SONIA MUÑOZ TUK, ALFREDO CORDERO CHINCHILLA, SECRETARIO.**

Á

1 vez.—Solicitud N° 44237.—O. C. N° 8377-2015.—(IN2015081626).

**INTENDENCIA DE ENERGIA**  
**RIE-113-2015 DE LAS 15:45 HORAS DEL 20 DE NOVIEMBRE DE 2015**

**SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ, S.A. (CNFL) PARA LA  
ACTIVIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

---

**ET-084-2015**

**RESULTANDO**

- I. Que la Compañía Nacional de Electricidad S.A. (CNFL) presta el servicio de generación eléctrica de acuerdo con lo establecido en la Ley 2 "Contrato eléctrico SNE-CNFL" del 08 de abril de 1941.
- II. Que el 31 de agosto del 2015, mediante el oficio 2001-0668-2015, la CNFL presentó solicitud para fijar tarifas por primera vez al sistema de generación de energía eléctrica que presta (folios 1 al 672).
- III. Que el 4 de setiembre del 2015, mediante el oficio 2001-0681-2015, la CNFL envió complemento de información del ajuste solicitado, adjuntando los pliegos tarifarios propuestos con la variación respecto a las tarifas actuales (folios 675 a 681).
- IV. Que el 4 de setiembre del 2015, mediante el oficio 1593-IE-2015, la Intendencia de Energía le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por CNFL para el servicio de generación de electricidad (folios 693 y 694).
- V. Que el 25 de setiembre del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N°187, Alcance digital N°73, y en dos diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 695 y 696).
- VI. Que el 13 de octubre del 2015, mediante el oficio 1777-IE-2015, la Intendencia de Energía le solicitó a CNFL aclaración y detalle de la información aportada (folios 712 a 719).
- VII. Que el 20 de octubre del 2015, mediante el oficio 2001-0803-2015, CNFL presentó la información solicitada por la IE mediante el oficio 1777-IE-2015/105175 (folios 725 a 750).
- VIII. Que el 20 de octubre del 2015, mediante el oficio 3451-DGAU-2015/105891 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 752 a 753).
- IX. Que el 21 de octubre del 2015 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 23 de octubre del 2015 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 3520-DGAU-2015/106348) y el 27 de octubre de 2015 la respectiva Acta de la Audiencia Pública # 091-2015 (oficio 3567-IE-2015/106634). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Defensoría de los Habitantes representada por el señor Juan Manuel Cordero González (portador de la cédula de identidad número 1-0682-0894), Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (Acograce) cédula de persona jurídica 3-002-413768 representada por el señor Carlos Roldán Villalobos, Cámara de Industrias de Costa Rica cédula de persona jurídica número 3-002-042023 representada por el señor Carlos Montenegro Godínez (cédula de identidad número 1-0632-0878), Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula de identidad número

5-0302-0917 y el señor Marco Vinicio Cordero Arce, cédula de identidad número 1-0928-0716, y José María Calvo Reyes cédula 8-0088-0718.

- X. Que el 20 de noviembre de 2015, mediante el oficio 2046-IE-2015, la Intendencia de Energía, emitió el respectivo estudio técnico sobre la presente gestión tarifaria.

#### CONSIDERANDO

- I. Que del estudio técnico 2046-IE-2015, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

#### II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

##### 1. Solicitud tarifaria

Según la información aportada por CNFL y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicita aprobar por primera vez la tarifa de su sistema de generación, según el siguiente detalle (cifras en colones):

<b>Detalle</b>	<b>Punta</b>	<b>Valle</b>	<b>Nocturno</b>
Potencia	6 140,00	6 140,00	0,00
Energía	115,70	94,80	80,50

Las razones que motivan la petición tarifaria para este servicio son cubrir los costos propios de la actividad y obtener un rédito para el desarrollo del 7,79%.

##### 2. Análisis de la solicitud

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

###### a. Parámetros utilizados

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

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

<sup>1</sup> BCCR, [http://www.bccr.fi.cr/politica\\_monetaria/](http://www.bccr.fi.cr/politica_monetaria/)

*El BCCR en su Programa Macroeconómico 2015-2016 y su respectiva revisión (julio, 2015), estableció como objetivo de inflación un 4% para el 2015 y 2016, con un rango de tolerancia de  $\pm 1$  punto porcentual (p.p.)<sup>2</sup>.*

*Con estas premisas y tomando en cuenta que la inflación acumulada real al mes de setiembre del 2015 es de -0,70%<sup>3</sup>, significativamente inferior a la meta fijada por el BCCR, se estima que la inflación al finalizar este año será del 0,28% (inflación de diciembre a diciembre).*

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

*En lo que respecta al tipo de cambio, fuentes oficiales indican que “como parte de la transición hacia un esquema monetario de Metas de Inflación que requiere de una mayor flexibilidad cambiaria, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada. / Bajo el esquema de flotación administrada el tipo de cambio es determinado por el mercado, pero el Banco Central se reserva la posibilidad de realizar operaciones de intervención en el mercado de divisas para moderar fluctuaciones importantes en el tipo de cambio y prevenir desvíos de éste con respecto al que sería congruente con el comportamiento de las variables que explican su tendencia de mediano y largo plazo”.<sup>4</sup>*

*Por su parte, el Programa Monetario 2015-2016 establece como una de las principales medidas de política, la migración a un régimen de “flotación administrada”, dado que las condiciones macroeconómicas propician esta política, que se caracteriza por una situación en donde: (1) la oferta y la demanda de dólares determinan el tipo de cambio; (2) el BCCR intervendrá para evitar fluctuaciones “anormales” del tipo de cambio sin interrumpir la tendencia que señalan las variables que lo determinan en el largo plazo; (3) no hay compromiso con niveles explícitos de tipo de cambio; (4) el BCCR dará seguimiento permanente al mercado cambiario para promover su ordenado funcionamiento; y (5) el BCCR no prevé variaciones sustanciales en el tipo de cambio como consecuencia de esta migración.<sup>5</sup>*

*Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (IE) considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real y mantenerla constante para el periodo estimado, que en este caso corresponde al día de celebración de la respectiva audiencia pública (tipo de cambio de venta al 21 de octubre del 2015), por lo que se utiliza un valor de  $\text{¢ } 540,52$  por US\$.*

*En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), ésta ha sido, en promedio, cercana al 1,69% (promedio simple de largo plazo -últimos 5 años-)<sup>6</sup>. Algunas fuentes, como la Reserva Federal<sup>7</sup> estima inflaciones para los EEUU cercanas al 2% para el futuro cercano; mientras que otras, como el Fondo Monetario Internacional (FMI) realizan proyecciones más puntuales, indicando que la inflación sería de 0,9% en el 2015 y 1,40% en el 2016<sup>8</sup> (medidas al final de cada año).*

<sup>2</sup> BCCR, [http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica\\_monetaria\\_inflacion/Revision\\_PM2015-16.pdf](http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/Revision_PM2015-16.pdf)

<sup>3</sup> Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC).

<sup>4</sup> BCCR; [http://www.bccr.fi.cr/politica\\_cambiaria/](http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/)

<sup>5</sup> BCCR; [http://www.bccr.fi.cr/discursos\\_presentaciones/Presentacion\\_conferencia\\_programa\\_macro2015.pdf](http://www.bccr.fi.cr/discursos_presentaciones/Presentacion_conferencia_programa_macro2015.pdf)

<sup>6</sup> La fuente primaria de esta información es la Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América. Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost>

<sup>7</sup> Ver: [http://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/files/FOMC\\_LongerRunGoals.pdf](http://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/files/FOMC_LongerRunGoals.pdf).

<sup>8</sup> FMI; <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2015/whd/pdf/wreo1015s.pdf> (pág. 51) y <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/weo/2015/02/pdf/texts.pdf> (pág. 38)

Sustentado en: (a) las condiciones de la economía mundial y las de EEUU en particular; (b) las citadas proyecciones de inflación del FMI; (c) la inflación real acumulada a setiembre del 2015, que es de 1,33%; y (d) los criterios de cálculos señalados anteriormente; se estima que la inflación externa será de 0,90% para este año y 1,40% para el siguiente.

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

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

INDICES	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Variaciones según ARESEP (al final del año)</b>					
Inflación interna (IPC-CR)	4,55%	3,68%	5,13%	0,28%	4,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,74%	1,50%	0,76%	0,90%	1,40%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-2,54%	0,16%	7,82%	-0,92%	0,00%
<b>Variaciones según ARESEP (promedio anual)</b>					
Inflación interna (IPC-CR)	4,50%	5,23%	4,52%	1,02%	2,61%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,07%	1,46%	1,62%	0,12%	0,71%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-0,82%	-0,56%	7,59%	-0,58%	-0,04%
<b>Notas:</b> Los años 2015 y 2016 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
<b>Fuente:</b> Elaboración propia con base en Programa Macroeconómico 2015 - 2016 y datos del BCCR, INEC, BLS y FMI.					

b. Análisis del mercado

i. Mercado presentado por el CNFL:

Los aspectos más importantes de la solicitud presentada se detallan a continuación:

1. CNFL solicita se fije una tarifa promedio de ¢117,7 por cada Kilowatt hora, para el sistema de generación que incluyen las plantas hidroeléctricas Brasil, Daniel Gutiérrez, Belén, Electriona, El Encanto, Cote, Rio Segundo, Ventanas y Balsa Inferior, así como el proyecto eólico Valle Central. Además solicita una

estructura tarifaria de acuerdo al periodo horario, donde para el cobro de energía el periodo punta tenga un valor de ¢115,7 valle ¢94,8 y noche ¢80,5 por cada kWh; mientras que para el cobro de potencia propone respectivamente: ¢6 140; ¢6 140 y ¢0. Lo anterior a partir de enero del 2016 (folio 31).

2. Se justifica la solicitud con el principio de servicio al costo, de manera tal que las tarifas contemplen los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la ley 7593.
3. En las estimaciones realizadas de generación de energía eléctrica y potencia CNFL utiliza datos reales hasta el mes de abril de 2016. Las proyecciones de generación de la energía en la CNFL se realizaron con los mencionados datos históricos, además del programa de mantenimiento mayor que se aplicará durante el periodo de interés y finalmente con las consideraciones del Centro Mundial del Clima (NOAA) referente a huracanes.
4. De esta forma CNFL proyecta una generación total de 459,3 GWh para el año 2016 y realiza sus proyecciones a partir de una base de datos actualizados a abril de 2016.
5. Con la estructura tarifaria propuesta por CNFL y de acuerdo a las proyecciones de producción eléctrica, el sistema de generación tendrá ingresos por ¢54 032 millones para 2016.

**ii. Mercado de la Intendencia de Energía (IE), ARESEP:**

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

1. La energía que se espera produzca el sistema de generación de CNFL se calcula como la suma de las proyecciones individuales de cada una de sus plantas. Esta estimación individual se calcula de acuerdo con los datos históricos desde el año 2000 en las que se disponga y hasta setiembre de 2015, esto implica 5 meses más de información real para el desarrollo de estimaciones y proyecciones que las presentadas por la CNFL. Se encontraron diferencias entre las proyecciones de CNFL y la información real, lo cual explica parte de las diferencias que se advierten entre el mercado calculado por CNFL y el desarrollado por la IE.
2. Tales proyecciones de producción se elaboran empleando el paquete estadístico especializado en series de datos ForCastPro y validando mediante el paquete SDDP. El modelo de despacho hidrotérmico "Stochastic Dual Dynamic Programming" o SDDP, es el modelo utilizado por el Centro Nacional de Control de Energía para realizar los estudios operativos del Sistema Eléctrico Nacional a corto y mediano plazo (a 1 y 5 años). Ante los datos suministrados por medio de estas bases, el programa aplica entonces un modelo estocástico, que analiza diferentes escenarios y optimiza el despacho de electricidad a futuro, lo que genera curvas óptimas de uso de los recursos disponibles. Además se realizan modificaciones específicas por conceptos de paros programados por mantenimiento, ampliaciones o la entrada de nuevos proyecto, como el caso de Ventanas que a

*criterio de la CNFL estará listo para iniciar operaciones comerciales en setiembre de 2016, criterio empleado por esta Intendencia.*

3. *Con los términos anteriores la IE proyecta una producción total de las plantas de CNFL según se indica a continuación:*

<i>Año</i>	<i>Producción en GWh (*)</i>	<i>Diferencia relativa (**)</i>
<i>2016</i>	<i>478,8</i>	<i>1,042</i>

*\* Incluye: Brasil, D. Gutiérrez, Belén, Electriona, El Encanto, Cote, Rio Segundo, Ventanas, Balsa y Valle Central*

*\*\* (Proyección de ARESEP / Proyección de CNFL)*

*Como el cuadro anterior evidencia ARESEP estima una producción de energía 4,2% mayor que la estimada por CNFL para el año 2016.*

*Es importante resaltar que el análisis de mercado incluye la producción de las plantas PH Balsa Inferior y PE Valle Central como parte de la producción total de la CNFL, solamente para el cálculo de los ingresos por ventas para el sistema de generación, ya que el excluirlas a nivel de mercado, implicaría una subvaloración de los ingresos reales por venta de energía al sistema de distribución, no obstante lo que se indicará más adelante en este informe.*

4. *Para estimar las ventas mensuales de energía y potencia, por punta, valle y noche, se utilizó la distribución proporcional propuesta por CNFL. Esto debido a que las estimaciones de la empresa respetan el comportamiento de la generación histórica que se han presentado hasta el momento, las cuales se consideran son regulares. Específicamente del total anual de energía producida por las plantas de CNFL: 31% es en periodo punta; 36% en periodo valle y 33% en horario nocturno.*
5. *Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se establecen los ingresos requeridos por el sistema de Generación del CNFL para 2016.*
6. *El proceso para asignar la estructura tarifaria que permita a la empresa alcanzar estos ingresos requeridos sigue el mismo mecanismo que ARESEP ha utilizado para la fijación de tarifas que se establecen por primera vez y que también CNFL emplea en su propuesta. Esta estructura tarifaria permite el cobro la energía y potencia vendida de acuerdo al periodo horario (punta, valle y noche). Para esto se estima un precio promedio como el cociente entre los ingresos requeridos y la proyección de producción total de las plantas. Para obtener el precio por periodo horario al precio promedio se le asigna la misma relación (precio medio y precio horario) que tuvo el Sistema de Generación del ICE para el año 2014. Finalmente, los precios por periodo horario iniciales al ser multiplicados por las unidades físicas alcanzan un monto por encima del requerido, por lo que se realiza un ajuste equivalente a la proporción de incremento y con esto definir la estructura tarifaria final. Lo anterior se realiza de forma independiente para los conceptos de energía y potencia.*

7. *Tomando en cuenta la generación total de las plantas y las tarifas propuestas por ARESEP, se estima que el sistema de generación de CNFL obtenga ingresos por ₡23 693,3 millones de colones por concepto de ventas de energía y potencia, durante el periodo 2016. Esto conlleva, para el sistema de generación de CNFL, a determinar el precio medio del sistema de generación en ₡49,5 colones por cada kilowatt hora durante 2016 (un mayor detalle en anexo N°1).*

c. *Análisis de inversiones*

i. **Propuesta de CNFL**

*En el anexo N°8.2 Inversiones Sistema Generación en el folio 526 la CNFL presenta el Programa de Inversiones para el periodo 2015-2017, el cual consiste en 3 proyectos (folio 528):*

- 1) *Restauración de la Planta Hidroeléctrica Ventanas*
- 2) *Modernización de la Nave industrial del Taller de mantenimiento de Planta de Generación*
- 3) *Adquisición de equipo de transporte, equipo de cómputo y de comunicación*

*El objetivo de la restauración de la Planta Hidroeléctrica Ventanas consiste, según indica la CNFL, en recuperar la producción de esta planta como parte de su generación propia, ya que se perdió el 3 de noviembre de 2010 tras una inundación. Se espera que la entrada en operación de la planta restaurada sea en setiembre 2016 (folios 528 y 530).*

*En el caso de la modernización de la nave industrial, indica la CNFL que el objetivo es modernizar el taller de manera que las reparaciones de los elementos mecánicos de todas las plantas de la empresa se realicen en forma eficiente, ya que actualmente no posee la capacidad de reparar los elementos de todas las plantas debido a que las dimensiones de algunos elementos exceden la capacidad de los equipos con que cuenta actualmente el taller. Destaca la CNFL que con esta modernización pretende reducir los costos de mantenimiento, ya que al reparar ellos los elementos evitan su ejecución en el extranjero lo que implica costos adicionales (folio 528).*

*Por último el tercer proyecto se refiere a la modernización del Sistema Administrativo, según el Plan de Acción Empresarial de Tecnología de Información y Comunicación (no consta en autos este documento), así como la actualización de la flota vehicular (folios 541-582); se compone de las siguientes actividades:*

- 1) *Sitio alternativo de TIC*
- 2) *Dotar de Equipo de Cómputo, licencias de Software y herramientas tecnológicas a la CNFL*
- 3) *Implementación del Sistema de Telefonía IP*
- 4) *Implementación del Sistema de Radio Digital*
- 5) *Dotación de Plataforma de comunicación y seguridad*
- 6) *Interconexión inalámbrica de plantas, subestaciones y edificios a la CNFL*
- 7) *Ampliación del Anillo de Fibra Óptica*
- 8) *Programa de actualización de la Flota Vehicular*

*En el caso del sitio alternativo del TIC (Tecnología de Información y Comunicación), la CNFL indica que actualmente no cuenta con un respaldo que asegure la continuidad de los servicios críticos para el negocio (folio 541), lo cual se estaría logrando con este sitio alternativo.*

La descripción de la segunda actividad consiste en sustituir equipos declarados obsoletos, reponer equipos dañados y sin reparación y dotar a los usuarios de sistemas, aplicaciones y herramientas de las tecnologías que permitan ejecutar las labores diarias y brindar un mejor servicio (folio 547).

Con la implementación de la telefonía IP, la CNFL pretende renovar las centrales telefónicas obsoletas (análogas) que se encuentran en algunas instalaciones y así migrar y actualizar la plataforma telefónica empresarial (folio 552).

La razón por la cual se da la implementación del Sistema de Radio Digital es atender la obsolescencia tecnológica, y a su vez atender normativa SUTEL de despejar ciertas bandas de radiocomunicación (folio 528).

La dotación de plataforma de comunicación y seguridad obedece a cambio de equipo por obsolescencia (folio 562); la interconexión inalámbrica obedece a la necesidad de disponer de infraestructura que permita trasiego de información entre Plantas, Subestaciones y localidades de la CNFL (folio 566). Asimismo, el objetivo de ampliar el anillo de fibra óptica corresponde a optimizar las telecomunicaciones para la gestión empresarial y evitar su futura saturación (folio 572).

Por último con el fin de mantener el promedio de la flota vehicular en 6,7 (seis coma siete) años y tener beneficios en costes, invocación tecnológica, disponibilidad y calidad de servicio es que se realiza la actualización de la flota vehicular.

En el siguiente cuadro la CNFL presenta las inversiones para el sistema de generación período 2015-2017:

**Cuadro # 2**  
**Sistema de Generación Propuesta CNFL**  
**Programa Inversiones 2015-2017**

Sistema de Generación Propuesta CNFL- Programa Inversiones 2015-2017				
(Millones de Colones)				
	AÑO			
	2015	2016	2017	Total Período
<b>GENERACIÓN</b>				
Micro Inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00
Macro Inversiones	0,00	7 576,00	0,00	7 576,00
Planta General	0,00	635,09	2 784,49	3 419,58
<b>TOTAL DE INVERSIONES</b>	<b>0,00</b>	<b>8 211,09</b>	<b>2 784,49</b>	<b>10 995,58</b>

Fuente: Folio 526, ET-084-2015

## ii. Capacidad de Ejecución

La CNFL no cuenta con un porcentaje histórico de ejecución de inversiones de generación debido a que a la fecha no cuenta con fijación tarifaria para dicho sistema. La Autoridad Reguladora ha rechazado las solicitudes previas presentadas por la CNFL debido al incumplimiento de requisitos establecidos por ley y de disposiciones regulatorias que son de acatamiento obligatorio. En razón de lo anterior y considerando que debe existir una coincidencia entre el monto aprobado por ARESEP y el monto ejecutado por la CNFL, lo cual revelaría un adecuado planeamiento de las obras por parte de la empresa regulada en relación a sus necesidades y capacidad de ejecución, se opta por tomar, para el sistema de generación, el mismo porcentaje de ejecución que presenta la CNFL para el sistema de distribución.

El siguiente cuadro muestra, de acuerdo a la metodología tarifaria vigente, el porcentaje de ejecución declarado por la CNFL para los 5 años anteriores al año en consideración en el actual estudio tarifario (2014); en el mismo se muestra que para el sistema de distribución el porcentaje de ejecución promedio es de 177,66%; sin embargo la metodología tarifaria es clara al indicar que se debe utilizar para el cálculo tarifario el promedio simple del lustro anterior al año en consideración y que éste promedio tendrá un tope de 100%, razón por la cual se debe limitar el porcentaje promedio obtenido por la CNFL.

**Cuadro # 3**  
**Montos y porcentajes de obras ejecutadas según plan inversiones distribución. CNFL, S.A.**  
**Millones de colones**

<b>Año</b>	<b>Monto ARESEP</b>	<b>Monto CNFL</b>	<b>Porcentaje de Ejecución</b>	<b>Ajuste del promedio</b>
2009	20 933,9	35 640,0	170,3%	
2010	21 939,8	17 857,0	81,4%	
2011	19 690,0	45 529,2	231,2%	
2012	23 242,0	72 072,4	310,1%	
2013	159 462,0	151 984,0	95,3%	
<b>Promedio</b>			<b>177,66%</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Folio 395, ET-83-2015

El porcentaje de ejecución de la CNFL (100%) es alto, demostrando una relación entre el monto ejecutado y el monto otorgado; pero al considerar que el porcentaje real de ejecución es de 177,66% se refleja que la compañía posee una sobrejexecución, lo cual implica que los planes de inversiones no se ajustan a las necesidades ni capacidades de construcción o ejecución de la CNFL, situación que advierte limitaciones en su capacidad para realizar una adecuada planificación de sus proyectos de inversión. Lo anterior, como se indicó previamente, corresponde al sistema de distribución; es a partir de esta fijación tarifaria que se podrá analizar si para el sistema de generación la relación monto ejecutado/monto otorgado posee un comportamiento similar al sistema de distribución o si por el contrario la planificación del sistema de generación se ajusta a las necesidades y capacidad de ejecución de la empresa distribuidora. Cabe mencionar que de presentarse sobre-ejecuciones es necesario que la CNFL remita las justificaciones técnicas debidamente sustentadas que permita determinar la razón por la cual se realizaron obras o instalación de equipos no aprobados por la Intendencia de Energía, caso contrario no se reconocerá dichas obras y equipos al calcular el porcentaje de ejecución anual de acuerdo a lo establecido por la metodología tarifaria vigente (numeral 5.3.1, inciso 6).

**iii. Inversiones en el sistema de generación propuestas ARESEP**

Para el caso de la restauración de la planta Ventanas, la misma fue inspeccionada y se verificó los trabajos que se están realizando con motivo de dicha restauración (ver Anexo 4, INFORME TÉCNICO DE SUPERVISION DEL PROYECTO REHABILITACIÓN DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA VENTANAS, PERTENECIENTE A LA COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ). Para el resto de inversiones detalladas en la solicitud tarifaria, considera esta Intendencia que las mismas son razonables y estaban justificadas con base en la prestación del servicio público.

Con base en los datos reales, las premisas económicas calculadas en este informe y el porcentaje de ejecución, utilizados por la Intendencia, para los citados años, aplicables a los valores aportados por la CNFL para sus

cálculos tarifarios, se procedió a re calcular los montos de las inversiones propuestas, considerando el porcentaje de ejecución (100%). En esta ocasión no se consideró el porcentaje de asignación de activos de planta general, ya que la CNFL entregó la información del programa de inversiones de planta general el monto correspondiente al sistema de generación. Las inversiones y montos a considerar obtenidos por la Autoridad Reguladora, correspondientes a un 100% de lo solicitado por la CNFL por las razones indicadas, se presentan en el cuadro siguiente:

**Cuadro # 4**  
**Sistema de Generación Propuesta ARESEP**  
**Programa Inversiones 2015-2017**

Sistema de Generación Propuesta ARESEP - Programa Inversiones 2015-2017				
(Millones de Colones)				
	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
<b>GENERACIÓN</b>				
Micro Inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00
Macro Inversiones	0,00	7 576,00	0,00	7 576,00
Planta General	0,00	635,09	2 784,49	3 419,58
<b>TOTAL DE INVERSIONES</b>	<b>0,00</b>	<b>8 211,09</b>	<b>2 784,49</b>	<b>10 995,58</b>

Elaboración ARESEP

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

De manera homóloga que se hizo con las inversiones, el programa de adición de activos es recalculado por la Autoridad Reguladora considerando el porcentaje promedio de ejecución (100%) y los índices macroeconómicos. Nuevamente la CNFL entregó la información de planta general aplicable únicamente al sistema de generación, por lo cual no fue necesario utilizar el porcentaje de asignación en los cálculos realizados, cuyos resultados se muestran el siguiente cuadro:

**Cuadro # 5**  
**Sistema de Generación Propuesta ARESEP**  
**Programa Adición de Activos 2015-2017**

Sistema de Generación Propuesta ARESEP- Programa Adición de Activos 2015-2017				
(Millones de Colones)				
	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
<b>GENERACIÓN</b>				
Micro Inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00
Macro Inversiones	0,00	7 423,22	0,00	7 423,22
Planta General	0,00	622,24	2 784,42	3 406,66
<b>TOTAL DE INVERSIONES</b>	<b>0,00</b>	<b>8 045,46</b>	<b>2 784,42</b>	<b>10 829,88</b>

Elaboración ARESEP

**v. Resumen de inversiones y adiciones**

En el cuadro siguiente se muestra el resumen consolidado de las inversiones y adiciones, del Sistema de Generación conforme a la propuesta de la CNFL:

**Cuadro # 6**  
**Sistema de Generación - Inversiones y Adiciones.**  
**Propuesta CNFL - Período 2015-2017**  
**(Millones de colones)**

Año	2015	2016	2017	Total Período 2015-2017
<b>Actividad</b>				
<b>INVERSIONES</b>	0,00	8 211,09	2 784,49	<b>10 995,58</b>
<b>ADICIONES</b>	0,00	8 211,09	2 784,49	<b>10 995,58</b>

En el cuadro siguiente se muestra el resumen consolidado de las inversiones y adiciones, del Sistema de Generación, conforme los lineamientos y parámetros de la Autoridad Reguladora, el cual representa un reconocimiento del 100% en inversiones y una disminución de 1,5% con respecto a lo solicitado por la CNFL en adiciones.

**Cuadro # 7**  
**Sistema de Generación - Inversiones y Adiciones.**  
**Propuesta ARESEP**  
**Período 2015-2017**  
**(En Millones de colones)**

<b>Sistema de Generación. Propuesta ARESEP</b>				
<b>Inversiones y Adiciones. Período 2015-2017</b>				
<b>Millones de colones</b>				
<b>Año</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>Total Período</b>
<b>Actividad</b>				
<b>INVERSIONES</b>	0,00	8 211,09	2 784,49	<b>10 995,58</b>
<b>ADICIONES</b>	0,00	8 045,46	2 784,42	<b>10 829,88</b>

**vi. Retiro de activos del sistema**

*En folios 502 y 505 la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A., presenta el retiro de activos al costo, activo revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluada, para el Sistema de Generación (plantas de generación y planta general) para el período 2015-2017, el cual se muestra en el siguiente cuadro resumen elaborado por la Intendencia de Energía.*

*Para el retiro de activos del sistema de generación, la CNFL considera la obsolescencia de los mismos, y para las proyecciones cada encargado de proyectos cuantifica el costos del material a retirar según el valor en libros del bien dividiendo el monto total entre la cantidad de elementos (folio 498).*

**Cuadro # 8**  
**CNFL – Generación**  
**Retiros de activos propuestos por CNFL (Millones de Colones)**

Sistema de Generación Propuesta CNFL - Programa de Retiro de Activos 2015-2017 (millones de colones)				
	AÑO			
	2015			
<b>OBRAS</b>	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Total Planta Generación	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Planta General	0,00	69,00	184,60	66,06
<b>Total Retiro de Activos 2015</b>	<b>0,00</b>	<b>69,00</b>	<b>184,60</b>	<b>66,06</b>
2016				
<b>OBRAS</b>	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Total Planta Generación	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Planta General	19,00	20,00	191,99	68,70
<b>Total Retiro de Activos 2016</b>	<b>19,00</b>	<b>20,00</b>	<b>191,99</b>	<b>68,70</b>
2017				
<b>OBRAS</b>	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Total Planta Generación	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Planta General	15,00	15,00	199,67	71,44
<b>Total Retiro de Activos 2017</b>	<b>15,00</b>	<b>15,00</b>	<b>199,67</b>	<b>71,44</b>

Fuente: Folios 502 y 505

Es importante resaltar que la información presentada por la empresa eléctrica resulta insuficiente para poder determinar la cantidad, la naturaleza y la razón técnica para el retiro de activos, se recomienda determinar algún método contable para la determinación del retiro de activos que es más trazable, lo cual se analizará en secciones siguientes.

**d. Retribución al capital**

Según la metodología tarifaria vigente publicada en el diario oficial La Gaceta del lunes 10 de agosto del 2015, resolución RJD-141-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa. Sobre la base tarifaria se reconoce el rédito al desarrollo, con el objetivo de incentivar la reinversión de recursos y garantizar el suministro futuro del servicio eléctrico en calidad y cantidad óptima mediante la inversión en el servicio regulado.

El rédito para el desarrollo se obtiene mediante la aplicación de dos modelos, el Costo Promedio Ponderado de Capital y el Modelo de Valoración de Activos de Capital; más adelante se detalla el cálculo del rédito para el desarrollo para CNFL, así como las circunstancias presentadas que influyeron en cierta medida para el desarrollo de los cálculos.

CNFL, obtuvo en primera instancia para el sistema de generación, un costo de capital propio 2015 del 7,74% y un 7,95% del costo promedio ponderado de capital, según se muestra en el folio 15. Sin embargo, es importante señalar que estos cálculos muestra la siguiente discrepancia respecto a lo establecido en la metodología vigente

*para el cálculo de la tasa libre de riesgo y la prima de riesgo, los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América (USA) la frecuencia de observaciones lo están realizando de manera mensual, siendo lo establecido una observación por año*

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

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

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

*Para el cálculo de la beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,45 para el periodo en estudio.*

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

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

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

*En el análisis de la información suministrada, CNFL en el estado auditado poseía obligaciones financieras en un segmento de negocio clasificado como no asignable, ante consultas realizadas este segmento corresponde al área administrativa, dentro del estado auditado presentaron el estado de posición financiera – pasivo – patrimonio por segmentos de negocios sin no asignables, en el cual distribuyeron esta sección del balance entre los distintos sistemas; en las cuentas efectos por pagar a largo plazo, obligaciones por pagar, general y cuentas por pagar la asignación se realizó por peso porcentual entre el total de la deuda entre generación y distribución, cada cuenta de manera individual. A la empresa se le consultó el detalle de lo correspondiente a la partida no asignable el cual la remitieron en el archivo electrónico "Consulta ARESEP Segmentos de Negocios - Auditados Año 2014", en el cual se pudo visualizar que el préstamo con el Banco Nacional para el proyecto Ventanas estaba dentro de la parte no asignable y se estaba distribuyendo por peso, entre generación y distribución, el cual para efectos del cálculo de rédito se consideró el 100% al sistema de generación. Se recomienda que la empresa analice la metodología que utiliza para asignar la deuda, ya que en el análisis se identifican préstamos de sistemas en particular que están asignando por peso cuando pudieron ser imputados directamente a algún servicio.*

*Dentro de la deuda a corto y largo plazo poseían un convenio de financiamiento del saldo de facturación con el ICE, por compra de energía eléctrica, el cual no se incluyó en el valor de la deuda del sistema de generación, considerando que la misma no es para el desarrollo de la actividad, fin último del rédito contemplado en el principio de servicio al costo, que establece "Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el*

servicio, que **permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad**, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.” (el resaltado no es del original) y además ya la metodología contempla otra forma de reconocer el capital de trabajo en esta misma fórmula, rubro al cual se le imputaría este tipo de créditos.

Además de lo anterior, la compañía presenta dos obligaciones financieras con BICSA, el préstamo de \$ 3 millones tenía como propósito proporcionar recursos para cubrir necesidades en adquisición de activos, inventarios de materiales y equipos diversos para todas las áreas de la CNFL y el de \$12 millones que un 25% del mismo se destinara para inventario de materiales y equipo diverso, en el análisis se determina que estas obligaciones son para necesidades de capital de trabajo de la CNFL, en la practica la Intendencia de Energía ha venido aplicando el criterio de no reconocer deudas por este concepto por lo ya indicado de que la base tarifaria se reconoce el capital de trabajo por lo que ya está implícito en rédito para el desarrollo.

CNFL, poseía un préstamo Sindicado BNCR-BCR por la compra del Parque Eólico Valle Central, por un monto de ¢23 762, 89 millones a una tasa de interés de 6,40% sin embargo por las inconsistencias encontradas y que se detallan en el apartado 2.e.vi no se reconoce dentro del valor de la deuda del sistema de generación.

Igual con las obligaciones financieras del Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior que sumaban ¢127 863,99 millones, las cuales no se reconocen en el rédito otorgado a la CNFL debido a distintas discrepancias identificadas, las que se detallan en el apartado 2.e.vi en este informe.

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

Como resultado de lo anterior y con la información de estados financieros auditados disponibles a diciembre del 2014 en conjunto con los datos de deuda enviados con el estudio tarifario y los parámetros utilizados, se determinó que el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta CNFL es el siguiente:

**Cuadro # 9**  
**CNFL-Generación**  
**Rédito de Desarrollo**

Sistemas de la empresa CNFL	Estimación CNFL		Estimación ARESEP	
	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Generación	7,74%	7,95%	5,03%	4,95%
<b>Nota:</b> * Se espera que las tarifas empiecen a regir en enero 2016, obteniendo un redito de 4,95%				

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital de CNFL para el sistema de generación (modelo WACC) es de 4,95%; mientras que el costo del capital propio es de 5,03% y el costo de endeudamiento de un 3,80%.

Las diferencias entre el cálculo de CNFL y el de ARESEP se deben básicamente a lo siguiente: (1) la tasa libre de riesgo tal como se explicó anteriormente la frecuencia de observaciones CNFL lo está realizando de manera mensual, y no con observaciones anuales. (2) Con la prima de riesgo CNFL determinó el promedio de los últimos

12 meses, en la metodología se indica que es la serie histórica de 5 años, una observación por año. (3) Al considerar un monto menor de deuda que lo calculado por la empresa en el caso con los dos préstamos BICSA que se detalló anteriormente el peso relativo de las deudas es mayor y a la vez la tasa ponderada es más alta. (4) Al ser menor la deuda reconocida varió la relación de deuda y capital propio. (5) Exclusión de lo correspondiente a los proyectos Eólico Valle Central y Balsa Inferior que afecta tanto el costo de endeudamiento como el valor de la deuda.

**e. Base tarifaria**

Según la metodología tarifaria vigente publicada en el diario oficial La Gaceta del lunes 10 de agosto del 2015, resolución RJD-141-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa.

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

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

Las tasas de depreciación fueron tomadas del oficio N° 1161-DEEF-93 del SNE, aquellos casos que no venía información en dicho oficio se tomaron los valores de la empresa.

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

Los porcentajes de los componentes interno y externo para cada activo corresponden a los datos suministrados por la empresa para el presente estudio tarifario.

Dentro de los estados financieros contenían valores categorizados como no asignables, ante consultas realizadas se determinó que corresponde a la parte administrativa, por lo que se procedió a distribuirlo según los criterios dados por la CNFL. Según consta en el folio 745 y 746.

	<b>MILES COLONES</b>			
	<b>Generación</b>	<b>Distribución</b>	<b>Alumbrado Público</b>	<b>Total</b>
Activos en Operación Costo Original	¢ 241.008.996,00	174.387.287,00	15.322.621,00	430.718.904,00
<b>Peso porcentual</b>	<b>55,96%</b>	<b>40,49%</b>	<b>3,56%</b>	<b>100%</b>

Sin embargo como se detalla más adelante y en el apartado 2.e.vi se excluyeron proyectos de generación como lo fue el Parque Eólico Valle Central, y el Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior, por lo que se variaron estos porcentajes siguiendo la misma metodología utilizada por la CNFL, disminuyendo el monto de activos en

operación al costo por el monto correspondiente a estos proyectos. Siendo entonces los porcentajes utilizados los siguientes:

**MILES COLONES**

		<b>Generación</b>	<b>Distribución</b>	<b>Alumbrado Público</b>	<b>Total</b>
Activos en Operación Costo Original	¢	72.204.017,15	174.387.287,00	15.322.621,00	261.913.925,15
<b>Peso porcentual</b>		<b>27,57%</b>	<b>66,58%</b>	<b>5,85%</b>	<b>100%</b>

**i. Saldos iniciales:**

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

**Cuadro # 10**  
**CNFL – Estados Financieros Auditados**  
**Saldos de las Cuentas de Activos al 31/12/2014**

<b>Sistema</b>	<b>Cuenta</b>	<b>Costo Act Fijo</b>	<b>Dep. Acm Costo</b>	<b>Revaluación</b>	<b>Dep Acm Rev</b>	<b>V.L</b>
Generación	Activo en Operación	241.008.996,00	20.424.001,00	105.672.487,00	38.794.630,00	287.462.852,00

**Fuente:** Elaboración propia con datos de Estados Financieros auditados CNFL.

**ii. Adiciones de activos**

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

**iii. Retiros**

CNFL, presenta información de retiros sin embargo la misma contiene discrepancias que fueron detectadas por los técnicos de inversiones de la Intendencia de Energía, y a nivel contable, por ejemplo incluían valores al costo y revaluados en cero pero en las depreciaciones montos de retiros, debido a ello, se aplicó un criterio ya utilizado el cual consiste en asignar los retiros anuales equivalentes a las tasas netas de depreciación de acuerdo a los tipos de activos, partiendo de los saldos auditados al 31 de diciembre del 2014.

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

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

- Se partió de los saldos a diciembre del 2014, según Estados Financieros Auditados. Estos saldos coinciden con lo reportado en el auxiliar de activos a diciembre 2014, del cual se tomaron las respectivas cuentas, dado que el estado financiero se encontraba de manera resumida.
- Los parámetros económicos utilizados son los indicados en la sección de parámetros de este informe, y se encuentran actualizados con respecto a los utilizados por CNFL en sus proyecciones.
- Se utilizaron las tasas de depreciación del SNE, y en los casos que no se contaba información se tomaron las de la empresa, según se detalló anteriormente.
- Se excluyeron los activos totalmente depreciados de la base tarifaria, al igual que los donados y activos con valores negativos.
- Los porcentajes de componentes interno y externo se tomaron del estudio tarifario de CNFL.
- Para los activos comunes se utilizó el porcentaje de distribución según parámetros dados por la empresa. Y ajustados según variaciones en saldos iniciales de activos en operación al costo, correspondiente a la exclusión de proyectos de generación.
- Se excluyó de la base tarifaria el Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior, y el Parque Eólico Valle Central, según análisis técnico y financiero el cual se detalla en el apartado 2.e.vi de este informe.

Debido a todos los factores citados anteriormente, los saldos del total del activo neto en operación mostraron cambios con respecto a lo calculado por CNFL, ya que según la información suministrada en el archivo electrónico "ACTIVO FIJO NETO PROYECTADO Y POR SISTEMA" la empresa calculaba para el periodo 2014 ¢296 383 millones, para el 2015 ¢294 176 millones y el 2016 ¢305 166 millones y para el 2017 ¢302 329 millones.

Con base a todo lo indicado y una vez aplicados las distribuciones de las cuentas de servicios corporativos se obtienen los siguientes saldos finales:

**Cuadro # 11**  
**CNFL**  
**Detalle del activo fijo neto en operación revaluado por sistema - Cálculo IE**  
**2014-2017**  
**(Millones de colones)**

Sistema	CNFL				ARESEP			
	AFNOR* 2014	AFNOR* 2015	AFNOR* 2016	AFNOR* 2017	AFNOR* 2014	AFNOR* 2015	AFNOR* 2016	AFNOR* 2017
Generación	296 383,00	294 176,00	305 166,00	302 329,00	127.535,41	119.989,30	124.331,80	119.191,21

**Fuente:** Elaboración propia con datos de CNFL.

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

**Cuadro # 12**  
**CNFL**  
**Detalle del activo neto en operación revaluado promedio por sistema - Cálculo IE**  
**2014-2017**  
**(Millones de colones)**

Sistema	CNFL			ARESEP		
	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2014/2015	2015/2016	2016/2017
Generación	295 279,50	299 671,00	303 747,50	123.762,35	122.160,55	121.761,50

**Fuente:** Elaboración propia con datos de CNFL.

**v. Depreciación:**

En cuanto a la depreciación, se presenta un comparativo entre lo calculado por CNFL y ARESEP, del cual se comentan las causas de las variaciones presentadas:

1. Los saldos que está utilizando CNFL, como saldos iniciales son diferentes a lo reportado en el estado auditado.
2. Las adiciones contempladas para determinar el cálculo de la depreciación por CNFL en el 2015, son distintas a lo asignado por la IE.
3. El monto de los retiros es distinto a lo reportado por CNFL y los cálculos de ARESEP, según criterios utilizados en el estudio tarifario.
4. CNFL determina un promedio cta. capital entre el saldo al 31-12-2014 y el proyectado al 31-12-2015, y sobre este se calcula la depreciación, el cual es distinto a los estados auditados.
5. Compañía no aplica valor de rescate, por lo que el factor de depreciación es diferente al utilizado por ARESEP, ya que para el cálculo se utilizaron las tablas de depreciación del SNE.  
 Todo lo anterior se puede corroborar en el archivo "Archivo de Proyección Generación Definitivo (29-08)"
6. Para los cálculos de ARESEP se está agregando la porción de la parte administrativa, según los criterios de asignación dados por CNFL y actualizados posterior a la exclusión de proyectos de generación.
7. No se consideraron los proyectos Planta Hidroeléctrica Balsa Inferior y Parque Eólico Valle Central por todas las inconsistencias presentadas y detalladas en el apartado 2.e.vi.

**Cuadro # 13**  
**Comparativo Depreciación**  
**CNFL vs. ARESEP 2014-2017**  
**(Millones de colones)**

Sistema	CNFL	ARESEP	CNFL	ARESEP	CNFL	ARESEP
	2015		2016		2017	
Generación	9 523	4 757	9 983	4 691	13 827	4 898
Variación Absoluta	4 766		5 292		8 929	
Variación Relativa	50,05%		53,01%		64,58%	

**Fuente:** Elaboración propia con datos de CNFL.

f. Análisis de los proyectos PH Balsa Inferior y PE Valle Central:

**i. Sobre la factibilidad del proyecto Balsa Inferior**

El petente presentó diversas cifras para relacionadas con el costo del proyecto en su etapa de factibilidad, a saber:

- Factibilidad para el proyecto, cuya versión data de 8 de marzo de 2009 y refiere a los precios de junio 2007, libre de impuestos (no contempló los costos de adquisición de terrenos, intereses o gastos financieros atribuibles al proyecto), éste asciende a la suma de \$75,39 millones (incorporando las obras electromecánicas del embalse).
- En el archivo “Anexo 3-estudio financiero”, el cual data de diciembre 2008, la empresa presentó un nuevo presupuesto para la factibilidad del proyecto (sin considerar los terrenos) por el monto de \$93,90 millones; este monto es ratificado por CNFL mediante oficio 2001-0803-2015 del 20 de octubre 2015.
- Sin embargo en el mismo oficio citado en el punto anterior, la empresa indica que el monto se actualizó al incorporar los costos del plan de gestión ambiental, supervisión y financiamiento, para un total de \$126,78 millones (folio 735).

**ii. De las variaciones del proyecto Balsa Inferior**

Al analizar el monto ejecutado con corte al 16 de octubre del 2015 (según el archivo electrónico “estado de la inversión.pdf”) se observa que el costo total del proyecto, reportado por CNFL, asciende a ¢186 051,59 millones, comparado con el monto planificado en la etapa de factibilidad, se desprende una variación de ¢117 898,20 millones (utilizando el tipo de cambio propuesto por CNFL de ¢537,5 por US\$), esto representa un incremento del 173% de los costos del proyecto respecto a lo estimado en la factibilidad de ¢68 153,39 millones o su equivalente \$126,80 millones (archivo electrónico “Comparación Balsa Inferior.xls”).

Del expediente ET-084-2015 se extrae que la CNFL capitalizó en la base tarifaria la suma de ¢142 455,83 millones, calculado al obtener el saldo del proyecto a Diciembre 2014 y restar el deterioro del activo (resultado del Valor Actual Neto sobre los flujos del proyecto, el cual fue negativo). Al respecto se indica que el cálculo del deterioro debe cumplir con lo que estipula la NIC 36 “Deterioro de activos”, para lo cual el petente debió demostrar: i) el importe recuperable que se deriva del dato mayor entre el valor razonable del activo y el valor en uso (éste último debe contener los elementos que señala la Norma) y ii) que el importe recuperable es inferior al importe en libros.

La auditoría externa muestra como parte de los activos de CNFL la capitalización del proyecto (con los saldos a Diciembre 2014), sin embargo en el auxiliar y registros de la empresa el proyecto se encuentra en “obras en proceso”, según refirió el petente el proyecto se capitalizará junto con los costos que se originen en el periodo 2015.

*La empresa indicó que el proyecto hidroeléctrico Balsa Inferior (PHBI) tuvo variaciones significativas respecto a lo planteado originalmente en el estudio de factibilidad, por lo que “cualquier comparación que se pretenda establecer debe ser sobre condiciones similares”, entre estos cambios se citan: la estructura de la presa, el túnel de desvío, los desarenadores, el portal de entrada al túnel de conducción, el túnel principal de conducción, el embalse de regulación, la tubería de presión, las propiedades y caminos de acceso, los sitios de escombrera y las condiciones pactadas por la administración con el ICE y el contrato llave en mano con consorcio OAS-Engevix.*

*Las obras que tuvieron mayor impacto y representan el 77% de la desviación en los costos son: el túnel, el equipamiento electromecánico, la casa de máquinas, la presa y el embalse.*

*Mediante oficio N° 1777-IE-2015, del día 13 de octubre del 2015, en el punto 5. f y g la IE requirió: “Los informes relativos a variaciones de plazo, alcance y costo: En caso de ampliaciones de plazo, o modificaciones de la contratación en alcance o costo, se deberá hacer entrega de las justificaciones o adendas al Contrato o Contratos correspondientes e informes relativos a los ajustes de precios” (folios 712 al 719), pese a solicitud la empresa remitió una descripción breve de los cambios ejecutados en las obras, sin referir al sustento técnico, la causa, el efecto y las implicaciones de cada cambio en el proyecto, con su respectivo análisis.*

*Por ejemplo, para justificar la variación del túnel de presión el petente señaló “la solución a nivel de factibilidad definió una tubería de presión con una longitud total de 1718 m, la cual incluía una galería intermedia (túnel) de 525m de longitud, un tanque de oscilación expuesto de 34m de altura y una tubería forzada metálica (diámetro interior de 2,9m) colocada sobre silletas y bloques de anclaje. Durante la etapa de diseño el ICE aumentó la longitud de excavación del túnel a 654 m y su diámetro a 4.8 m. La altura del Tanque de Oscilación también se incrementó en 8 m. El diseño final permitió una reducción en la estimación de las pérdidas hidráulicas del proyecto y por lo tanto una optimización de la capacidad de generación.” (Fuente: archivo electrónico “punto F ARESEP 19-10-15.doc”).*

*En este ejemplo se observa que el petente no refirió a las limitaciones de incluir el túnel con las dimensiones planteadas en la etapa de factibilidad, además no cuantificó los beneficios o consecuencias para el proyecto con los cambios propuestos, ni la desviación en costo, tiempo y alcance del mismo.*

*En el contrato original con el ICE, se incorporó la cláusula 15.2 que indica “La parte que propone la modificación deberá notificar a la otra parte, (...) después de determinada la causa que originó el cambio, con la correspondiente justificación e implicación de la modificación planteada en tiempo, costo y alcance del servicio.”*

*Respecto al alcance del proyecto se modificó la contratación original con el ICE en diversas oportunidades, a través de las adendas, principalmente en los aspectos que se citan seguidamente: i) el diseño y construcción de las obras de transmisión (se excluyó lo que compete a la subestación del P.H. Balsa inferior), ii) el diseño y construcción de obras subterráneas y conexas, iii) el diseño y construcción del embalse de regulación, tubería de presión y tanque de oscilación del proyecto, iv) la responsabilidad de CNFL, v) el suministro de recursos, vi) el plan de obra, vii) coordinación entre contratistas, viii) la facturación de los servicios (donde pasa de facturar un 18% por concepto de utilidad a un 4%), ix) la presentación de informes, x) el acta de aceptación final del servicio y finiquito del contrato, xi) la seguridad ocupacional (la adquisición de la póliza todo riesgo de construcción) y xii) los cambios en los anexos N° 1, 2, 3, 5, 12 y 13.*

*Al respecto de la relación contractual con el ICE, el petente indicó:*

*“En Junio de 2009, cuando se suscribe la contratación, el ICE realizó basado en los planos a nivel de factibilidad y con datos de costos promedio que manejan para proyectos de este tipo, una estimación inicial (presupuesto preliminar) de US\$ 104,2 millones de dólares, que incluía la subestación. En mayo del 2012, cuando se contaba con toda la información de diseño de detalle y alcance del proyecto, el ICE realizó y comunicó un presupuesto que establecía el costo de las obras en un monto de US\$ 149 millones, sin considerar ya en ese momento, la subestación que le fue contratada originalmente. (...)”*

*Respecto a la contratación de casa de máquinas y presa-toma con el consorcio OAS-Engevix, CNFL indicó que no generó mayor variación; sin embargo al evaluar las variaciones de las obras cíviles (según el archivo electrónico “Comparación Balsa Inferior.xls” remitido mediante correo electrónico el 10 de noviembre de 2015), el monto correspondiente a casa de máquinas representó una de las mayores variaciones de todo el proyecto, pasando de ¢1 007,18 a ¢21 708,16 millones (utilizando el tipo de cambio que refiere el petente ¢537,5), por lo tanto se evidencia una inconsistencia significativa.*

**iii. Del costo-beneficio del proyecto Balsa Inferior:**

*Al considerar el flujo de costos del proyecto suministrados por el petente, se visualiza el costo del kWh en \$0,2256 y \$0,2298 para los años 2015 y 2016, respectivamente, esto equivale a ¢132,68 y ¢127,56 (utilizando el tipo de cambio de ¢540,76 y ¢540,52), en el mismo orden citado.*

*Aunque se considere el costo del proyecto estimado en la etapa de factibilidad, aunado a los costos del proyecto, el monto del kWh sería de \$0,2126 y \$0,2051 para los años 2015 y 2016, respectivamente, esto equivale a ¢114,98 y ¢110,86 (utilizando el tipo de cambio de ¢540,76 y ¢540,52), en el mismo orden citado.*

*Mientras que si la generación del proyecto se sustituye por las compras al ICE el costo del kWh sería de ¢51 (sin el efecto de transmisión), este dato es mucho menor a los expuestos en los párrafos anteriores. En conclusión, si se toma en consideración la información aportada por la CNFL la generación del proyecto es mucho más costosa que comprarle al ICE.*

**iv. Sobre la factibilidad del proyecto eólico Valle Central**

*El petente presentó diversas cifras para determinar los costos del proyecto en su etapa de factibilidad, a saber:*

- i. Factibilidad para el proyecto, cuya versión data del año 2004 y refiere al costo del proyecto por la suma de \$15,75 millones, al calcular el valor del proyecto al cierre del año 2012, éste monto asciende a \$19,14 millones.*
- ii. En el archivo “Eólico Valle central plan global de inversiones.xls” recibido mediante correo electrónico del 11 de noviembre del 2015, la empresa presentó un nuevo presupuesto para la factibilidad del proyecto por el monto de \$21,12 millones.*

**v. De las variaciones del proyecto eólico Valle Central**

*Al analizar el costo del proyecto con corte a diciembre del año 2012, se observa que éste asciende a \$53,33 millones, comparado con el monto planificado en la etapa de factibilidad se desprende una variación de \$32,21 millones, esto representa un incremento del 153% de los costos del proyecto respecto a lo último estimado en la factibilidad \$21,12 millones (según el Anexo 5.c, archivo electrónico “Detalle del costo de la inversión.pdf”).*

*Del expediente ET-084-2015, se desprende que la CNFL capitalizó en la base tarifaria la suma de \$44,40 millones.*

*Esta obra con contrato llave en mano (folio 730), tuvo variaciones significativas respecto a lo planteado originalmente en el estudio de factibilidad, entre estos cambios se citan las reclamaciones con el contratista en lo que respecta a plazo y costo de la obra, esto originó la adenda al contrato para cubrir los sobrecostos por el monto de \$1,97 millones.*

*Las obras que tuvieron mayor impacto y representan el 71% de la desviación en los costos son: los aerogeneradores (incluye los trafos), los cimientos, las calles de acceso, los costos financieros de construcción, el sistema de control y los imprevistos.*

*Mediante oficio N° 1777-IE-2015, del día 13 de octubre del 2015, en el punto 5. f y g la IE requirió: “Los informes relativos a variaciones de plazo, alcance y costo: En caso de ampliaciones de plazo, o modificaciones de la contratación en alcance o costo, se deberá hacer entrega de las justificaciones o adendas al Contrato o Contratos correspondientes e informes relativos a los ajustes de precios” (folios 712 al 719), pese a solicitud la empresa no refirió al sustento técnico, la causa, el efecto y las implicaciones de cada cambio en el proyecto, con su respectivo análisis.*

**vi. Del costo-beneficio del proyecto eólico Valle Central**

*Al considerar el flujo de costos del proyecto suministrados por el petente, se visualiza el costo del kWh en \$0,15 y \$0,17 para los años 2015 y 2016, respectivamente, esto equivale a ¢82,18 y ¢91,05 (utilizando el tipo de cambio de ¢540,76 y ¢540,52), en el mismo orden citado.*

*Aunque se considere el costo del proyecto estimado en la etapa de factibilidad, aunado a los costos del proyecto, el monto del kWh sería de \$0,13 y \$0,14 para los años 2015 y 2016, respectivamente, esto equivale a ¢69,10 y ¢76,36 (utilizando el tipo de cambio de ¢540,76 y ¢540,52), en el mismo orden citado.*

*Mientras que si la generación del proyecto se sustituye por las compras al ICE el costo del kWh sería de ¢51 (sin el efecto de transmisión), este dato es mucho menor a lo expuesto en los párrafos anteriores. En conclusión, si se toma en consideración la información aportada por la CNFL la generación del proyecto es más costosa que su compra al ICE.*

**i. Conclusión proyectos PH Balsa Inferior y PE Valle Central**

*De lo anterior se desprende que de toda la información presentada por la CNFL no hay un valor certero del valor de los proyectos que pueda ser incluido a nivel tarifario, además la empresa no justificó las diferencias significativas identificadas entre cada una de las etapas de desarrollo de los proyectos y los montos que indicó capitalizó para cada uno. Por otra parte también se encontraron otra serie de inconsistencias contables como el valor del “Deterioro de activos” para lo cual debe cumplir con lo que establece la Norma Internacional de Contabilidad (NIC 36).*

g. *Análisis financiero*

**i. Criterios de proyección aplicados**

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

- Para la proyección de gastos de los sistemas (generación, distribución, comercialización, administración y Alumbrado público) correspondiente al año 2016, se tomó como año base el 2014 (con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo) y la ejecución de costos del año 2015. Esto considerando que para el año 2015 CNFL indicó lo siguiente:

*“Se eliminaron una gran cantidad de Centros de Servicios para el año 2015, lo cual hace que estas dependencias ahora mantengan sus costos, y ya no se distribuyan entre todas las áreas tal como se hacía en el año 2014, para poder homologar esos saldos sería necesario distribuir nuevamente todas los centros, además los Centros de Servicios también recibían cargos de otros Centros lo cual hace aún más compleja dicha estimación.” (Fuente: archivo electrónico “Respuesta oficio 1777.doc”, punto N° 7).*

Ante esta modificación la IE analizó la justificación de las partidas relevantes en el periodo 2015 con la finalidad de asegurar que ésta corresponde a la eliminación y/o reclasificación de los diferentes centros de servicio. En el caso de omitir la justificación se analizó y depuró el gasto, tomando como referencia el comportamiento histórico.

Cabe mencionar, que la empresa realizó las proyecciones del año 2015, basados en la proporción de los costos ejecutados en los meses de enero a mayo de ese periodo (exceptuando los comprobantes de diario de planilla y con saldos negativos), aplicados a su meta financiera para ese periodo. No obstante, al no tener el fundamento para obtener la meta señalada en las proyecciones se consideró lo descrito en el párrafo anterior.

- Se realizó un análisis histórico de las partidas para cada uno de los periodos 2013 - 2014 y se observó su variación respecto al indicador económico correspondiente (inflación, decretos salariales, etc.) de los periodos indicados. Para aquellas cuentas cuya justificación de crecimiento de ese año tiene argumento débil o nulo se consideró un crecimiento igual a la inflación con el fin de depurar el año base.
- Para la proyección de los gastos generales se utilizaron los porcentajes de inflación promedio de 1,02% y 2,61% para los periodos 2015 y 2016, respectivamente.
- Los tipos de cambio utilizados son de ¢540,76 y ¢540,52 por US\$ para los periodos 2015 y 2016, respectivamente.
- Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:
  - ✓ El análisis horizontal sobre las partidas objeto de gasto y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).
  - ✓ El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.
- Para el análisis de las partidas objeto de gasto (ejemplo el CD-13 y CD-09), se analizó las justificaciones que presentó CNFL, 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.

- Se excluyó de la proyección, las erogaciones que no se justificaron como recurrentes o que la empresa indicó que eran no recurrentes.
- Se analizaron las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:
  - ✓ Se cotejó las erogaciones de los periodos 2015 y 2016 con los datos reportados a la Caja Costarricense del Seguro Social (C.C.S.S.). Posteriormente se analizó el efecto de la distribución de los centros de servicio de la planilla asignados a cada una de las actividades, esto incidió en el crecimiento del gasto registrado en el CD-09, CD-0903 y CD-0904, y una disminución de los centros de servicio que se cargan a planilla incluidos en los comprobantes de diario CD-1001 “Distribución de costos de la sección transporte y taller”, CD-11 “Distribución de costos del taller mecánico Anonos (Sección mantenimiento mecánico)”, CD-1511 “Distribución de centros de servicios del departamento de sistemas de potencia” y CD-17 “Distribución de costos sección de publicaciones”.
  - ✓ El comprobante de diario CD-09 contiene la planilla del presupuesto “operación”, al respecto el petente señaló:

“(…) se aclara que en la columna de operación incluye una proporción de centros de servicio, éstos por desglosarse por empleado y por las actividades que se registran en cada centro, con respecto a las proyecciones se utilizó el dato operativo (cuentas “52”), el incremento se debe a que al eliminarse varios centros de servicio, provoca que este gasto incremente la parte operativa de la planilla relacionado a las proyecciones, de ahí el incremento para el período 2015 y demás años.” Fuente: archivo “respuesta ARESEP.doc” enviado mediante correo electrónico del día 21 de octubre del 2015.
  - ✓ Conforme al análisis realizado se observa una disminución en la cantidad de funcionarios que laboran para la empresa, así por ejemplo en diciembre del 2014 los empleados ascienden a un total de 2 320, en tanto a junio de 2015 estos totalizan 2 172.
  - ✓ Esta Intendencia proyectó las cifras de salarios de los ejercicios 2015 y 2016, a partir de las erogaciones incurridas por ese concepto para el periodo 2014 y el primer semestre del 2015, considerando como aumento los decretos del poder ejecutivo que corresponden a un 0,08% para el segundo semestre del 2015, y la inflación para el año 2016, correspondiente a un 4,00%.
  - ✓ Se contemplaron los siguientes porcentajes 21,8%, por los conceptos de “Contribuciones patronales.”, “B.P.D.C.”, “I.N.A.”, “I.M.A.S.” y “asignaciones familiares”, en el comprobante de diario CD-0903 “Registro de cargas sociales patronales (...)”, además se consideró los porcentajes de 3% y 1,5% por concepto de “fondo de capitalización laboral” y “régimen obligatorio de pensiones complementarias”, registrados en el comprobante de diario CD-0904 “Registro de provisiones legales por concepto de prestaciones, fondos de capitalización laboral (...)”, en el mismo orden citado.
  - ✓ Los gastos relacionados con la convención colectiva estaban registrados en los comprobantes de diario CD-05 “Registro de cuentas por cobrar, recibos depósitos de garantía, liquidaciones de estudio, gastos de V”, CD-1515 “Distribución de costos de centros de servicio del fondo de ahorro y préstamo”, CD-13 “Pago a proveedores”, CD-0901 “Registro de viáticos y alquiler motocicletas”, entre otros (ver detalle en el apartado 2.g.ii de “Sobre los

componentes y beneficios de la Convención Colectiva de Trabajadores de la CNFL”). Más adelante se detalla el análisis efectuado a estos gastos.

- ✓ A partir del segundo semestre del año 2015 no se incorporan plazas nuevas.
- Para la asignación de los gastos administrativos y generales entre los servicios (distribución, generación y alumbrado público) se tomaron los datos del presente estudio, con base en la proporción de los costos asociados a cada una de las unidades estratégicas de negocio, siendo los porcentajes para aplicación los siguientes: 28%, 69%, y 3% para las actividades de generación, distribución y alumbrado público, respectivamente.
- El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de energía eléctrica y alumbrado público, con base en los siguientes porcentajes 97,35% y 2,65%, respectivamente. Asimismo el canon del sector energía se distribuyó entre los sistemas de generación y distribución aplicando los porcentajes de 4,53% y 92,83% respectivamente, esto conforme la relación de los ingresos del sistema de generación respecto al total de ingresos del sistema de distribución.
- Para todos los grupos de gastos (generación, comercialización, administración, distribución y alumbrado público) se excluyó de la proyección los comprobantes de diario CD-01 “Registro de absorción de costos de licencias y software”, CD-102 “Registro de absorción de pólizas y derechos de circulación” y CD-19 “Retiro de inmueble, maquinaria y equipo hecho en el mes”, debido a que éstos se proyectan por separado en el estado de resultados tarifario.

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

### ➤ **Ingresos por venta de energía**

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

### ➤ **Gastos de Administración:**

- ✓ Se excluyó los costos de los comprobantes de diario que se citan a continuación:
  - a. CD-103 “REGISTRO DE ESTIMACIONES, PROVISIONES Y ACUMULACIONES PARA FALTANTES DE CAJEROS”, debido a que no demostró el gasto real efectuado se excluyó de la proyección.
  - b. CD-26 “Registro De Transacc. Hechas Por T.E.F., Notas Débito y Crédito Por Conceptos Varios” pese a que el sistema administrativo no refiere a éste comprobante de diario, en el sistema de generación se indicó que éste refiere a trámites bancarios y la transferencia de algunos repuestos, sin especificar si corresponde a diferencial cambiario o intereses financieros, en cuyo caso no se incorporan en la estructura de costos tarifaria de ningún sistema, conforme a la metodología vigente.
- ✓ Para los comprobantes de diario que se citan seguidamente, el petente no justificó el crecimiento del año 2015, por lo tanto se consideró el dato del periodo 2014 más la inflación del periodo:
  - a. CD-101 “Registro de consumo telefónico mensual de acuerdo con la factura del ICE”,
  - b. CD-1211 “Registro de entradas y salidas bodega papelería”,
  - c. CD-1213 “Registro de entradas y salidas bodega misceláneos”, y
  - d. CD-13 “Registro de pago a proveedores”.

- ✓ *El total de gastos administrativos incluidos en los periodos 2015 y 2016 corresponde a las sumas de ¢ 17 234,13 y ¢ 17 808,26 millones, respectivamente y los montos asignados al sistema de generación ascienden a ¢4 879,53 y ¢5 008,32 millones, en el mismo orden citado.*

- **Gastos del sistema de generación:**

*Se excluyó los costos de operar y mantener el Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior (por las sumas de ¢1 280,18 y ¢1 331,39 millones para los años 2015 y 2016 respectivamente) y el Proyecto Eólico Valle Central (por los montos de ¢1 037,55 y ¢1 079,05 millones, para los periodos 2015 y 2016, en el mismo orden citado), conforme a los datos que remite el petente mediante correo electrónico del día 10 de noviembre de 2015, para ser consistentes con lo indicado en el apartado f, ya que al no poder considerar una parte de la información se debe excluir del cálculo la totalidad de la misma relacionada con ambos proyectos*

*De acuerdo con los resultados anteriores, los gastos de generación ascienden a las sumas de ¢7 064,40 y ¢7 276,06 millones para los años 2015 y 2016, respectivamente.*

- **Servicio de regulación:**

*El canon asignado al sistema de generación corresponde a las sumas de ¢22,42 y ¢24,74 millones, para los años 2015 y 2016, respectivamente, estimado al aplicar un 4,53%, sobre el canon del sector energía para los periodos 2015 y 2016, publicados en La Gaceta del 20 de octubre del 2014 (Alcance 57) y La Gaceta del 23 de octubre del 2015, respectivamente. El porcentaje fue fijado según la relación de los ingresos del sistema de generación respecto al sistema de distribución.*

- **Canon MINAE:**

*Se incorporó en la tarifa del sistema de generación el canon de aprovechamiento de aguas, según decreto N°32868-MINAE por los montos de ¢242,56 y ¢252,72 millones, para los años 2015 y 2016 respectivamente, de conformidad con los datos citados en los oficios N° DA-1582-2014 del 24 de setiembre del 2014 y DA-1662-2015 del 05 de octubre del 2016, en el mismo orden citado.*

- **Depreciación de activos:**

*El monto incluido en las tarifas del sistema de generación por concepto de “depreciación de activos” corresponde a ¢4 757,00 y ¢4 690,65 millones, para los años 2015 y 2016, respectivamente, estimado con base en el cálculo de la base tarifaria y la revaluación de activos, según los criterios que se detallan en la sección de base tarifaria.*

- **Absorción de partidas amortizables:**

*En relación a las partidas amortizables, la IE mediante correo electrónico del día 05 de noviembre del 2015 solicitó al petente un detalle de la composición de la cuenta por cada periodo (inclusive 2015 y 2016), conforme al formato presentado en el año 2013 y 2014, ésta información era necesaria para validar los datos a incorporar en las tarifas.*

*Debido a la naturaleza de la partida, no es factible validar los activos intangibles de cada periodo, por ende su amortización, ante la omisión de lo requerido, la IE excluyó la proyección del gasto en todos los sistemas.*

➤ **Absorción de pólizas (seguros):**

*Respecto a las pólizas (seguros), la IE mediante correo electrónico del día 05 de noviembre del 2015 solicitó al petente un detalle de la composición de la cuenta por cada periodo (inclusive 2015 y 2016), conforme al formato presentado en el año 2013 y 2014, ésta información era necesaria para validar los datos a incorporar en las tarifas.*

*El gasto registrado en el sistema de administración se mantiene en el comprobante de diario CD-102 "Registro de absorción de pólizas y derechos de circulación" para su asignación, en tanto el costo incluido en los sistemas de generación y distribución se muestran por separado en el estado financiero tarifario. Ante la omisión de lo requerido se consideró el costo incurrido en el periodo 2014 más la inflación de los periodos 2015 y 2016. El monto a incorporar en el sistema de generación asciende a la suma de ¢394,78 millones para el año 2016.*

➤ **Pérdida por retiro de activos:**

*El petente no suministró información suficiente para estimar el costo originado por la pérdida al retirar un activo de la base tarifaria; no justificó, ni vinculó el gasto por este concepto con los retiros de activos que afectan la base tarifaria de los periodos sujetos a estudio.*

*La IE estimó lo concerniente al retiro de activos (aplicando un porcentaje igual a la depreciación) según la metodología señalada en el apartado de "base tarifaria"; sin embargo, el cálculo atañe a un retiro de activos teórico que no afecta el registro de activos de la empresa, es criterio de esta Intendencia no incorporar el gasto que se deriva de su retiro, hasta que la empresa demuestre que procedió a retirar los activos en el sistema contable – financiero y sus respectivos auxiliares.*

➤ **Sobre los componentes y beneficios de la Convención Colectiva de Trabajadores de la CNFL:**

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

*La Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de los servicios regulados, de conformidad con las metodologías que ella misma determine, asimismo de conformidad con lo establecido en el artículo 4 inciso c) en relación con el artículo 3 inciso b), así como los artículos 6 incisos a) y d), 31 y 32 incisos b) y c), todos pertenecientes a la Ley 7593, facultan a la Aresep a excluir de los estudios tarifarios gastos que sean incompatibles con el principio de servicio al costo, que no se encuentren justificados, que sean excesivos o que no tengan relación directa con la prestación del servicio.*

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

*[...]*

*Luego de analizar los artículos 4, 6, 14, 31 y 32, de la Ley 7593, el juez, llega a las siguientes conclusiones: [...] 1) ARESEP por su Ley 7593, tiene competencias amplias, excluyentes y exclusivas en la regulación, fijación y supervisión de las tarifas o precios de los servicios públicos; 2) La ARESEP tiene discrecionalidad técnica que le permite realizar los análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios de las fijaciones tarifarias, utilizando las metodologías o modelos económicos que mejor se adapten al servicio público que se debe evaluar; 3) La discrecionalidad técnica de la ARESEP debe*

*estar orientada por los principios de equilibrio financiero, servicio al costo, de no coadministrar y de responsabilidad del gestor; 4) La ARESEP está obligada a girar instrucciones técnicas con la finalidad de que los servicios públicos se brinden de la mejor manera posible. Estas recomendaciones técnicas no pueden confundirse con coadministración del prestador ni con la extralimitación de funciones; 5) Los prestadores de servicios públicos están obligados por la Ley 7593, a acatar las instrucciones o recomendaciones técnicas de la ARESEP y tienen la obligación de realizar los ajustes internos que estimen convenientes, sin que esto se confunda con una invasión de las facultades propias del operador del servicio público; 6) En el presente caso, la ARESEP es competente para analizar técnicamente la solicitud de ajuste tarifario [...]*

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

*[...] el artículo 32 reconoce una cierta "discrecionalidad" a la Autoridad Reguladora e incluye conceptos jurídicos indeterminados en su redacción. Lo que da un margen de libertad de apreciación al Ente Regulador a efecto de determinar si una erogación es necesaria para la prestación del servicio, si es proporcional en relación con los "gastos normales de actividades equivalentes" o si es excesiva.*

*Por el contrario, escapa a la discrecionalidad de la Autoridad Reguladora la posibilidad de reconocer como costo: "las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada". De manera que si un gasto o inversión pretende financiar actividades ajenas a esos elementos relacionados con la actividad regulada, tendría que ser rechazado, deber jurídico, por la Autoridad Regulador.*

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

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

*b) Exclusión de gastos derivados de una Convención Colectiva de Trabajo*

*La procedencia de excluir de un ajuste tarifario de servicios públicos regulados, los gastos derivados de una convención colectiva, ha sido ampliamente analizada en las resoluciones No. 2510-2012 del Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda así como la sentencia No.94-2013-I, del Tribunal Contencioso Administrativo. Sección Primera. Anexo A, del II Circuito Judicial, y de las cuales se concluye lo siguiente:*

- i. *La naturaleza jurídica de las convenciones colectivas le otorga fuerza de ley solo entre el patrono o Administración Pública y el sindicato de trabajadores o los trabajadores directamente. i. La naturaleza jurídica de las convenciones colectivas le otorga fuerza de ley solo entre el patrono o Administración Pública y el sindicato de trabajadores o los trabajadores directamente. No tiene aplicación fuera de las partes contratantes. Así reconocido por las sentencias judiciales 2510-2012 y 94-2013-I citadas.*
- ii. *La convención colectiva no es una ley formal, aprobada por la Asamblea Legislativa, por ello no puede prevalecer sobre una Ley formal y de orden público. En ese sentido la Ley 7593 prevalece sobre una convención colectiva, esto significa que Aresep tiene la potestad de no aplicar los gastos derivados de una convención colectiva. Así reconocido por las sentencias judiciales 2510-2012 y 94-2013-I citadas.*
- iii. *La Aresep no es parte de esta convención colectiva y tiene la obligación de aplicar su Ley sobre normas de inferior rango. Una convención colectiva no puede dispensar o excepcionar leyes, reglamentos o directrices gubernamentales vigentes, ni modificar o derogar leyes que otorgan o regulan competencias a los entes públicos. Así reconocido por las sentencias judiciales 2510-2012 y 94-2013-I citadas.*
- iv. *Una convención colectiva no puede contravenir los objetivos institucionales del prestador del servicio público. Así reconocido por las sentencias judiciales 2510-2012 y 94-2013-I citadas.*
- v. *Los intereses públicos prevalecen sobre intereses particulares. En ese sentido, es claro que las convenciones colectivas tienen un origen constitucional en el artículo 62 de nuestra Carta Magna. Sin embargo, las potestades de la Aresep, dadas por su Ley, tienen también origen constitucional en el artículo 46 de la Constitución Política al regular el derecho de los consumidores o usuarios de servicios públicos o privados, a la protección de su salud, ambiente, seguridad e intereses económicos, así como disfrutar de servicios adecuados, equitativos y competitivos. Esto significa que los derechos constitucionales de los usuarios y consumidores prevalecen sobre los derechos de los trabajadores amparados a una convención colectiva. Así reconocido por las sentencias judiciales 2510-2012 y 94-2013-I citadas.*
- vi. *La Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus competencias, en ningún momento deroga las disposiciones contenidas en esta convención colectiva, pues carece de competencia para tales efectos. El análisis de dichos rubros para efectos tarifarios, constituye no solo una obligación de esta institución sino que además forma parte del ejercicio regular otorgado por la Ley.*
- vii. *La exclusión de algunos gastos derivados de la convención colectiva obedece a que se trata de erogaciones ajenas a la prestación del servicio público, al cual debe fijársele la tarifa en concordancia con el principio del servicio al costo, entre otros.*

*En relación a la convención colectiva de los trabajadores de la CNFL, se analizó la información presentada por el petente para el año 2014, recibida mediante correo electrónico del día 03 de noviembre del 2015 y el oficio N°2001-0846-2015 del 09 de noviembre del 2015, (no se consideró los datos a mayo 2015 debido a que no se mostró la erogación de algunos beneficios).*

*A partir del gasto del año 2014, se incorporó un incremento igual a la inflación para los periodos 2015 y 2016, con el fin de determinar el costo de los componentes y beneficios de la convención colectiva que no guardan relación con la prestación del servicio público que brinda la CNFL, según se muestra en el siguiente cuadro:*

**Cuadro N° 14**  
**Beneficios de convenciones colectivas**  
**que se excluyen del cálculo de las tarifas**  
**Periodos 2014-2016**  
**(Datos en millones de colones)**

<b>Registro</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
CD-0901	134,69	136,07	139,62
CD-13	39,59	39,99	41,03
CD-5	3.431,98	3.467,11	3.557,60
CD-1501	85,68	86,55	88,81
CD-3	-	-	-
CD-5 y CD-3	344,23	347,75	356,82
<b>Total</b>	<b>4.036,16</b>	<b>4.077,47</b>	<b>4.183,90</b>

Fuente: Elaboración propia.

Para el año 2014, CNFL indicó que el costo de sus convenciones colectivas asciende a ¢4 260,85 millones, de los cuales ¢4 036,16 millones no se incorporan en la tarifa.

El cuadro 17 muestra el resumen de las convenciones colectivas que se excluyen del cálculo tarifario para cada uno de los periodos, cuyo detalle se presenta seguidamente:

**Cuadro N° 15**  
**Detalle de beneficios de convenciones colectivas**  
**que se excluyen en las tarifas**  
**Periodos 2014-2016**  
**(Datos en millones de colones)**

<b>Norma Convencional (CCT)</b>	<b>Justificación</b>	<b>CD</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Fondo de Ahorro y Préstamo. Artículo 75 y 76 CCT	De acuerdo con el artículo 1 del Reglamento del Fondo de Ahorro y Préstamo de los Trabajadores de la CNFL, aprobado en Sesión 581 y que rige a partir del 1 de junio de 2002, las actividades de dicho Fondo tienen como propósito facilitar la obtención de vivienda digna y mejorar las condiciones económicas de los trabajadores de esa Compañía. Así las cosas, al	CD-5	3.159,32	¢3.191,65	¢3.274,96

	<i>obedecer este fondo a un interés meramente patrimonial, conformado por la colaboración conjunta entre el patrono y el funcionario, se considera que este rubro no guarda relación con la prestación del servicio público.</i>				
<i>Ayuda sepelios en caso de fallecimiento de un trabajador, esposa e hijos y por madre, padre. Artículo 93 CCT</i>	<i>La CNFL en caso de fallecimiento de un trabajador, esposa o compañera e hijos dependientes cubrirá por concepto de sepelio y funerales hasta la suma de ¢ 27 800,00 y hasta ¢22 300,00 por madre o padre, de conformidad con los procedimientos administrativos correspondientes y mediante la presentación de los comprobantes respectivos. Se considera que este gasto responde a una colaboración económica del patrono al trabajador que resulta ajena e innecesaria para la prestación del servicio.</i>	<i>CD-0901</i>	<i>¢2,18</i>	<i>¢2,20</i>	<i>¢2,25</i>
<i>Ayuda en matrimonio. Artículo 94 CCT</i>	<i>En caso de matrimonio del trabajador, la CNFL por concepto de regalo, dará la suma de ¢13 900,00. Para el disfrute del presente artículo, el trabajador hará envío de una nota, indicando la fecha y el lugar de matrimonio, al Departamento de Recursos Humanos. Se considera que este gasto responde a una colaboración económica del patrono hacia el trabajador que resulta ajena e innecesaria para la prestación del servicio.</i>	<i>CD-0901</i>	<i>¢0,75</i>	<i>¢0,76</i>	<i>¢0,78</i>
<i>Centro de recreación Sindical. Artículo 98 CCT</i>	<i>La CNFL, traslada al Sindicato la suma de ¢152 100, 00 mensuales para ser aplicados en el centro de recreación sindical, según lo considera el artículo 98 de la CCT. Se excluye este pago pues son actividades totalmente ajenas e innecesarias a la prestación del servicio público prestado por la CNFL.</i>	<i>CD-13</i>	<i>¢3,50</i>	<i>¢3,53</i>	<i>¢3,62</i>

<p>Nacimiento hijo de trabajador. Artículo 103 CCT</p>	<p>La CNFL girará la suma de ¢5 600,00 por nacimiento de hijo del trabajador, previa presentación del certificado de nacimiento. Se considera que este gasto responde a una colaboración económica del patrono hacia el trabajador que resulta ajena e innecesaria para la prestación del servicio.</p>	<p>CD-0901</p>	<p>¢0,51</p>	<p>¢0,51</p>	<p>¢0,52</p>
<p>Exámenes de vista y lentes, personal de Lectura y Distribución (dependencia le lectura, medidores, torneros y soldadores) Artículo 106 CCT</p>	<p>El pago de exámenes de vista y lentes para el personal de lectura y distribución, según lo establece el artículo 106 de la CCT. Se considera que este costo corresponde a una erogación innecesaria para la prestación del servicio público que brinda la CNFL.</p>	<p>CD-0901</p>	<p>¢0,57</p>	<p>¢0,58</p>	<p>¢0,59</p>
<p>Día del empleado CNFL. Artículo 109 CCT</p>	<p>Cada año en el mes de agosto, la Compañía celebrará la semana del empleado de "Fuerza y Luz" y hará un reconocimiento mediante la entrega de un bien de utilidad personal a los trabajadores que cumplan lustros de labor para la empresa, según el artículo 109 CCT, responde a actividades que son ajenas e innecesarias para la prestación del servicio público</p>	<p>CD-13</p>	<p>¢35,51</p>	<p>¢35,87</p>	<p>¢36,81</p>
<p>Servicio de Soda. Artículo 110 CCT</p>	<p>La Compañía dotará de soda al plantel de la Uruca. También dará estos servicios en aquellos Centros de Trabajo que por el número de sus trabajadores así lo justifique y de acuerdo a las condiciones presupuestarias y financieras de la empresa, según el artículo 110 CCT. Se recomienda excluir este pago siendo que el mismo responde a una colaboración del patrono hacia sus trabajadores, por lo que resulta un gasto ajeno e innecesario para la prestación del servicio publico</p>	<p>CD-1501</p>	<p>¢85,68</p>	<p>¢86,55</p>	<p>¢88,81</p>

<p><i>Gasto por concepto de Licencias de Conducir y Renovaciones. Artículo 55 CCT</i></p>	<p><i>La Compañía pagará la primera licencia de manejo de vehículos a aquellos que siendo empleados de la misma sean contratados como choferes por ésta, asimismo, el valor de las renovaciones a los trabajadores que manejen vehículo de propiedad de la Compañía y/o alquilados. Se considera este gasto, como innecesario para la prestación del servicio público.</i></p>	<p>CD-13</p>	<p>¢0,58</p>	<p>¢0,58</p>	<p>¢0,60</p>
<p><i>Gasto por concepto de Alquiler de vehículos. Artículo 56 CCT</i></p>	<p><i>La Compañía podrá alquilar, para su servicio tal y como lo ha venido realizando, vehículos motorizados a los empleados que los tengan en propiedad. El precio del alquiler será actualizado anualmente por ambas partes, o cuando los costos de operación lo ameriten. Art 56 CCT. Se considera que este gasto no se ajusta a la resolución R-DC-0127-2015 emitida por la Contraloría General de la República sobre las tarifas de kilometraje, según lo dispuesto por en el artículo 131 inciso l) del Reglamento de la Ley de Contratación Administrativa y el ordenamiento jurídico vigente, y además no se detalla el uso que se le dará a dichos vehículos y su relación con el servicio público, por ello se excluye del cálculo.</i></p>	<p>CD-0901</p>	<p>¢130,69</p>	<p>¢132,02</p>	<p>¢135,47</p>

Gasto por concepto de Préstamo por vacaciones. Artículo 95 CCT	Para efectos del disfrute de vacaciones, la Compañía le prestará al trabajador que lo solicite, hasta lo correspondiente a un 50% del sueldo mensual ordinario, el cual se cancelará mediante deducciones en el salario, en un plazo máximo de doce meses, y deducirá un cargo por una única vez en cada caso, de un uno por ciento, por concepto de gastos administrativos e incobrables. Para otorgarle un nuevo préstamo deberá cancelar el anterior. El manejo de los fondos y trámites administrativos, estará a cargo del Fondo de Ahorro y Préstamo, según el artículo 95 CCT. Se excluye este rubro por cuanto responde a un beneficio a los trabajadores que resulta una carga ajena e innecesaria para la prestación del servicio público.	CD-3 y CD-5	¢340,38	¢343,86	¢352,84
Comprobante de diario CD-5 segregarlo para identificar lo correspondiente al Fondo de ahorro y garantías	El Fondo de ahorro y garantías que se debe segregarse para identificar lo correspondiente (incluye total de aporte 9% al FAP. Al estar relacionado con los artículos 75 y 76 CCT, ya analizado, se excluye por las mismas razones.	CD-5	¢272,66	¢275,45	¢282,64
Monto y servicio que registran las partidas de convenciones colectivas cargadas al CD-09 y CD-0901 (corte mayo 2015)	La ayuda en sepelio en caso de fallecimiento trabajador, esposa e hijos, ayuda en matrimonio, nacimiento hijo de trabajador, exámenes de vista y lentes personales de lectura y Distribución. Se excluye este rubro por cuanto responde a un beneficio a los trabajadores que resulta una carga ajena e innecesaria para la prestación del servicio público ya indicado en cada uno de los rubros.	CD-3 y CD-5	¢3,85	¢3,89	¢3,99
	<b>Totales</b>		<b>¢4 036,16</b>	<b>¢4 077,47</b>	<b>¢4 183,89</b>

Fuente: Elaboración propia.

Cabe mencionar, que en el año 2015 no se proyectó los comprobantes de diario CD-901 "Registro de viáticos y alquiler motocicletas", CD-1501 "Distribución gastos de las sodas entre las diferentes dependencias", y CD-3 "Registros cuentas cobrar particulares, capitalización estudios ingeniería", debido a la reestructuración de

costos que efectuó la empresa, eliminando diversos centros de servicio. En el caso del CD-5 "Registro de cuentas por cobrar, recibos depósitos de garantía, liquidaciones de estudio, gastos de v" en el año 2015 se incorporó la suma de €9,01 millones que incluye la liquidación anual del salario escolar y el ajuste de liquidaciones a funcionarios.

Es importante que la empresa mantenga una relación de los gastos según su naturaleza y la cuenta o comprobante de diario utilizado para su registro, por ejemplo la ayuda a matrimonios se registró en el CD-0901 que según el nombre de la partida corresponde a viáticos y al alquiler de motocicletas, por lo tanto no se evidencia una relación del gasto de la convención colectiva con la nomenclatura del comprobante de diario.

Las convenciones colectivas que se excluyen y forman parte del CD-13 "Registro de pago a Proveedores", se eliminaron a través del ajuste realizado por la IE en el año 2015.

Al examinar los comprobantes de diario CD-903 "Registro de cargas sociales patronales por riesgos del trabajo, aportes fondo de ahorro y préstamo" y CD-904 "Registro de provisiones legales por concepto de prestaciones, fondos capitalización laboral y pensión" que registra las cargas sociales de la planilla, se evidenció un registro mayor en el CD-903, correspondiente al aporte del fondo de ahorro y garantía, éste asciende al monto de €4 567,52 millones, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro Nº 16**  
**Análisis del comprobante de diario CD-903**  
**"Registro de cargas sociales patronales por riesgos del trabajo,**  
**aportes fondo de ahorro y préstamo"**  
**(Datos en millones de colones)**  
**Periodo 2015**

<b>Periodo 2015</b>		
<b>Salarios registrados por CNFL, CD-9</b>		<u>33.121,97</u>
<b>Cargas sociales (estimación 26,3%)</b>		8.711,08
CD-903	7.220,59	
CD-904	1.490,49	
<b>Registros CNFL</b>		23.993,55
Registro en CD-903	11.788,11	
Registro en CD-904	12.205,44	
<b>Diferencia (exclusión)</b>		<u>15.282,47</u>
CD-903	<u>4.567,52</u>	
CD-904	<u>10.714,95</u>	

**Fuente:** Elaboración propia.

La IE excluyó la suma de ¢4 077,47 y ¢4 183,90 millones para los años 2015 y 2016, respectivamente por concepto de convenciones colectivas, estos montos se encuentran dentro de los ajustes realizados en la estructura de costos de cada uno de los sistemas (generación, distribución y alumbrado público).

### **iii. Capital de trabajo:**

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

El período medio de cobro se obtiene de las cuentas por cobrar de energía eléctrica, según saldo promedio mostrado en los Estados Financieros Auditados de los años 2012, 2013 y 2014. El total de estas cuentas por cobrar se divide entre las ventas de energía, según los Estados Financieros Auditados y se multiplica por 360 días, para la obtención de un período medio de cobro de 1,42 días.

### **iv. Análisis de Resultados**

Los siguientes son los resultados obtenidos para el sistema de generación una vez que se realizaron las modificaciones explicadas en los puntos anteriores; se registra una disminución en el total de costos del 42% para el año 2016, en relación a los costos solicitados por CNFL en ese período.

La diferencia radica principalmente en las variaciones de:

- i) El gasto de “depreciación” que disminuye en un 53% producto de excluir el proyecto hidroeléctrico Balsa Inferior y el proyecto eólico Valle Central, tal como se indica en los apartados de base tarifaria e inversiones.
- ii) El gasto de “generación”, fundamentalmente por la exclusión de los costos del proyecto hidroeléctrico Balsa Inferior y el proyecto eólico Valle Central, aunado a los criterios utilizados para proyectar la planilla (descritos en los criterios generales de proyección), éstos disminuyen en un 41% respecto a lo solicitado por el petente.
- iii) El gasto por concepto de “pérdida por retiros de activos”, ya que éste se excluyó y representa un 12,66% del total de costos solicitados por la empresa.

Cabe mencionar que la fijación ordinaria de tarifas de la resolución 786-RCR-2012, incluyó los costos de los sistemas de generación y distribución por el monto de ¢252 484 millones.

Mediante los expedientes ET-084-2015 y ET-083-2015 CNFL solicita incorporar en tarifas los costos de generación y distribución, por las sumas de ¢30 340 y ¢322 428 respectivamente, para un total de ¢352 768 millones. La IE incorpora en el cálculo de las tarifas los montos de ¢17 681 y ¢309 506 para estos sistemas, en el mismo orden citados, para un total de ¢327 187 millones.

Al analizar estos datos se visualiza el incremento en el total de costos y gastos equivalentes a un 19% y 40%, de la IE (sin el rezago) y CNFL, respectivamente, en relación a los costos incluidos en la fijación tarifaria para el año 2013, según la resolución 786-RCR-2012 del expediente. De estos porcentajes un 4% y 17% corresponden a los costos propios, en el mismo orden citado.

Los costos que refieren este apartado se muestran en el cuadro a continuación:

**Cuadro # 17CNFL –Sistema de Generación  
Resumen de Costos y Gastos de Operación 2016  
(en millones de colones)**

DESCRIPCIÓN	2016				
	Cifras según CNFL	Cifras según ARESEP	Variación Absoluta	Variación Porcentual	Peso
<b>GASTOS GENERALES</b>					
Sistema de Generación	12.279,53	7.276,06	(5.003,47)	-41%	39%
Incobrables por ventas de energía	-	-	-	0%	0%
Administrativos	3.220,66	5.008,32	1.787,66	56%	-14%
Gastos por Seguros	845,11	394,78	(450,33)	-53%	4%
Gastos por Partidas Amortizables	85,10	-	(85,10)	-100%	1%
Pérdidas por retiros de activos	3.839,80	-	(3.839,80)	-100%	30%
Otros Impuestos	19,16	-	(19,16)	-100%	0%
Canón ARESEP	67,75	24,74	(43,01)	-63%	0%
Canon aguas	-	252,72	252,72	100%	-2%
Depreciación	9.982,62	4.690,65	(5.291,97)	-53%	42%
<b>TOTAL DE COSTOS Y GASTOS</b>	<b>30.339,73</b>	<b>17.647,28</b>	<b>(12.692,46)</b>	<b>-42%</b>	<b>100%</b>

*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía*

**v. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta**

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito calculado, se concluye que el servicio de generación que presta CNFL necesita ingresos que le permitan generar un rédito ajustado del 4,95% para el año 2016.

**3. Estructura tarifaria**

**a. Propuesta de CNFL**

La empresa propone para la actividad de generación un precio promedio de ¢117,7 c/kWh, y que rige a partir de enero 2016, con la siguiente estructura tarifaria:

TARIFA GENERACIÓN CNFL			
	Punta	Valle	Nocturno
Potencia	6.140	6.140	
Energía	115,7	94,8	80,5

**b. Análisis de la solicitud**

Es necesario considerar que la generación de CNFL tiene como propósito la sustitución de las compras que le hace al ICE y la posibilidad de vender los excedentes de conformidad con la normativa vigente, por lo que, dicha generación debe tener una estructura de precios que sea equivalente al costo del desplazamiento de las compras de energía del ICE.

La estructura tarifaria vigente para la compra de energía que hacen las empresas distribuidoras al ICE está definida con precios diferentes para el cargo de energía de acuerdo con los periodos horarios de consumo: punta, valle y nocturno, mientras que la potencia tiene un solo valor, pero se aplica a la máxima demanda que se origina en el periodo de punta y también a la del periodo valle, por separado.

De acuerdo con lo indicado, la Intendencia realizó el siguiente análisis: se proyectó la generación eléctrica de la plantas de CNFL por periodo horario (ver apartado de mercado), lo cual da un total de 459,3 GWh para todo el 2016, y tomando los ingresos que requiere la actividad de generación de CNFL (¢23 693,3 millones), específicamente por concepto de compra de energía, es decir ¢19 110 millones (que equivalen al 80,6% de los ingresos) se obtiene un precio promedio de ¢39,9 por kWh.

Por otro lado, se tomó en cuenta la estructura de las tarifas del sistema de generación del ICE y se obtuvieron los precios medios del sistema por periodo (tarifa expresada en colones por kWh), los cuales se relacionan con el precio medio de todo el sistema de generación del ICE, con el objetivo de obtener la diferencia de cada precio respecto a la tarifa promedio y mantener esta estructura en las tarifas de la actividad de generación de CNFL, lo cual permite obtener una relación de: 1,22; 1,00 y 0,85 para los periodos de punta, valle y noche respectivamente. El detalle se muestra a continuación:

**Cuadro # 18**  
**Cálculo del precio promedio de la actividad de generación del ICE**  
**por periodo horario ¢/kWh y factores, 2015**

<b>Periodo</b>	<b>Precio medio</b>	<b>Factor de relación con el precio medio</b>
Punta	57,71	1,22
Valle	46,98	1,00
Noche	40,06	0,85
<b>Total</b>	<b>47,2</b>	<b>1,00</b>

Para obtener los precios medios por periodo horario para CNFL, para el periodo de interés, el precio promedio se multiplica por los factores incluidos en el cuadro anterior, lo cual permite obtener precios que mantienen la estructura del sistema de generación del ICE, y que son: ¢48,8; ¢39,8 y ¢33,9 para el periodo de punta, valle y noche respectivamente. Al multiplicar las proyecciones de la IE correspondiente a la generación en unidades físicas de CNFL por estos precios medios, se obtienen unos ingresos que son mayores a los ingresos que necesita cubrir la actividad de generación de CNFL.

Ante esta situación, los precios medios definidos anteriormente se reducen proporcionalmente al aumento mencionado en el párrafo anterior, siempre manteniendo la estructura del ICE, y de esta forma se obtienen precios propuestos de: ¢48,11/kWh para punta, ¢39,16/kWh para valle y ¢33,39/kWh para noche. Estos precios tanto para el 2016 implican un precio promedio de ¢ 39,9/kWh (sin incluir potencia).

Del mismo modo, el proceso se repite para el concepto de potencia, que con ingresos esperados de ¢4 606 millones para el 2016 (cerca del 19,4% de los ingresos del sistema), generan un precio de ¢2 963,97 por cada kW del valor máximo en los periodos de punta y valle.

Es importante recalcar que estos precios propuestos por la IE son menores que los precios que CNFL debería pagar al ICE, lo cual no es realista, toda vez que la tarifa aquí calculada no incluye del todo los proyectos PH Balsa y PE Valle Central, por las razones ya expuestas, lo cual no hace comparables dichas tarifas.

**c. Propuesta de la Intendencia de Energía**

Por consiguiente, de acuerdo con el análisis realizado la propuesta de la IE consiste en lo siguiente:

**T-SD Tarifa de venta al sistema de distribución de la CNFL.**

Fijar la tarifa de la actividad de generación que realiza CNFL con base en un precio promedio de ¢49,5/kWh, según el siguiente detalle:

<b>CNFL</b> <b>Sistema de generación</b>		<b>Rige a partir</b> <b>del 1-ene-2016</b>
<b>► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución</b>		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>		
Periodo Punta	cada kWh	48,06
Periodo Valle	cada kWh	39,12
Periodo Noche	cada kWh	33,36
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>		
Periodo Punta	cada kW	2 961,14
Periodo Valle	cada kW	2 961,14
Periodo Noche	cada kW	

a. Incluir las siguientes disposiciones:

i. El precio de la tarifa rige para todos los meses del año y todos los días de la semana.

ii. Definición de periodos horarios:

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente, es decir, 10 horas del día.

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

La variación en las tarifas del servicio de generación que presta CNFL y las diferencias con respecto a lo solicitado inicialmente por esta empresa, se explica primordialmente por las siguientes razones:

1. CNFL en sus cálculos estimó que el ajuste tarifario entraría a regir en “diciembre del 2015” (folio 02), mientras que la IE estima que este entraría a regir el 01 de enero del 2016, conforme a los plazos definidos por ley.

2. Los gastos que la IE estima para el año 2016 serían de ¢17 647,28 millones respectivamente. Algunos de los costos que más se han ajustado, según los cálculos de la IE con respecto a los presentados por CNFL son:
  - Los gastos de depreciación que presenta una disminución del 53% para el año 2016, respecto a lo solicitado por la empresa
  - Los gastos de generación que disminuye en un 41% respecto a lo indicado por el petente y,
  - La pérdida por retiro de activos que se excluyó en su totalidad.
3. Todo lo anterior implica que mientras CNFL solicita ingresos de ¢54 031,63 millones para el año 2016, la IE recomienda aprobar el monto de ¢23 693,30 millones.

(...)

#### IV. CONCLUSIONES:

1. CNFL solicita se fije, por primera vez para el sistema de generación eléctrica, una tarifa promedio de ¢117,7 c/kWh, y que rige a partir de enero 2016, la cual resulta superior (230%) a la tarifa de compra al ICE: ¢51,0 c/kWh. Con base en las estimaciones de la IE se propone fijar tarifas por primera vez, para el sistema de generación eléctrica de CNFL, a un precio medio de compra de ¢49,5 c/kWh y que rige a partir de enero 2016. Esta tarifa excluye los costos asociados a los proyectos PH Balsa inferior y PE Valle Central.
  2. El precio promedio propuesto generaría un costo ponderado del capital (modelo WACC) para el sistema de generación de la CNFL de 4,95%.
- II. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la consulta pública, del oficio 2046-IE-2015 citada, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

De acuerdo con el oficio 3520-DGAU-2015/0106348 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 CNFL para el sistema de distribución, las cuales se analizan de seguido.

- 1- **Defensoría de los Habitantes:** Representada por el señor Juan Manuel Cordero González, portador de la cédula de identidad número 106820894, en su condición de Defensor Adjunto de la Defensoría de los Habitantes.  
Notificaciones: Al fax número 4000-8700.
  - a. Debido a que es la primera vez que la CNFL solicita tarifa para el servicio de generación, solicita a la Autoridad Reguladora que realice una revisión exhaustiva de la desagregación de costos y gastos, así como las premisas económicas con las que se elaboran las proyecciones de estas partidas. Además indican que se debe analizar si la partida "Pérdidas por retiro de activos" debe considerarse para efectos tarifarios. También se solicita a la Autoridad Reguladora revisar el programa de inversiones planteado por la CNFL para el sistema de generación para los años 2016 y 2017.

Se le indica al oponente que esta Intendencia analiza la petición tarifaria presentada en apego a lo que establece la Ley 7593 y la metodología vigente, así como lo establecido en la resolución RIE-013-2014. Además se incorporan parámetros macroeconómicos calculados por esta Intendencia que se ajustan a la realidad económica actual y las proyecciones efectuadas por el BCCR, tal como se expone en el apartado de parámetros utilizados.

Con relación al programa de inversiones, en el informe técnico que sirve de sustento a la decisión de la Intendencia de Energía (IE) se analizan y se han tomado en cuenta todos los aspectos relacionados con las inversiones solicitadas por la CNFL.

- 2- Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (Acograce),** cédula de persona jurídica 3-002-413768, representada por el señor Carlos Roldán Villalobos, en su condición de autorizado.

Notificaciones: Al correo electrónico: [dejecutiva@acograce.com](mailto:dejecutiva@acograce.com)

- a.** Indican que dentro del plan de inversiones que la CNFL presenta, se encuentra la restauración de la planta hidroeléctrica Ventanas Garita, lo que consideran no urge ya que en este momento la demanda no ha crecido, además de que está por entrar a operar el PH Reventazón y que ya está operando la PH Torito, por lo que solicitan que la ARESEP intervenga inmediatamente y que se postergue esa restauración y que no se reconozca en la tarifa ese gasto por considerarse innecesario.

Se le indica al opositor que esta Intendencia ha analizado el proyecto Ventanas Garita, análisis que consta en el apartado de inversiones del presente informe, y se determina que guarda relación con la prestación del servicio y por lo tanto fue considerada dentro del análisis tarifario.

- b.** Indican que dentro de los estados financieros la CNFL está considerando pérdida por retiro de activos, las cuales no deben ser incluidos como objeto de gasto.

Tal como se indica en apartados anteriores (análisis financiero), se determinó que la empresa no aportó la relación que tienen los mismos con los retiros de activos reportados, y por esa razón no se incluye en el cálculo esta vez.

- c.** Argumentan que los costos de generación son más elevados que los costos de compra al ICE y que la ARESEP no debería de reconocer un costo de generación por encima al costo de oportunidad de compra al ICE. Solicitan se haga un avalúo a los proyectos de generación realizados por la CNFL.

Se le indica que tal como se señaló en los apartados anteriores, se desprende que la empresa no aportó suficiente información que respalde la inclusión de los proyectos mencionados por el opositor en el cálculo tarifario y que la información aportada también era contradictoria, registrándose diferencias significativas no documentadas entre el costo real de los proyectos y lo planificado.

- 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.

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

- a. *Se observa en la información brindada por la CNFL, que la energía producida por ésta es más cara que la comprada al ICE y que a esto contribuyen los proyectos de generación de Balsa Inferior y PE Valle Central, por lo que solicitan a la ARESEP no aceptar un precio de generación superior al que le cuesta comprar al ICE.*

*Se le indica que tal como se señaló en los apartados anteriores, se desprende que la empresa no aportó suficiente información que respalde la inclusión de los proyectos mencionados por el opositor en el cálculo tarifario y que la información aportada también era contradictoria, registrándose diferencias significativas no documentadas entre el costo real de los proyectos y lo planificado.*

- 4- Consejero del Usuario**, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula de identidad número 503020917 y el señor Marco Vinicio Cordero Arce, cédula de identidad número 109280716.

*Observaciones: Presenta escrito.*

*Notificaciones: Al correo electrónico: [jorge.sanarrucia@aresep.go.cr](mailto:jorge.sanarrucia@aresep.go.cr)*

- a. *Argumenta que dicha solicitud tarifaria tiene como objetivo, a nivel de costos propios, compensar los costos de operación mantenimiento y administrativos debido a los rechazos tarifarios realizados por la ARESEP, los cuales se han dado por la falta de información. También indican que es importante contar con una política concreta para trasladar estos ajustes en el tiempo de tal forma que no castigue al usuario a pagar en un periodo (1 año) tarifas excesivas.*

*Aunque se coincide con el oponente en que el rezago en las tarifas ha sido responsabilidad de la empresa, esto no es impedimento para se tramite el ajuste que en derecho y buena técnica corresponda, dado el principio de servicio al costo y el criterio de equilibrio financiero que debe prevalecer en este tipo de fijaciones. Por otro lado se le indica que tampoco se ha podido realizar fijaciones tarifarias de oficio, precisamente porque una de las razones del rechazo de las solicitudes tarifarias fue que la información aportada no permite realizar de manera justificada la fijación de las tarifas.*

- b. *Solicitan excluir el costo de la deuda (insumos para el cálculo del CAPM/WACC) de los proyectos PE Valle Central y PH Balsa inferior ya que carecen de respaldo técnico y además no se incorporen las pérdidas por el exceso en su costo. También requieren solicitar las explicaciones del caso a la CNFL, con el fin de garantizar el servicio en el largo plazo, según el artículo 5 de la Ley 7593.*

*Esta Intendencia comparte este argumento y se le hace saber a la oponente que las tarifas que se fijan por parte de la Autoridad Reguladora responden a un análisis detallado de los costos incurridos por cada empresa. Del análisis presentado en los apartados anteriores se desprende que la empresa no aportó suficiente información que respalde de manera la inclusión de los proyectos mencionados por el opositor en el cálculo tarifario y que la información aportada también era contradictoria, registrándose diferencias significativas no documentadas entre el costo total de los proyectos y lo planificado. .*

- c. *Argumenta que es necesario revisar lo indicado en la resolución RIE-013-2014, ya que lo aportado en el estudio y los Estados Financieros Auditados no separaba por sistema la información contable y financiera, y que se revise el cumplimiento de la resolución RRG-6570-2007 en relación con lo establecido en el Por Tanto II Inciso 2 y que esto no fue cumplido por la CNFL, por tanto no cumple con la admisibilidad.*

*Se le hace saber al oponente que esta Intendencia realizó la verificación del cumplimiento con lo establecido en la RIE-013-2014 y la RRG-6570-2007. Los Estados Auditados separados por sistema constan a folios 58 al 107*

*del estudio de distribución, así como lo relacionado al cumplimiento de requisitos de admisibilidad debido a que en el folio 04 se indica que los mismos se encuentran en el estudio presentado para el sistema de distribución.*

- d. Se solicita revisar lo relativo a la renegociación de las deudas poseídas por la CNFL y que están asociadas a proyectos de generación de energía. Estas deudas evidencian condiciones financieras desfavorables para los intereses de los usuarios.*

*Se le indica que tal como se señaló en los apartados anteriores, se desprende que la empresa no aportó suficiente información que respalde la inclusión de los proyectos Balsa Inferior y Eólico Valle Central por el opositor en el cálculo tarifario y que la información aportada también era contradictoria, registrándose diferencias significativas no documentadas entre el costo real de los proyectos y lo planificado.*

- e. Se evidencia un incremento significativo en los costos como es el caso de los gastos administrativos que se incrementan un 130% del 2014 al 2015, además sucede con la depreciación que incrementan un 40% por la incorporación de los proyecto Balsa Inferior y PE Valle Central. También se incrementa el gasto por incobrables en un 63% y que a pesar de no trasladarse a las tarifas directamente.*

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

- f. La metodología de devaluación permite hacer un fraccionamiento del valor de un activo, con el fin de su vida útil de volver a reponer dicho activo y por continuar con la operación del servicio, algo que no sucede en los bienes regulados ya que por un lado los activos son depreciados a lo largo de la vida útil señalada por la empresa y por otro las empresas solicitan inversiones (renovación, sustitución y nuevos activos), sin verificar si el activo destituido salió de la base tarifaria.*

*Se le hace ver al oponente que esta Intendencia realiza el estudio tarifario en apego a la metodología vigente, y como se indica en el apartado de base tarifaria, se excluyen aquellos que están totalmente depreciados, donados y que posean saldos negativos, además se detallan en distintos apartados el tratamiento que se hace los retiros de activos y de las pérdidas por retiro asociadas a los mismos.*

- g. Solicita a la Intendencia de Energía el criterio técnico que fundamenta la aplicación de la revaluación en los activos para CNFL ya que en el estudio no consta los activos a revaluar, y por consiguiente no es posible verificar y auditar lo realizado por la CNFL.*

*La Intendencia realiza el estudio tarifario en apego a la metodología vigente, es importante aclarar que según las NIIFs las empresas deben mantener el valor de sus activos actualizados, y que mientras no realicen una valoración directa de los mismos, la metodología permite realizarla por medio de índices de revaluación.*

- h. Solicitan distribuir en dos periodos el ajuste solicitado por la CNFL, ya que el ajuste en el rezago de ajuste tarifario sufrido por la CNFL se deben a cuestiones administrativas y gerenciales, lo que no consideran conveniente y equitativo que los usuarios se vean afectados con este ajuste tan significativo.*

Esta Intendencia coincide con el oponente en que el rezago en el ajuste tarifario es responsabilidad de la CNFL, pero también debe velar por el equilibrio financiero de la empresa, tal como lo establece el artículo 31 de la Ley 7593, por lo que tomando en consideración esos aspectos se está recomendando la recuperación de dicho rezago en doce meses.

(...)

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar la tarifa de la actividad de generación que realiza la CNFL, tal y como se dispone.

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

- I. Fijar la tarifa de la actividad de generación que realiza la CNFL con base en un precio promedio de ¢49,5/kWh, según el siguiente detalle:

CNFL Sistema de generación	Rige a partir del 1-ene-2016
<b>► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución</b>	
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	
Periodo Punta cada kWh	48,06
Periodo Valle cada kWh	39,12
Periodo Noche cada kWh	33,36
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>	
Periodo Punta cada kW	2 961,14
Periodo Valle cada kW	2 961,14
Periodo Noche cada kW	

- II. Ordenar a los líderes de los procesos de inversiones y estudios y proyectos especiales de la intendencia de Energía, Tony Méndez Pinales y Susana Rodríguez Zúñiga, respectivamente, para la realización de una investigación para determinar el valor, las razones y justificaciones técnicas de los proyectos PH Balsa Inferior y PE Valle Central.
- III. Tener por analizadas y respondidas las diferentes oposiciones con el contenido en el "Considerando II" de esta Resolución y agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.
- IV. Instar a la CNFL para que realice, de una forma proactiva, la implementación de la Contabilidad Regulatoria, la cual se realizará con el acompañamiento de funcionarios de esta Intendencia, instrumento regulatorio que permitirá dar transparencia, seguimiento, fiscalización y trazabilidad a los costos relacionados con la prestación del servicio y de esta forma cumplir con los principios establecidos en la Ley 7593

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

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

**PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

JUAN MANUEL QUESADA  
INTENDENTE DE ENERGÍA

1 vez.—Solicitud N° 44238.—O. C. N° 8377-2015.—(IN2015081628).

**RIE-114-2015 DE LAS 15:50 HORAS DEL 20 DE NOVIEMBRE DE 2015**

**SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ S.A. (CNFL) PARA EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN-COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

---

**ET-083-2015**

**RESULTANDO**

- I. Que la Compañía Nacional de Electricidad S.A. (CNFL) presta el servicio de generación eléctrica de acuerdo con lo establecido en la Ley 2 "Contrato eléctrico SNE-CNFL" del 08 de abril de 1941.
- II. Que el 31 de agosto del 2015, mediante el oficio 2001-0666-2015, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL) presentó solicitud para el ajuste de tarifas del servicio de distribución-comercialización de energía eléctrica que presta (folios 1 al 1429).
- III. Que el 04 de setiembre del 2015, mediante el oficio 2001-0681-2015, la CNFL envió complemento de información del ajuste solicitado, adjuntando los pliegos tarifarios propuestos con la variación respecto a las tarifas actuales (folios 1430 a 1436).
- IV. Que el 04 de setiembre del 2015, mediante el oficio 2001-0683-2015, la CNFL envió aclaración a la propuesta de ajuste por rezago en compras de energía del 2015 (folios 1437 a 1443).
- V. Que el 04 de setiembre del 2015, mediante el oficio 1591-IE-2015, la Intendencia de Energía le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por CNFL para el servicio de distribución-comercialización de electricidad (folios 1539 y 1540).
- VI. Que el 04 de setiembre del 2015, mediante la resolución RIE-093-2015, se acumulan las solicitudes tarifarias de la CNFL para el servicio de distribución por concepto de costos propios, compensar compras de energía al ICE y rezago tarifario del año 2015, expedientes ET-083-2015 y ET-086-2015 (folios 1448 a 1451).
- VII. Que el 25 de setiembre del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N°187, Alcance digital N°73, y en dos diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 1541 y 1542).
- VIII. Que el 13 de octubre del 2015, mediante el oficio 1776-IE-2015, la Intendencia de Energía le solicitó a CNFL aclaración y detalle de la información aportada (folios 1558 a 1562).
- IX. Que el 20 de octubre del 2015, mediante el oficio 2001-0804-2015, CNFL presentó la información solicitada por la IE mediante el oficio 1776-IE-2015/105171 (folios 1568 a 1615).
- X. Que el 20 de octubre del 2015, mediante el oficio 3451-DGAU-2015/105891 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 1617 a 1618).

- XI.** Que el 21 de octubre del 2015 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 23 de octubre del 2015 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 3519-DGAU-2015/106346) y el 27 de octubre de 2015 la respectiva Acta de la Audiencia Pública # 091-2015 (oficio 3567-IE-2015/106634). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Defensoría de los Habitantes representada por el señor Juan Manuel Cordero González (portador de la cédula de identidad número 1-0682-0894), Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (Acograce) cédula de persona jurídica 3-002-413768 representada por el señor Carlos Roldán Villalobos, Cámara de Industrias de Costa Rica cédula de persona jurídica número 3-002-042023 representada por el señor Carlos Montenegro Godínez (cédula de identidad número 1-0632-0878), Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula de identidad número 5-0302-0917 y el señor Marco Vinicio Cordero Arce, cédula de identidad número 1-0928-0716, y José María Calvo Reyes cédula 8-0088-0718.
- XII.** Que el 20 de noviembre de 2015, mediante el oficio 2047-IE-2015, la Intendencia de Energía, emitió el respectivo estudio técnico sobre la presente gestión tarifaria.

#### CONSIDERANDO

- I. Que del estudio técnico 2047-IE-2015, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

#### II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

##### 1. Solicitud tarifaria

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

Sistema Distribución				
Tarifas	Descripción	Compensación de la tarifa compras al ICE	Costo Propios	Rezago tarifario 2015
		Rije a partir de enero 2016	Rije a partir de diciembre 2015	Rije de diciembre 2015 a noviembre 2016
<b>T-RE</b>	Tarifa Residencial	10,53%	13,64%	8,05%
<b>T-CS</b>	Tarifa Preferencial de carácter social	10,53%	13,64%	8,05%
<b>T-REH</b>	Tarifa Residencial Horaria	10,53%	13,64%	8,05%
<b>T-GE</b>	Tarifa General	10,53%	13,64%	8,05%
<b>T-MT</b>	Tarifa Media Tensión	10,53%	13,64%	8,05%
<b>T-6</b>	Tarifa Promocional	10,53%	13,64%	8,05%

*Las razones que motivan la petición tarifaria para este servicio son: compensar la tarifa de compra de energía al ICE, cubrir los costos propios de la actividad, obtener un rédito para el desarrollo del 4,66% y recuperar los incrementos en las tarifas de compra de energía al ICE del año 2015.*

## **2. Análisis de la solicitud**

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

### **a. Parámetros utilizados**

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

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

*El BCCR en su Programa Macroeconómico 2015-2016 y su respectiva revisión (julio, 2015), estableció como objetivo de inflación un 4% para el 2015 y 2016, con un rango de tolerancia de  $\pm 1$  punto porcentual (p.p.)<sup>2</sup>.*

*Con estas premisas y tomando en cuenta que la inflación acumulada real al mes de setiembre del 2015 es de -0,70%<sup>3</sup>, significativamente inferior a la meta fijada por el BCCR, se estima que la inflación al finalizar este año será del 0,28% (inflación de diciembre a diciembre).*

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

*En lo que respecta al tipo de cambio, fuentes oficiales indican que “como parte de la transición hacia un esquema monetario de Metas de Inflación que requiere de una mayor flexibilidad cambiaria, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada. / Bajo el esquema de flotación administrada el tipo de cambio es determinado por el mercado, pero el Banco Central se reserva la posibilidad de realizar operaciones de intervención en el mercado de divisas para moderar fluctuaciones importantes en el tipo de cambio y prevenir desvíos de éste con respecto al que sería congruente con el comportamiento de las variables que explican su tendencia de mediano y largo plazo”.<sup>4</sup>*

---

<sup>1</sup> BCCR, [http://www.bccr.fi.cr/politica\\_monetaria/](http://www.bccr.fi.cr/politica_monetaria/)

<sup>2</sup> BCCR, [http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica\\_monetaria\\_inflacion/Revision\\_PM2015-16.pdf](http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/Revision_PM2015-16.pdf)

<sup>3</sup> Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC).

<sup>4</sup> BCCR; [http://www.bccr.fi.cr/politica\\_cambiaria/](http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/)

Por su parte, el Programa Monetario 2015-2016 establece como una de las principales medidas de política, la migración a un régimen de “flotación administrada”, dado que las condiciones macroeconómicas propician esta política, que se caracteriza por una situación en donde: (1) la oferta y la demanda de dólares determinan el tipo de cambio; (2) el BCCR intervendrá para evitar fluctuaciones “anormales” del tipo de cambio sin interrumpir la tendencia que señalan las variables que lo determinan en el largo plazo; (3) no hay compromiso con niveles explícitos de tipo de cambio; (4) el BCCR dará seguimiento permanente al mercado cambiario para promover su ordenado funcionamiento; y (5) el BCCR no prevé variaciones sustanciales en el tipo de cambio como consecuencia de esta migración.<sup>5</sup>

Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (IE) considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real y mantenerla constante para el periodo estimado, que en este caso corresponde al día de celebración de la respectiva audiencia pública (tipo de cambio de venta al 21 de octubre del 2015), por lo que se utiliza un valor de ¢ 540,52 por US\$.

En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), ésta ha sido, en promedio, cercana al 1,69% (promedio simple de largo plazo -últimos 5 años-)<sup>6</sup>. Algunas fuentes, como la Reserva Federal<sup>7</sup> estima inflaciones para los EEUU cercanas al 2% para el futuro cercano; mientras que otras, como el Fondo Monetario Internacional (FMI) realizan proyecciones más puntuales, indicando que la inflación sería de 0,9% en el 2015 y 1,40% en el 2016<sup>8</sup> (medidas al final de cada año).

Sustentado en: (a) las condiciones de la economía mundial y las de EEUU en particular; (b) las citadas proyecciones de inflación del FMI; (c) la inflación real acumulada a setiembre del 2015, que es de 1,33%; y (d) los criterios de cálculos señalados anteriormente; se estima que la inflación externa será de 0,90% para este año y 1,40% para el siguiente.

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

---

<sup>5</sup> BCCR; [http://www.bccr.fi.cr/discursos\\_presentaciones/Presentacion\\_conferencia\\_programa\\_macro2015.pdf](http://www.bccr.fi.cr/discursos_presentaciones/Presentacion_conferencia_programa_macro2015.pdf)

<sup>6</sup> La fuente primaria de esta información es la Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América. Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost>

<sup>7</sup> Ver: [http://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/files/FOMC\\_LongerRunGoals.pdf](http://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/files/FOMC_LongerRunGoals.pdf).

<sup>8</sup> FMI; <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2015/whd/pdf/wreo1015s.pdf> (pág. 51) y <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/weo/2015/02/pdf/texts.pdf> (pág. 38)

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

INDICES	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Variaciones según ARESEP (al final del año)</b>					
<i>Inflación interna (IPC-CR)</i>	4,55%	3,68%	5,13%	0,28%	4,00%
<i>Inflación Externa (IPC-USA)</i>	1,74%	1,50%	0,76%	0,90%	1,40%
<i>Depreciación (¢/U.S.\$)</i>	-2,54%	0,16%	7,82%	-0,92%	0,00%
<b>Variaciones según ARESEP (promedio anual)</b>					
<i>Inflación interna (IPC-CR)</i>	4,50%	5,23%	4,52%	1,02%	2,61%
<i>Inflación Externa (IPC-USA)</i>	2,07%	1,46%	1,62%	0,12%	0,71%
<i>Depreciación (¢/U.S.\$)</i>	-0,82%	-0,56%	7,59%	-0,58%	-0,04%
<b>Notas:</b> Los años 2015 y 2016 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
<b>Fuente:</b> Elaboración propia con base en Programa Macroeconómico 2015 - 2016 y datos del BCCR, INEC, BLS y FMI.					

**b. Análisis del mercado**

**i. Mercado presentado por CNFL:**

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 por la empresa CNFL. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:

1. La CNFL solicita un aumento del 35,56% en las tarifas vigentes Residencial (T-RE), tarifa General (T-GE), preferencial de carácter social (T-CS), promocional y tarifa Media Tensión (T-MT) para el periodo 2016. Con el ajuste tarifario propuesto se conseguirían compensar los ajustes en los precios de compras al ICE, así como los rezagos que estos han generado, y finalmente por sus costos de operación, mantenimiento y administración que se proyectan para el periodo de interés.
2. CNFL estima las ventas de energía durante el período 2016 - 2017 con datos reales a Abril 2015. La proyección de las ventas de energía se efectúa con la base de datos de facturación por bloques de consumo, la cual está detallada por el mercado de cada tarifa en forma mensual, compuesta por los siguientes rubros: kWh y kW (si corresponde), Importes (kWh y kW, si corresponde), cantidades de

*abonados, consumos y precios promedios, cifras que se presentan en detalle mensual y anual por bloques de consumo para cada tarifa. Se presenta análisis del comportamiento de las ventas de energía durante el periodo Enero 2016 – Abril 2015 para proyectarlo para el período Mayo 2015 - Diciembre 2017.*

- 3. Para el periodo de proyección (2016 a 2017), se estima un nivel de crecimiento anual del 1,64%, producto del crecimiento poblacional (residencias) y el establecimiento de nuevos comercios e industrias en la zona servida por CNFL. Para la proyección de ventas de energía se basa en el crecimiento promedio acumulado de los abonados, además de tomar en consideración en cada bloque el consumo promedio para determinar el posible aumento o disminución de consumos e importes, tanto al nivel de bloque como en el total. Con la información anterior, CNFL proyecta una disponibilidad total para el servicio de energía eléctrica de 3 728 GWh para el año 2016. Proyecta además ventas totales de todas las tarifas (excluyendo a alumbrado público) por 3 322,5 GWh.*
- 4. Para calcular los ingresos vigentes del sistema de distribución, del año 2016, CNFL utiliza las tarifas que fueron publicadas en Alcance No.61 de la Gaceta 151 del 05 de agosto 2015, para el primer semestre del año, mientras para el segundo semestre del año 2016 se empleó las tarifas publicadas en la Gaceta No. 10 del 15 de enero del 2015. Las ventas en colones de cada sector son el producto de multiplicar el total de kWh a vender por el precio medio de venta de cada kWh. Este procedimiento se aplica para cada tipo de tarifa. Con esto CNFL proyecta que su sistema de distribución obtendrá ¢250 487 millones de colones para el año 2016.*
- 5. El porcentaje de pérdidas del sector distribución estimado para la empresa es de 8,4% para 2016.*
- 6. Sobre la producción esperada de las plantas propias, es decir las compras al sistema de Generación de CNFL se estima en 459,3 GWh para 2016.*
- 7. La diferencia entre la energía requerida para cumplir con la demanda de la empresa distribuidora y su propia generación es cubierta por las compras de energía al ICE. Así las compras estimadas serán de 3 268,5 GWh respectivamente.*
- 8. En cuanto a la transmisión de energía calculan un porcentaje de kWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE).*
- 9. Una vez determinada las unidades de energía, potencia y transmisión que deben adquirir del ICE, se les aplica la tarifa T-SD (de compra al ICE) y tarifa de transmisión en los pliegos tarifarios sin Costo Variable del Combustible, para determinar, en valores económicos, las compras a realizar al ICE. Para CNFL este importe tomará valores de ¢197 351 millones durante 2016.*
- 10. Considerando los ingresos vigentes estimados, y los montos del gasto en compras de energía, CNFL propone una estructura tarifaria que pretende regir a partir del primero de enero del 2016 y la cual permitirá a la empresa alcanzar ingresos por ¢338 452 millones para 2016 (sin incluir alumbrado público).*

**ii. Mercado de la Intendencia de Energía, ARESEP:**

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

1. La Intendencia de Energía actualiza la información real a setiembre de 2015, esto implica 5 meses más de información real para el desarrollo de estimaciones y proyecciones con que cuenta ARESEP. Para estos 5 meses mencionados (mayo a setiembre 2015) se encontraron diferencias importantes entre las proyecciones de CNFL y la información real, esta es parte de las justificaciones para las diferencias descubiertas entre el mercado desarrollado por CNFL y el desarrollado elaborado por la IE.
2. Al realizar las estimaciones del sistema de distribución CNFL, 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 tipos de tarifa. 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. Con esta metodología se proyectan los abonados por tipo de tarifa. La cantidad de abonados totales que estima ARESEP difieren a las esperadas por CNFL en su solicitud en 0,4% para 2016.
3. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen del producto de los abonados proyectados y del consumo promedio mensual estimado por abonado y por tipo de tarifa. Este promedio de consumo se obtiene por tipo de tarifa como el promedio de los últimos tres años. De esta forma se estiman las siguientes ventas en unidades físicas para 2015 y 2016:

**Cuadro N° 2**  
**CNFL: ESTIMACIÓN DE VENTAS ANUALES DE ENERGÍA, ABONADOS DIRECTOS Y**  
**COMPARATIVO ENTRE ESTIMACIONES ARESEP-CNFL. 2016**

Aspecto (*)	Proyección 2016	
	Estimación puntual ARESEP	Diferencia con proyección de CNFL (%) (***)
Abonados (**)	542 703	0,4%
Ventas en (GWh)	3 366	2,9%

\* / incluye las tarifas residencial, general, preferencial y media tensión.

\*\* / Cantidad de abonados proyectados a diciembre de 2016

\*\*\* / Diferencia con referencia a la estimación de ARESEP

Fuente: Intendencia de Energía

Para un mayor detalle de las ventas, esperadas, tanto en unidades físicas como monetarias, o su desagregación por tipo de tarifa diríjase al anexo 1.

4. *Para el cálculo de los ingresos, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada para el año 2013 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó para el primer semestre de 2016 las tarifas según resolución RIE-112-2015 publicada en Gaceta No. 224 de 18 de noviembre de 2015 y para el segundo semestre las tarifas según Gaceta No. 10 del 15 de enero de 2015. Por lo anterior se deduce que ARESEP y CNFL no utilizan los mismos pliegos tarifarios para sus respectivos mercados, esto debido a que ARESEP actualiza a las últimas tarifas establecidas (información no vigente en el momento que CNFL presentó su propuesta), entonces los ingresos de ARESEP y CNFL no podrían ser comparables.*
5. *Con esto se estima un ingreso con tarifas vigentes para el sistema de distribución de ¢252 481 en 2016. Estos ingresos no incluyen los montos pagados por el sistema de alumbrado público.*
6. *Con respecto a los gastos que debe asumir CNFL para adquirir la energía eléctrica, deben analizarse 3 aspectos básicos: las compras de energía que cancelan a su sistema de generación, las compras de energía y potencia que realizan a el ICE-Generación y el pago por peaje de energía a el sistema de transmisión también del ICE. Sobre la información de las compras de energía al Sistema CNFL-Generación la información puntual de la estimación de unidades físicas, se encuentra detallada en el informe paralelo del Sistema de generación CNFL (ET-084-2015). Para el cálculo del monto de compra en unidades monetarias, se tomó la producción de las plantas PH Balsa Inferior y PE Valle Central y se aplicó el precio de compra del ICE-Generación del periodo de estudio de conformidad con lo que se detallará más adelante, en tanto que para el restante grupo de plantas que conforma el parque de generación de CNFL, se mantuvo el precio compra fijado en el informe ET-084-2015. De esta forma se espera que para el año 2016 la CNFL-Distribución tenga costos por compra de energía a PH Balsa Inferior y PE Valle Central por ¢7 363,3 millones y para las demás plantas un monto de ¢16 482,6 millones, para un total de ¢23 845,9 millones.*
7. *Para definir las unidades físicas que se espera compre CNFL-Distribución a el ICE primero debemos determinar la disponibilidad de energía eléctrica que requiere el sistema para hacer frente a la demanda durante el periodo de interés. La disponibilidad se calcula con las ventas esperadas de energía por mes (las cuales se expusieron en líneas superiores) más el porcentaje de pérdida del sistema de distribución. La Intendencia de Energía utiliza como porcentaje de pérdidas por distribución 8,4% que es el promedio a nivel nacional, debido a que el porcentaje de pérdida real calculado para la CNFL es mayor, además es el mismo valor utilizado por CNFL en su estudio propuesta.*
8. *Con esto se estima la disponibilidad de energía requerida por CNFL para cubrir su demanda en 3 777,8 GWh para el 2016. Las diferencias con respecto a las estimaciones de CNFL en este apartado son cercanas al 1%, proyectando ARESEP una mayor necesidad de energía eléctrica.*
9. *Con la disponibilidad de energía y las compras a CNFL-Generación (producción propia) se proyectan las compras de energía al ICE, por medio de la diferencia. Con estos términos la IE proyecta para 2016*

compras al ICE-Generación por 3 299 GWh, generando diferencias con la proyección de CNFL menores al 1%.

10. Dada esta proyección de unidades físicas se estima un pago al ICE-Generación por concepto de pago de energía y potencia de ¢166 702 millones para 2016. Del mismo modo que para cálculos de los ingresos del sistema, en el caso del gasto por concepto de compras de energía y potencia, el monto no es comparable con el importe estimado por el estudio de la CNFL, debido a que CNFL no incorpora en sus cálculos el ajuste extraordinario que se realizó a las tarifas del ICE-Generación por reconocimiento de pago a generadores privados, según estudio ET-070-2015 y fijada en resolución RIE-107-2015 (información no vigente en el momento que CNFL presentó su propuesta).
11. Con respecto al pago por peaje de la transmisión se calcularon las unidades físicas a través de un porcentaje de kWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE). De esta forma se estima la energía trasegada y que paga peaje en 3 540,5 GWh para durante 2016.
12. Considerando las unidades físicas comprometidas al pago de transmisión la IE estima este importe en ¢42 486 millones para 2016. Tanto las unidades físicas como las unidades monetarias en este apartado no generan una diferencia superior al 1% entre las estimaciones de ARESEP y CNFL.
13. Respecto al rezago por los incrementos en las tarifas de compra de energía en que incurrirá la CNFL antes de entrar en vigencia del ajuste tarifario, esto por los meses de marzo 2015 a diciembre del mismo año, y producto del ajuste a la tarifas de ICE-Generación e ICE-Transmisión contempladas en RIE-017-2015 y RIE-018-2015 respectivamente, que fueron aumentos de 15,25% (generación) y 23,2% (transmisión) que a la fecha no se han reconocido al Sistema de distribución de la propia CNFL. A la hora de realizar el presente estudio ARESEP cuenta con información real del valor del rezago y estima el último trimestre de 2016 para establecer el reconocimiento a CNFL-Distribución por este concepto. El monto por rezago se espera sea de 25 997 millones y se desglosa a continuación:

**Cuadro N° 3**

**CNFL: ESTIMACIÓN DEL REZAGO POR COMPRAS DE ENERGÍA, MARZO-DICIEMBRE 2016**

<b>Rezago marzo a diciembre 2015</b>	
<b>Gasto con tarifas anteriores al ordinario</b>	
	125
Compras en energía y potencia	409,7
Compras transmisión	29 527,9
<b>Gasto real</b>	
Compras en energía y potencia	144 556
Compras transmisión	36 379
<b>Efecto Rezago</b>	
Compras en energía y potencia	19 145,9
Compras transmisión	6 851,4
<b>Total</b>	<b>25 997,3</b>

14. De forma consistente con fijaciones tarifarias anteriores a las empresas eléctricas, se realizó un análisis de las diferencias entre los montos recaudados y pagados por efecto del costo variable por combustible (CVC). El análisis anterior se realizó para los meses de noviembre 2014 a setiembre de 2015, ya que para los meses anteriores se realizó el análisis y ajuste pertinente. El total del efecto CVC para los meses mencionados es de ¢613,8 millones que la CNFL percibió de más y que debe ser devuelto vía ajuste tarifario a sus abonados. El detalle mensual a continuación:

**Cuadro N° 4**  
**CNFL: ESTIMACIÓN DEL EFECTO CVC EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN,**  
**NOVIEMBRE 2014 A SEPTIEMBRE 2015**

<b>Mes</b>	<b>CVC pagado</b>	<b>CVC recaudado</b>	<b>Diferencia</b>
<i>nov-14</i>	4 353,6	4 223,9	-129,7
<i>dic-14</i>	4 161,9	4 205,8	43,9
<i>ene-15</i>	2 794,4	2 335,5	-458,9
<i>feb-15</i>	2 636,5	2 817,6	181,1
<i>mar-15</i>	3 252,7	2 824,6	-428,1
<i>abr-15</i>	252,8	1 083,0	830,2
<i>may-15</i>	202,3	278,6	76,2
<i>jun-15</i>	246,1	281,1	35,0
<i>jul-15</i>	-609,3	-218,5	390,8
<i>ago-15</i>	-644,2	-597,1	47,1
<i>sep-15</i>	-622,9	-596,7	26,2
<b>TOTAL</b>	<b>16 024,0</b>	<b>16 637,8</b>	<b>613,8</b>

Los principales resultados de las estimaciones efectuadas por la Intendencia de Energía, se presentan en los cuadros de los anexos 1 y 2.

15. Con base en las estimaciones de la IE se propone un incremento del 18,6% en todas las tarifas del sistema de Distribución de CNFL a partir del primero de enero del 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2016.
16. A partir del año 2017, la tarifa debe atender el incremento por costos propios y por ajuste de precios en la compra al ICE-Generación e ICE-Transmisión, y excluir cualquier monto por efecto de rezago. LA IE estima para el mercado 2017 ventas a sus abonados iguales a 2016. De esta manera se propone un incremento a las tarifas vigentes (establecidas según Gaceta No. 10 del 15 de enero de 2015) del 6%, en todas las tarifas del sistema de distribución.
17. Con las modificaciones anteriores se estima que CNFL en su servicio de distribución alcance ingresos con la tarifa propuesta tal como lo evidencia el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 5**  
**CNFL: ESTIMACIÓN DE VENTAS ANUALES DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS,**  
**INGRESOS VIGENTES Y PROPUESTOS POR LA IE (\*). 2016 - 2017**

<b>AÑO</b>	<b>VENTAS GWh</b>	<b>ING.VIG (millones ¢)</b>	<b>ING.PROP (millones ¢)</b>
<b>2016</b>	<b>3 366,1</b>	<b>252 481</b>	<b>299 296</b>
<b>2017</b>	<b>3 366,1</b>	<b>254 346</b>	<b>269 287</b>

\*\_/Incluye Residencial, residencial horaria, general, preferencia, promocional y media tensión  
Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía

Los principales resultados de las estimaciones efectuadas por la Intendencia de Energía, se presentan en los cuadros de los anexos 1 y 2.

18. Lo anterior modifica el precio promedio de ventas de energía del sistema de distribución de la CNFL (incluyendo Alumbrado público) de ¢74,6 a ¢88,2 para el año 2016.

**c. Análisis de inversiones**

**i. Propuesta de CNFL**

En el siguiente cuadro se muestra la propuesta de inversiones de CNFL para las actividades de distribución y comercialización, para el período 2015-2017.

**Cuadro #6**  
**Propuesta de CNFL S.A. para Inversiones en Distribución y Comercialización.**

**Sistema de Distribución y Comercialización Propuesta CNFL S.A. - Programa Inversiones 2015-**

<b>2017</b>				
<b>(Millones de Colones)</b>				
	<b>AÑO</b>			
	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>Total Período</b>
<b>Distribución y Comercialización</b>				
<b>Micro Inversiones</b>	3 334,90	9 144,10	5 803,50	18 282,50
<b>Macro Inversiones</b>	249,90	6 417,30	6 866,76	13 533,96
<b>Planta General</b>	84,50	3 688,43	1 686,89	5 459,82
<b>TOTAL DE INVERSIONES</b>	<b>3 669,30</b>	<b>19 249,83</b>	<b>14 357,15</b>	<b>37 276,28</b>

Fuente: Folios 1030-1032

**ii. Capacidad de Ejecución**

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente la empresa debe reportar la cantidad de obras ejecutadas durante el año y se debe calcular un porcentaje de ejecución anual para los últimos 5 años anteriores al año en consideración en el estudio tarifario; en este caso el año de consideración es 2014 siendo el período de 5 años al cual se refiere la metodología del 2009 al 2013. El cuadro 7 muestra los porcentajes de ejecución que CNFL ha presentado para el lustro correspondiente los cuales son utilizados a su vez por la CNFL para las proyecciones de inversión para el presente estudio.

**Cuadro # 7**  
**CNFL Distribución-Comercialización**  
**Porcentajes de obras ejecutadas**  
**Millones de colones**

<b>Año</b>	<b>Monto ARESEP</b>	<b>Monto CNFL</b>	<b>Porcentaje de Ejecución</b>	<b>Ajuste del promedio</b>
2009	20 933,9	35 640,0	170,3%	
2010	21 939,8	17 857,0	81,4%	
2011	19 690,0	45 529,2	231,2%	
2012	23 242,0	72 072,4	310,1%	
2013	159 462,0	151 984,0	95,3%	
<b>Promedio</b>			<b>177,66%</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Folio 395, ET-83-2015

Fuente: ET-083-2015, folio 395.

Los porcentajes presentados revelan que CNFL S.A. posee un porcentaje de ejecución promedio de 177,68% para el lustro mostrado; sin embargo la metodología tarifaria indica, precisamente para evitar los problemas de sobre-ejecución y sub-ejecución, que el porcentaje promedio de los 5 años es el porcentaje a utilizar y que el mismo tiene un tope de 100% razón por la cual se ajusta el porcentaje obtenido por la CNFL para el lustro y se toma un 100% para reconocimiento tarifario. Los montos presentados pretenden obtener recursos necesarios para cubrir los gastos propios y alcanzar un rédito para el desarrollo de 4,66%. De tal forma se reconoce la totalidad de lo solicitado, al cumplir con lo predispuesto en términos de ejecución de obra por la metodología, en el tanto ha demostrado que puede ejecutar más de lo que se le había reconocido originalmente, de tal forma en el siguiente cuadro se muestra la propuesta de ARESEP para el plan de inversiones en Distribución y Comercialización de CNFL S.A.

### iii. Inversiones en el sistema de distribución propuestas ARESEP

Según las inspecciones realizadas por el equipo fiscalizador, se constata que las obras ejecutadas se encuentran en un 100% de avance, por lo que se evidencia la capacidad de ejecución en materia de distribución. Las obras efectuadas se realizaron con el objetivo de mejorar los indicadores de calidad de energía al usuario final, así como adecuaciones en las líneas para suplir a nuevos clientes (desarrollos comerciales) (Ver Anexo 6). Algunas de las zonas visitadas se encuentran en expansión comercial, por lo que los requerimientos adicionales en las redes justifican las inversiones en mejora de ampliación de capacidad y mejora en la calidad de la electricidad.

Con base en los datos reales, en las premisas económicas calculadas y el porcentaje de ejecución, utilizados por la Intendencia, para los citados años, aplicables a los valores aportados por la CNFL para sus cálculos tarifarios, se procedió a re calcular los montos de las inversiones propuestas, considerando el porcentaje de ejecución (100%). En esta ocasión no se consideró el porcentaje de asignación de activos de planta general, ya que la CNFL entregó la información del programa de inversiones de planta general el monto correspondiente al sistema de generación. Las inversiones y montos a considerar obtenidos por la Autoridad Reguladora, correspondientes a un 100% de lo solicitado por la CNFL, se presentan en el cuadro siguiente:

**Cuadro # 8**  
**CNFL – Distribución-COMERCIALIZACIÓN**

<b>Sistema de Distribución y Comercialización Propuesta ARESEP - Programa Inversiones 2015-2017</b>				
<b>(Millones de Colones)</b>				
	<b>AÑO</b>			
	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>Total Período</b>
<b>Distribución y Comercialización</b>				
Micro Inversiones	3 334,90	9 144,10	5 803,50	18 282,50
Macro Inversiones	249,90	6 417,30	6 866,76	13 533,96
Planta General	84,50	3 688,43	1 686,89	5 459,82
<b>TOTAL DE INVERSIONES</b>	<b>3 669,30</b>	<b>19 249,83</b>	<b>14 357,15</b>	<b>37 276,28</b>

El porcentaje de ejecución de CNFL S.A. (100% promedio) es alto y regulatoriamente aceptable, ya que las inversiones consideradas por la Autoridad Reguladora, para el sector de Distribución y Comercialización se capitalizan anualmente, por lo que debe de existir una relación directa entre los montos de inversión y los montos de capitalización para cada año. Una sub-ejecución de los montos de inversión considerados, implica una sobre proyección de la empresa tanto, en sus necesidades, como en su capacidad de construcción o ejecución. Sin embargo al analizar el detalle anual de la ejecución presentada por la CNFL, S.A. se indica que existe una sobre ejecución para los años 2009, 2011 y 2012 que implicaría que los planes de inversión de la empresa no se ajustan a sus necesidades reales y se están ejecutando más obras de las reconocidas por la Intendencia de Energía, lo cual pone en manifiesto una deficiencia en la relación entre la planificación y la capacidad de construcción o ejecución de la empresa, para lo cual la empresa debe remitir justificación técnica debidamente sustentada.

### iv. Adición de activos del sistema de distribución.

En el caso de CNFL S.A. se considera que las inversiones solicitadas para el sistema de Distribución y Comercialización, son iguales a las adiciones, ajustadas por ciertos índices macroeconómicos como la inflación interna y externa así como la devaluación. Las adiciones propuestas por ARESEP son las mostradas en el siguiente cuadro.

**Cuadro # 9**

<b>Sistema de Distribución y Comercialización Propuesta ARESEP - Programa de Adición de Activos 2015-2017</b>				
<b>(Millones de Colones)</b>				
	<b>AÑO</b>			<b>Total Período</b>
	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	
<b>Distribución y Comercialización</b>				
<b>Micro Inversiones</b>	3 324,36	8 959,95	5 798,55	18 082,86
<b>Macro Inversiones</b>	248,69	6 287,68	6 864,06	13 400,43
<b>Planta General</b>	84,01	3 613,80	1 686,82	5 384,62
<b>TOTAL DE INVERSIONES</b>	<b>3 657,05</b>	<b>18 861,42</b>	<b>14 349,44</b>	<b>36 867,91</b>

Del análisis realizado de la propuesta de inversiones y adición de activos de CNFL S.A. se pone de manifiesto que el plan de inversión y la adición de activos está vinculado.

**v. Resumen de inversiones y adiciones**

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

**Cuadro # 10**

**Área de Distribución y Comercialización - Inversiones y Adiciones. Propuesta ARESEP - Período 2014-2016  
(Millones de colones)**

<b>Año</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>Total Período 2015-2017</b>
<b>ACTIVIDAD</b>				
<b>INVERSIONES</b>	<b>3 669,30</b>	<b>19 249,83</b>	<b>14 357,15</b>	<b>37 276,28</b>
<b>ADICIONES</b>	<b>3 657,05</b>	<b>18 861,42</b>	<b>14 349,44</b>	<b>36 867,91</b>

Fuente: ARESEP

**vi. Retiro de activos del sistema**

En el folio 1821, del Expediente ET-083-2015, CNFL S.A. presenta el retiro de activos que se encuentran contenidos en un CD, en las Hojas de Cálculo: "Retiros Equipo de Comunicación", "Retiro Activo Inmovilizado-Flotilla", "Retiro de Equipo de Cómputo", "Retiros de Comercialización" y "Retiros Distribución", tanto para el activo al costo como revaluado y lo que concierne a activos depreciados y depreciados revaluados.

El cuadro a continuación se presenta un resumen por actividad, que muestra el retiro de activos al costo, revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluado para las obras de Distribución y Comercialización, otros activos fijos y planta de Distribución y Comercialización, para el período 2015-2017, elaborado por CNFL S.A. como propuesta de reconocimiento la cual es aceptada por parte de esta Intendencia.

**Cuadro # 11**  
**CNFL – Distribución-Comercialización**  
**Retiros de activos propuestos por CNFL (Millones de Colones)**

<b>Sistema de Distribución y Comercialización Propuesta CNFL S.A. - Programa de Retiro de Activos 2015-2017</b>				
<b>(Millones de colones)</b>				
<b>AÑO</b>				
<b>2015</b>				
<b>OBRAS</b>	<b>Act.Costo</b>	<b>Act. Revalúo</b>	<b>Dep.Costo</b>	<b>Dep.Revalúo</b>
<i>Total Planta Distribución y Comercialización</i>	381,59	390,71	155,46	838,73
<b>Total Retiro de Activos 2014</b>	<b>381,59</b>	<b>390,71</b>	<b>155,46</b>	<b>838,73</b>
<b>2016</b>				
<b>OBRAS</b>	<b>Act.Costo</b>	<b>Act. Revalúo</b>	<b>Dep.Costo</b>	<b>Dep.Revalúo</b>
<i>Total Planta Distribución y Comercialización</i>	800,28	829,93	535,18	998,13
<b>Total Retiro de Activos 2015</b>	<b>800,28</b>	<b>829,93</b>	<b>535,18</b>	<b>998,13</b>
<b>2017</b>				
<b>OBRAS</b>	<b>Act.Costo</b>	<b>Act. Revalúo</b>	<b>Dep.Costo</b>	<b>Dep.Revalúo</b>
<i>Total Planta Distribución y Comercialización</i>	269,43	278,15	415,18	232,07
<b>Total Retiro de Activos 2016</b>	<b>269,43</b>	<b>278,15</b>	<b>415,18</b>	<b>232,07</b>

*Fuente: Folio 1821 (Hojas de cálculo de Retiros de Activos)*

*Es importante resaltar que la información presentada por la empresa eléctrica resulta insuficiente para poder determinar la cantidad, la naturaleza y la razón técnica para el retiro de activos, se recomienda determinar algún método contable para la determinación del retiro de activos que es más trazable, lo cual se analizará en secciones siguientes.*

#### **d. Retribución al capital**

Según la metodología tarifaria vigente publicada en el diario oficial La Gaceta del lunes 10 de agosto del 2015, resolución RJD-139-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa. Sobre la base tarifaria se reconoce el rédito al desarrollo, con el objetivo de incentivar la reinversión de recursos y garantizar el suministro futuro del servicio eléctrico en calidad y cantidad óptima mediante la inversión en el servicio regulado.

El rédito para el desarrollo se obtiene mediante la aplicación de dos modelos, el Costo Promedio Ponderado de Capital y el Modelo de Valoración de Activos de Capital; más adelante se detalla el cálculo del rédito para el desarrollo para CNFL, así como las circunstancias presentadas que influyeron en cierta medida para el desarrollo de los cálculos.

CNFL, obtuvo en primera instancia para el sistema de distribución, un costo de capital propio 2015 del 4,91% y un 4,66% del costo promedio ponderado de capital, según se muestra en los folios 357. Sin embargo, es importante señalar que estos cálculos muestran la siguiente discrepancia respecto a lo establecido en la metodología vigente para el cálculo de la tasa libre de riesgo y la prima de riesgo, los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América (USA) la frecuencia de observaciones lo están realizando de manera mensual, siendo lo establecido una observación por año.

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

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

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

Para el cálculo de la beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,46 para el periodo en estudio.

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

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

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

En el análisis de la información suministrada, CNFL en el estado auditado poseía obligaciones financieras en un segmento de negocio clasificado como no asignable, ante consultas realizadas este segmento corresponde al área administrativa, dentro del estado auditado presentaron el estado de posición financiera – pasivo – patrimonio por segmentos de negocios sin no asignables, en el cual distribuyeron esta sección del balance

entre los distintos sistemas; en las cuentas efectos por pagar a largo plazo, obligaciones por pagar, general y cuentas por pagar la asignación se realizó por peso porcentual entre el total de la deuda entre generación y distribución, cada cuenta de manera individual. Se consultó a la empresa el detalle de lo correspondiente a la partida no asignable el cual la remitieron en el archivo electrónico "Consulta ARESEP Segmentos de Negocios - Auditados Año 2014", en el cual se pudo visualizar que el préstamo con el Banco Nacional para el proyecto Ventanas estaba dentro de la parte no asignable y se estaba distribuyendo por peso, entre generación y distribución, el cual para efectos del cálculo de rédito se consideró el 100% al sistema de generación. Se recomienda que la empresa analice la metodología que utiliza para asignar la deuda, ya que en el análisis se identifican préstamos de sistemas en particular que están asignando por peso cuando pudieron ser imputados directamente a algún servicio.

Dentro de la deuda a corto y largo plazo poseían un convenio de financiamiento del saldo de facturación con el ICE, por compra de energía eléctrica, el cual no se incluyó en el valor de la deuda del sistema de distribución, en la practica la Intendencia de Energía ha venido aplicando el criterio de reconocer aquellas deudas que sean para inversión, mas no aquellas que sean para solventar problemas de flujo de caja o capital de trabajo, por lo ya indicado de que la base tarifaria se reconoce el capital de trabajo por lo que ya está implícito en rédito para el desarrollo.

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

Como resultado de lo anterior y con la información de estados financieros auditados disponibles a diciembre del 2014 en conjunto con los datos de deuda enviados con el estudio tarifario y los parámetros utilizados, se determinó que el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta CNFL es el siguiente:

**Cuadro # 12**  
**CNFL-Distribución**  
**Rédito de Desarrollo**

<b>Sistemas de la empresa CNFL</b>	<b>Estimación CNFL</b>		<b>Estimación ARESEP</b>	
	<b>Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)</b>	<b>Costo promedio ponderado del capital (WACC)</b>	<b>Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)</b>	<b>Costo promedio ponderado del capital (WACC)</b>
<i>Sistema de Distribución</i>	4,91%	4,66%	5,07%	4,80%
<b>Nota:</b> Se espera que las tarifas empiecen a regir en enero 2016, obteniendo un rédito de 4.80%				

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital de CNFL para el sistema de distribución (modelo WACC) es de 4,80%; mientras que el costo del capital propio es de 5,07% y el costo de endeudamiento de un 1,82%.

Las diferencias entre el cálculo de CNFL y el de ARESEP se deben básicamente a lo siguiente: (1) la tasa libre de riesgo tal como se explicó anteriormente la frecuencia de observaciones CNFL lo está realizando de manera mensual, y no con observaciones anuales. (2) Con la prima de riesgo CNFL determinó el promedio de los últimos 12 meses, en la metodología se indica que es la serie histórica de 5 años, una observación por año.

Vale mencionar que la CNFL, en sus cálculos de redito de distribución, en el detalle de los prestamos incluyo el monto y tasa de interés del convenio de pago con en el ICE, mas no lo considero en la suma total, por lo que en las proyecciones no contemplaron estas deudas.

**e. Base tarifaria**

Según la metodología tarifaria vigente publicada en el diario oficial La Gaceta del lunes 10 de agosto del 2015, resolución RJD-139-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa.

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

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

Las tasas de depreciación fueron tomadas del oficio N° 1161-DEEF-93 del SNE, aquellos casos que no venía información en dicho oficio se tomaron los valores de la empresa.

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

Los porcentajes de los componentes interno y externo para cada activo corresponden a los datos suministrados por la empresa para el presente estudio tarifario

Dentro de los estados financieros contenían valores categorizados como no asignables, ante consultas realizadas se determinó que corresponde a la parte administrativa, por lo que se procedió a distribuirlo según los criterios dados por la CNFL. Según consta en los folios 1595 y 1596.

	MILES COLONES			
	Generación	Distribución	Alumbrado Público	Total
Activos en Operación Costo Original	¢ 241.008.996,00	174.387.287,00	15.322.621,00	430.718.904,00
<b>Peso porcentual</b>	<b>55,96%</b>	<b>40,49%</b>	<b>3,56%</b>	<b>100%</b>

Sin embargo, tal y como se indicó en el informe 2406-IE-2015 donde se analizó la petición del sistema generación, se excluyeron proyectos de generación como lo fue el Parque Eólico Valle Central, y el Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior, por lo que se variaron estos porcentajes siguiendo la misma metodología utilizada por la CNFL, disminuyendo el monto de activos en operación al costo por el monto correspondiente a estos proyectos. Siendo entonces los porcentajes utilizados los siguientes:

**MILES COLONES**

		<b>Generación</b>	<b>Distribución</b>	<b>Alumbrado Público</b>	<b>Total</b>
Activos en Operación Costo Original	¢	72.204.017,15	174.387.287,00	15.322.621,00	261.913.925,15
<b>Peso porcentual</b>		<b>27,57%</b>	<b>66,58%</b>	<b>5,85%</b>	<b>100%</b>

**i. Saldos iniciales:**

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

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

<b>Sistema</b>	<b>Cuenta</b>	<b>Costo Act Fijo</b>	<b>Dep. Acm Costo</b>	<b>Revaluación</b>	<b>Dep Acm Rev</b>	<b>V.L</b>
Distribución	Activo en Operación	174.387.287,00	46.719.697,00	214.580.857,00	122.192.068,00	220.056.379,00

**Fuente:** Elaboración propia con datos de Estados Financieros auditados CNFL.

**ii. Adiciones de activos**

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

**iii. Retiros**

CNFL, presenta información de retiros sin embargo la misma contiene discrepancias que fueron detectadas por los técnicos de inversiones de la Intendencia de Energía, y a nivel contable, por ejemplo incluían valores al costo y revaluados en cero pero en las depreciaciones montos de retiros, debido a ello, se aplicó un criterio ya utilizado el cual consiste en asignar los retiros anuales equivalentes a las tasas netas de depreciación de acuerdo a los tipos de activos, partiendo de los saldos auditados al 31 de diciembre del 2014.

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

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

- Se partió de los saldos a diciembre del 2014, según Estados Financieros Auditados. Estos saldos coinciden con lo reportado en el auxiliar de activos a diciembre 2014, del cual se tomaron las respectivas cuentas, dado que el estado financiero se encontraba de manera resumida.
- Los parámetros económicos utilizados son los indicados en la sección de parámetros de este informe, y se encuentran actualizados con respecto a los utilizados por CNFL en sus proyecciones.
- Se utilizaron las tasas de depreciación del SNE, y en los casos que no se contaba información se tomaron las de la empresa, según se detalló anteriormente.
- Se excluyeron los activos totalmente depreciados de la base tarifaria, al igual que los donados y activos con valores negativos.
- Los porcentajes de componentes interno y externo se tomaron del estudio tarifario de CNFL.
- Para los activos comunes se utilizó el porcentaje de distribución según parámetros dados por la empresa. Y ajustados según variaciones en saldos iniciales de activos en operación al costo, correspondiente a la exclusión de proyectos de generación.

Debido a todos los factores citados anteriormente, los saldos del total del activo neto en operación mostraron cambios con respecto a lo calculado por CNFL, ya que según la información suministrada en el archivo electrónico "ACTIVO FIJO NETO PROYECTADO Y POR SISTEMA" la empresa calculaba para el periodo 2014 ¢228 646 millones, para el 2015 ¢229 595 millones, en el 2016 ¢233 682 y el 2017 por ¢ 231 598 millones.

Con base a todo lo indicado y una vez aplicados las distribuciones de las cuentas de servicios no asignables (administrativos) se obtienen los siguientes saldos finales:

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

Sistema	CNFL				ARESEP			
	AFNOR* 2014	AFNOR* 2015	AFNOR* 2016	AFNOR* 2017	AFNOR* 2014	AFNOR* 2015	AFNOR* 2016	AFNOR* 2017
Distribución	228 646,00	229 595,00	233 682,00	231 598,00	228.498,81	210.434,66	213.753,11	205.579,87

**Fuente:** Elaboración propia con datos de CNFL.

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

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

Sistema	CNFL			ARESEP		
	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2014/2015	2015/2016	2016/2017
Distribución	229 120,50	231 638,50	232 640,00	219.466,73	212.093,89	209.666,49

*Fuente: Elaboración propia con datos de CNFL.*

**v. Depreciación**

En cuanto a la depreciación, se presenta un comparativo entre lo calculado por CNFL y ARESEP, del cual se comentan las causas de las variaciones presentadas:

1. Los saldos que está utilizando CNFL, como saldos iniciales son diferentes a lo reportado en el estado auditado.
2. Las adiciones contempladas para determinar el cálculo de la depreciación por CNFL en el 2015, son distintas a lo asignado por la IE.
3. El monto de los retiros es distinto a lo reportado por CNFL y los cálculos de ARESEP, según criterios utilizados en el estudio tarifario.
4. CNFL determina un promedio cta. capital entre el saldo al 31-12-2014 y el proyectado al 31-12-2015, y sobre este se calcula la depreciación, el cual es distinto a los estados auditados.
5. Compañía no aplica valor de rescate, por lo que el factor de depreciación es diferente al utilizado por ARESEP, ya que para el cálculo se utilizaron las tablas de depreciación del SNE.  
*Todo lo anterior se puede corroborar en el archivo " Proyección Distribución Definitivo (con Balance y Flujo)"*
6. Para los cálculos de ARESEP se está agregando la porción de la parte administrativa, según los criterios de asignación dados por CNFL y actualizados posterior a la exclusión de proyectos de generación.

**Cuadro # 16**  
**Comparativo Depreciación**  
**CNFL vs. ARESEP 2014-2017**  
**(Millones de colones)**

Sistema	CNFL	ARESEP	CNFL	ARESEP	CNFL	ARESEP
	2015		2016		2017	
Distribución	14.700	14.474	15.678	14.274	16.871	14.888
Variación Absoluta	225		1.404		1.983	
Variación Relativa	1,53%		8,96%		11,75%	

*Fuente: Elaboración propia con datos de CNFL.*

**f. Análisis financiero**

**i. Criterios de proyección aplicados**

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

- Para la proyección de gastos de los sistemas (generación, distribución, comercialización, administración y Alumbrado público) correspondiente al año 2016, se tomó como año base el 2014 (con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo) y la ejecución de costos del año 2015. Esto considerando que para el año 2015 CNFL indicó lo siguiente:

*“Se eliminaron una gran cantidad de Centros de Servicios para el año 2015, lo cual hace que estas dependencias ahora mantengan sus costos, y ya no se distribuyan entre todas las áreas tal como se hacía en el año 2014, para poder homologar esos saldos sería necesario distribuir nuevamente todas los centros, además los Centros de Servicios también recibían cargos de otros Centros lo cual hace aún más compleja dicha estimación.” (Fuente: archivo electrónico “Respuesta oficio 1777.doc”, punto N° 7).*

Ante esta modificación la IE analizó la justificación de las partidas relevantes en el periodo 2015 con la finalidad de asegurar que ésta corresponde a la eliminación y/o reclasificación de los diferentes centros de servicio. En el caso de omitir la justificación se analizó y depuró el gasto, tomando como referencia el comportamiento histórico.

Cabe mencionar, que la empresa realizó las proyecciones del año 2015, basados en la proporción de los costos ejecutados en los meses de enero a mayo de ese periodo (exceptuando los comprobantes de diario de planilla y con saldos negativos), aplicados a su meta financiera para ese periodo. No obstante, al no tener el fundamento para obtener la meta señalada en las proyecciones se consideró lo descrito en el párrafo anterior.

- Se realizó un análisis histórico de las partidas para cada uno de los periodos 2013 - 2014 y se observó su variación respecto al indicador económico correspondiente (inflación, decretos salariales, etc.) de los periodos indicados. Para aquellas cuentas cuya justificación de crecimiento de ese año tiene argumento débil o nulo se consideró un crecimiento igual a la inflación con el fin de depurar el año base.
- Para la proyección de los gastos generales se utilizaron los porcentajes de inflación promedio de 1,02% y 2,61% para los periodos 2015 y 2016, respectivamente.
- Los tipos de cambio utilizados son de ¢540,76 y ¢540,52 por US\$ para los periodos 2015 y 2016, respectivamente.
- Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:

- ✓ El análisis horizontal sobre las partidas objeto de gasto y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).
  - ✓ El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.
- Para el análisis de las partidas objeto de gasto (ejemplo el CD-13 y CD-09), se analizó las justificaciones que presentó CNFL, 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.
- Se excluyó de la proyección, las erogaciones que no se justificaron como recurrentes o que la empresa indicó que eran no recurrentes.
- Se analizaron las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:
  - ✓ Se cotejó las erogaciones de los periodos 2015 y 2016 con los datos reportados a la Caja Costarricense del Seguro Social (C.C.S.S.). Posteriormente se analizó el efecto de la distribución de los centros de servicio de la planilla asignados a cada una de las actividades, esto incidió en el crecimiento del gasto registrado en el CD-09, CD-0903 y CD-0904, y una disminución de los centros de servicio que se cargan a planilla incluidos en los comprobantes de diario CD-1001 “Distribución de costos de la sección transporte y taller”, CD-11 “Distribución de costos del taller mecánico Anonos (Sección mantenimiento mecánico)”, CD-1511 “Distribución de centros de servicios del departamento de sistemas de potencia” y CD-17 “Distribución de costos sección de publicaciones”.
  - ✓ El comprobante de diario CD-09 contiene la planilla del presupuesto “operación”, al respecto el petente señaló:
 

“(…) se aclara que en la columna de operación incluye una proporción de centros de servicio, éstos por desglosarse por empleado y por las actividades que se registran en cada centro, con respecto a las proyecciones se utilizó el dato operativo (cuentas “52”), el incremento se debe a que al eliminarse varios centros de servicio, provoca que este gasto incremente la parte operativa de la planilla relacionado a las proyecciones, de ahí el incremento para el período 2015 y demás años.” Fuente: archivo “respuesta ARESEP.doc” enviado mediante correo electrónico del día 21 de octubre del 2015.
  - ✓ Conforme al análisis realizado se observa una disminución en la cantidad de funcionarios que laboran para la empresa, así por ejemplo en diciembre del 2014 los empleados ascienden a un total de 2 320, en tanto a junio de 2015 estos totalizan 2 172.
  - ✓ Esta Intendencia proyectó las cifras de salarios de los ejercicios 2015 y 2016, a partir de las erogaciones incurridas por ese concepto para el periodo 2014 y el primer semestre del 2015, considerando como aumento los decretos del poder ejecutivo que corresponden a un 0,08% para el segundo semestre del 2015, y la inflación para el año 2016, correspondiente a un 4,00%.
  - ✓ Se contemplaron los siguientes porcentajes 21,8%, por los conceptos de “Contribuciones patronales.”, “B.P.D.C.”, “I.N.A.”, “I.M.A.S.” y “asignaciones familiares”, en el comprobante de diario CD-0903 “Registro de cargas sociales patronales (...)”, además se consideró los porcentajes de 3% y 1,5% por concepto de “fondo de capitalización laboral” y “régimen

*obligatorio de pensiones complementarias”, registrados en el comprobante de diario CD-0904 “Registro de provisiones legales por concepto de prestaciones, fondos de capitalización laboral (...)”, en el mismo orden citado.*

- ✓ *Los gastos relacionados con la convención colectiva estaban registrados en los comprobantes de diario CD-05 “Registro de cuentas por cobrar, recibos depósitos de garantía, liquidaciones de estudio, gastos de V”, CD-1515 “Distribución de costos de centros de servicio del fondo de ahorro y préstamo”, CD-13 “Pago a proveedores”, CD-0901 “Registro de viáticos y alquiler motocicletas”, entre otros (ver detalle en el apartado “Sobre los componentes y beneficios de la Convención Colectiva de Trabajadores de la CNFL”). Más adelante se detalla el análisis efectuado a estos gastos.*
  - ✓ *A partir del segundo semestre del año 2015 no se incorporan plazas nuevas.*
- 
- *Para la asignación de los gastos administrativos y generales entre los servicios (distribución, generación y alumbrado público) se tomaron los datos del presente estudio, con base en la proporción de los costos asociados a cada una de las unidades estratégicas de negocio, siendo los porcentajes para aplicación los siguientes: 28%, 69%, y 3% para las actividades de generación, distribución y alumbrado público, respectivamente.*
  - *El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de energía eléctrica y alumbrado público, con base en los siguientes porcentajes 97,35% y 2,65%, respectivamente. Asimismo el canon del sector energía se distribuyó entre los sistemas de generación y distribución aplicando los porcentajes de 4,53% y 92,83% respectivamente, esto conforme la relación de los ingresos del sistema de generación respecto al total de ingresos del sistema de distribución.*
  - *Para todos los grupos de gastos (generación, comercialización, administración, distribución y alumbrado público) se excluyó de la proyección los comprobantes de diario CD-01 “Registro de absorción de costos de licencias y software”, CD-102 “Registro de absorción de pólizas y derechos de circulación” y CD-19 “Retiro de inmueble, maquinaria y equipo hecho en el mes”, debido a que éstos se analizan y proyectan por separado en el estado de resultados tarifario.*

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

### **➤ Ingresos por venta de energía**

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

### **➤ Compras de energía y energía y potencia del sistema de generación**

*De conformidad con el informe 2046-IE-2015, donde se analizó la petición tarifaria del sistema de generación, mediante el cual se indica que en el cálculo de las tarifas de dicho sistema no se incluyeron los costos ni gastos asociados a las plantas PH Balsa ni PE Valle Central, pero como existe una realidad de satisfacción de la demanda, la compra de energía a dichas plantas se valorará al precio de compra al ICE utilizando la única alternativa de precios que la fecha tendría la CNFL.*

➤ **Ingresos extraordinarios (Ajuste CVC)**

Se tomaron los datos recomendados en el estudio de mercado del presente informe, específicamente el monto a favor del usuario por concepto de Costo Variable de Combustible (CVC) que asciende al monto de €613,80 millones.

➤ **Otros Ingresos**

La empresa clasificó los otros ingresos en: i) "otros ingresos por venta de energía", ii) "otros ingresos de operación" (folios 358,359) y iii) "ingresos fuera de operación" (folios 363,364). Al realizar el análisis de las partidas se identificó lo siguiente:

- a. La CNFL proyecta los otros ingresos por ventas según la metodología aprobada por la ARESEP. Los otros ingresos de operación los proyectan inicialmente con relación al año base, separando los ingresos identificados como no tarifarios o no recurrentes y aplicando un crecimiento por inflación para los años siguientes.

Posteriormente, el petente remite el cálculo de los "otros ingresos" según la metodología aprobada por ARESEP, sin embargo, no modificó el estado de resultados tarifario, ya que su proyección utiliza la inflación del periodo, lo que resulta en un monto mayor al estimado con la metodología vigente.

- b. La CNFL excluyó de los cálculos de los "ingresos de operación" el monto de € 9 423,37 millones; que incorpora el rubro de "Otros ingresos" por la suma de € 3 293,26 millones, conformado por los siguientes montos € 302,8 y € 2 990,44 millones por concepto de "otros ingresos varios" (folio 1579) y "Alquiler de transformadores y postes" respectivamente, éste último la empresa lo incluyó en la partida de "otros ingresos por ventas de energía" (folios 1572 a 1574).

La I.E. consideró el monto por concepto de "Alquiler de transformadores y postes" en el rubro "ingresos de operación", no así en "otros ingresos por ventas de energía", debido a que no es la actividad principal de la empresa.

- c. Se incorporó el monto de € 302,8 millones clasificados como "ingresos varios" debido a que no se justificó adecuadamente su naturaleza y motivo de su exclusión.

- d. Adicionalmente, se analizó el rubro denominado "otros ingresos fuera de operación" (folios 1588-1590) y se identificó que éstos se deben incluir en la tarifa debido a su naturaleza, tal como se indica seguidamente: i) "ingresos por Servicios del sistema de distribución", ii) "cobro por daños a medidores" y iii) "ingresos por gastos administrativos UADP y OTS".

El petente indicó que estos rubros están relacionados con los servicios regulados, cabe mencionar que no se identificó de forma separada los costos asociados a estos servicios, razón por la cual se deben mantener en el cálculo.

Se incluyó en la tarifa del sistema de distribución los montos de €14 996,15 y €13 897,24 millones para los periodos 2015 y 2016, respectivamente.

➤ **Gastos de Administración:**

- ✓ Se excluyó los costos de los comprobantes de diario que se citan a continuación:

- a. CD-103 "REGISTRO DE ESTIMACIONES, PROVISIONES Y ACUMULACIONES PARA FALTANTES DE CAJEROS", debido a que no demostró el gasto real efectuado se excluyó de la proyección.

- b. CD-26 "Registro De Transacc. Hechas Por T.E.F., Notas Débito y Crédito Por Conceptos Varios" pese a que el sistema administrativo no refiere a éste comprobante de diario, en el sistema de generación se indicó que éste refiere a trámites bancarios y la transferencia de algunos repuestos, sin especificar si corresponde a diferencial cambiario

*o intereses financieros, en cuyo caso no se incorporan en la estructura de costos tarifaria de ningún sistema, conforme a la metodología vigente.*

✓ *Para los comprobantes de diario que se citan seguidamente, el petente no justificó el crecimiento del año 2015, por lo tanto se consideró el dato del periodo 2014 aunado a la inflación del periodo:*

- a. CD-101 "Registro de consumo telefónico mensual de acuerdo con la factura del ICE",*
- b. CD-1211 "Registro de entradas y salidas bodega papelería",*
- c. CD-1213 "Registro de entradas y salidas bodega misceláneos", y*
- d. CD-13 "Registro de pago a proveedores".*

✓ *El total de gastos administrativos incluidos en los periodos 2015 y 2016 corresponde a las sumas de ¢ 17 234,13 y ¢ 17 808,26 millones, respectivamente y los montos asignados al sistema de distribución ascienden a ¢11 811,08 y ¢12 204,55 millones, en el mismo orden citado.*

➤ **Gastos del sistema de distribución:**

✓ *Se excluyó los costos de los comprobantes de diario que se citan a continuación:*

- a. CD-103 "REGISTRO DE ESTIMACIONES, PROVISIONES Y ACUMULACIONES PARA FALTANTES DE CAJEROS", debido a que las estimaciones o provisiones no corresponden al gasto ejecutado en el periodo, se excluyó de la proyección.*

*En relación a este comprobante de diario se determinó movimientos en cifras negativas sin justificación alguna; además éste incorpora el rubro denominado "Daños a Instalaciones eléctricas" cuyos movimientos refieren a "gastos estimación daños instalaciones eléctricas", cuyo saldo al año 2014 es de ¢273,91 millones. El petente remitió detalle de la cuenta madre 18152530 "Daños a instalaciones eléctricas", "incobrables" y "particulares" por los montos de ¢918,81 y -¢918,81 millones, respectivamente, éste último contempla los CD-12 (SUB-M-PROY-MAP). La conciliación de esa cuenta muestra movimientos con montos y comprobantes de diario distintos por ejemplo el CD-4, CD-8, CD9, entre otros. No se muestra el gasto real incurrido por ese concepto que afecta la estimación efectuada por la empresa, ni las gestiones de cobro para determinar la incobrabilidad de esas erogaciones. Asimismo, no existe proporcionalidad entre la estimación del gasto y el registro de "Ingresos por gastos administrativos UADP y OTS" que incorpora los ingresos por "órdenes de trabajo" y "Daños a instalaciones eléctricas" ascienden al monto de ¢37,53 millones, ni se demuestra su relación.*

- b. CD-26 "Registro De Transacc. Hechas Por T.E.F., Notas Débito y Crédito Por Conceptos Varios" referente a transacciones que se realizan en dólares tramitadas por el Departamento Financiero, que aumenta de ¢11,29 en el 2014 a ¢24,27 en el 2015 no se incorporó debido a que la empresas no justifica que los gastos señalados sean recurrentes (corresponden al servicio de mantenimiento y soporte para el sistema de información que conforma el Sistema de Administración y Automatización de la Distribución del Centro de Control de Energía de CNFL, y a cursos de capacitación para dos funcionarios), por lo tanto no se proyectan estos montos. Es importante, que el nombre de la partida tenga relación con los registros que ésta incorpora, ya que las erogaciones descritas no se asocian al comprobante de diario según su descripción.*

De acuerdo con los resultados anteriores, los gastos de distribución son ¢10 306,57 y ¢10 448,62 millones para los años 2015 y 2016, en el mismo orden citado.

➤ **Gastos del sistema de comercialización:**

✓ Se excluyó los costos de los comprobantes de diario que se citan a continuación:

a. CD-103 "Registro de estimaciones, provisiones y acumulaciones para faltantes de cajeros", debido a que no demostró el gasto real efectuado se excluyó de la proyección.

✓ Las comisiones pagadas a las agencias recaudadoras por el cobro de la facturación eléctrica se registran a partir del año 2015 en el comprobante de diario CD-08 "Ingresos de efectivo Recibidos durante el mes, por diferentes Conceptos". Para los periodos 2015 y 2016, se incorporó los montos de ¢978,08 y ¢1 003,61 millones.

✓ Se excluyó en el año 2014 los gastos de naturaleza no recurrente identificados en el comprobante de diario CD-13 "Pago a proveedores", éstos ascienden al monto de ¢18,3 millones (Archivo electrónico "Anexo 3 Matriz 2 Justificar partidas de objeto de gasto.xlsx"). Aunado a la inflación de los periodos 2015 y 2016, se refleja las sumas de ¢972 y ¢997 millones, en el mismo orden citado, esto por cuanto el petente no suministró detalle, ni justificación de las erogaciones de esos periodos. El monto que no se consideró en el periodo 2015 contempla el gasto por concepto de "publicidad y propaganda", el cual asciende a la suma de ¢349,95 millones, un ejemplo de éste tipo de erogaciones es la campaña "eficiencia con un costos de ¢169,42 millones y la campaña "CNFL-Navidad" por el monto de ¢42,03 millones (fuente: archivo electrónico "Anexo Nº 2 plan de medios.pdf"), lo cual a todas luces no está relacionado con la prestación de los servicios públicos, por lo que en estricta aplicación del artículo 32 de la Ley 7593 se excluyó del cálculo.

✓ Para el comprobante de diario CD-1211-P "Registro de entradas y salidas bodega Papelería", el petente no justificó el crecimiento del año 2015 por lo tanto se consideró el dato del periodo 2014 más la inflación del periodo.

Para los años 2015 y 2016 los gastos de comercialización ascienden a los montos de ¢12 556,30 y ¢12 975,86 millones, respectivamente.

➤ **Servicio de regulación:**

El canon asignado al sistema de distribución corresponde a las sumas de ¢448,17 y ¢428,79 millones, para los años 2015 y 2016, respectivamente, estimado al aplicar un 92,83%, sobre el canon del sector energía para los periodos 2015 y 2016, publicados en La Gaceta del 20 de octubre del 2014 (Alcance 57) y La Gaceta del 23 de octubre del 2015, respectivamente. El porcentaje fue fijado según la relación de los ingresos del sistema de distribución. Adicionalmente, se deduce los montos de ¢11,58 y ¢78,57 millones por concepto de calidad atribuibles al sistema de distribución.

➤ **Depreciación de activos:**

El monto incluido en las tarifas del sistema de distribución por concepto de "depreciación de activos" corresponde a ¢14 474,24 y ¢14 273,85 millones, para los años 2015 y 2016, respectivamente, estimado con

base en el cálculo de la base tarifaria y la revaluación de activos, según los criterios que se detallan en la sección de base tarifaria.

➤ **Absorción de partidas amortizables:**

En relación a las partidas amortizables, la IE mediante correo electrónico del día 05 de noviembre del 2015 solicitó al petente un detalle de la composición de la cuenta por cada periodo (inclusive 2015 y 2016), conforme al formato presentado en el año 2013 y 2014, ésta información era necesaria para validar los datos a incorporar en las tarifas.

Debido a la naturaleza de la partida, no es factible validar los activos intangibles de cada periodo, por ende su amortización, ante la omisión de lo requerido, la IE excluyó la proyección del gasto en todos los sistemas.

➤ **Absorción de pólizas (seguros):**

Respecto a las pólizas (seguros), la IE mediante correo electrónico del día 05 de noviembre del 2015 solicitó al petente un detalle de la composición de la cuenta por cada periodo (inclusive 2015 y 2016), conforme al formato presentado en el año 2013 y 2014, ésta información era necesaria para validar los datos a incorporar en las tarifas.

El gasto registrado en el sistema de administración se mantiene en el comprobante de diario CD-102 "Registro de absorción de pólizas y derechos de circulación" para su asignación, en tanto el costo incluido en los sistemas de generación y distribución se muestran por separado en el estado financiero tarifario. Ante la omisión de lo requerido se consideró el costo incurrido en el periodo 2014 más la inflación de los periodos 2015 y 2016. El monto a incorporar en el sistema de distribución asciende a la suma de ¢142,34 y ¢143,37 millones para los años 2015 y 2016.

➤ **Pérdida por retiro de activos:**

El petente no suministró información suficiente para estimar el costo originado por la pérdida al retirar un activo de la base tarifaria; no justificó, ni vinculó el gasto por este concepto con los retiros de activos que afectan la base tarifaria de los periodos sujetos a estudio.

La IE estimó lo concerniente al retiro de activos (aplicando un porcentaje igual a la depreciación) según la metodología señalada en el apartado de "base tarifaria"; sin embargo, el cálculo atañe a un retiro de activos teórico que no afecta el registro de activos de la empresa, es criterio de esta Intendencia no incorporar el gasto que se deriva de su retiro, hasta que la empresa demuestre que procedió a retirar los activos en el sistema contable – financiero y sus respectivos auxiliares.

➤ **Sobre los componentes y beneficios de la Convención Colectiva de Trabajadores de la CNFL:**

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

*La Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de los servicios regulados, de conformidad con las metodologías que ella misma determine, asimismo de conformidad con lo establecido en el artículo 4 inciso c) en relación con el artículo 3 inciso b), así como los artículos 6 incisos a) y d), 31 y 32 incisos b) y c), todos pertenecientes a la Ley 7593, facultan a la Aresep a excluir de los estudios tarifarios gastos que sean incompatibles con el principio de servicio al costo, que no se encuentren justificados, que sean excesivos o que no tengan relación directa con la prestación del servicio.*

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

*[...]*

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

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

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

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

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

*b) Exclusión de gastos derivados de una Convención Colectiva de Trabajo*

*La procedencia de excluir de un ajuste tarifario de servicios públicos regulados, los gastos derivados de una convención colectiva, ha sido ampliamente analizada en las resoluciones No. 2510-2012 del Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda así como la sentencia No.94-2013-I, del Tribunal Contencioso Administrativo. Sección Primera. Anexo A, del II Circuito Judicial, y de las cuales se concluye lo siguiente:*

- i. La naturaleza jurídica de las convenciones colectivas le otorga fuerza de ley solo entre el patrono o Administración Pública y el sindicato de trabajadores o los trabajadores directamente. i. La naturaleza jurídica de las convenciones colectivas le otorga fuerza de ley solo entre el patrono o Administración Pública y el sindicato de trabajadores o los trabajadores directamente. No tiene aplicación fuera de las partes contratantes. Así reconocido por las sentencias judiciales 2510-2012 y 94-2013-I citadas.*
- ii. La convención colectiva no es una ley formal, aprobada por la Asamblea Legislativa, por ello no puede prevalecer sobre una Ley formal y de orden público. En ese sentido la Ley 7593 prevalece sobre una convención colectiva, esto significa que Aresep tiene la potestad de no aplicar los gastos derivados de una convención colectiva. Así reconocido por las sentencias judiciales 2510-2012 y 94-2013-I citadas.*
- iii. La Aresep no es parte de esta convención colectiva y tiene la obligación de aplicar su Ley sobre normas de inferior rango. Una convención colectiva no puede dispensar o excepcionar leyes, reglamentos o directrices gubernamentales vigentes, ni modificar o derogar leyes que otorgan o regulan competencias a los entes públicos. Así reconocido por las sentencias judiciales 2510-2012 y 94-2013-I citadas.*
- iv. Una convención colectiva no puede contravenir los objetivos institucionales del prestador del servicio público. Así reconocido por las sentencias judiciales 2510-2012 y 94-2013-I citadas.*
- v. Los intereses públicos prevalecen sobre intereses particulares. En ese sentido, es claro que las convenciones colectivas tienen un origen constitucional en el artículo 62 de nuestra Carta Magna. Sin embargo, las potestades de la Aresep, dadas por su Ley, tienen también origen constitucional en el artículo 46 de la Constitución Política al regular el derecho de los consumidores o usuarios de servicios públicos o privados, a la protección de su salud, ambiente, seguridad e intereses económicos, así como disfrutar de servicios adecuados, equitativos y competitivos. Esto significa que los derechos constitucionales de los usuarios y*

consumidores prevalecen sobre los derechos de los trabajadores amparados a una convención colectiva. Así reconocido por las sentencias judiciales 2510-2012 y 94-2013-I citadas.

- vi. La Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus competencias, en ningún momento deroga las disposiciones contenidas en esta convención colectiva, pues carece de competencia para tales efectos. El análisis de dichos rubros para efectos tarifarios, constituye no solo una obligación de esta institución sino que además forma parte del ejercicio regular otorgado por la Ley.
- vii. La exclusión de algunos gastos derivados de la convención colectiva obedece a que se trata de erogaciones ajenas a la prestación del servicio público, al cual debe fijársele la tarifa en concordancia con el principio del servicio al costo, entre otros.

En relación a la convención colectiva de los trabajadores de la CNFL, se analizó la información presentada por el petente para el año 2014, recibida mediante correo electrónico del día 03 de noviembre del 2015 y el oficio N°2001-0846-2015 del 09 de noviembre del 2015, (no se consideró los datos a mayo 2015 debido a que no se mostró la erogación de algunos beneficios).

A partir del gasto del año 2014, se incorporó un incremento igual a la inflación para los periodos 2015 y 2016, con el fin de determinar el costo de los componentes y beneficios de la convención colectiva que no guardan relación con la prestación del servicio público que brinda la CNFL, según se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 17**  
**Beneficios de convenciones colectivas**  
**que se excluyen del cálculo de las tarifas**  
**Periodos 2014-2016**  
**(Datos en millones de colones)**

<b>Registro</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
CD-0901	134,69	136,07	139,62
CD-13	39,59	39,99	41,03
CD-5	3.431,98	3.467,11	3.557,60
CD-1501	85,68	86,55	88,81
CD-3	-	-	-
CD-5 y CD-3	344,23	347,75	356,82
<b>Total</b>	<b>4.036,16</b>	<b>4.077,47</b>	<b>4.183,90</b>

Fuente: Elaboración propia.

Para el año 2014, CNFL indicó que el costo de sus convenciones colectivas asciende a ¢4 260,85 millones, de los cuales ¢4 036,16 millones no se incorporan en la tarifa.

El cuadro 17 muestra el resumen de las convenciones colectivas que se excluyen del cálculo tarifario para cada uno de los periodos, cuyo detalle se presenta seguidamente:

**Cuadro N° 18**  
**Detalle de beneficios de convenciones colectivas**  
**que se excluyen del cálculo de las tarifas**  
**Periodos 2014-2016**  
**(Datos en millones de colones)**

<b>Norma Convencional (CCT)</b>	<b>Justificación</b>	<b>CD</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Fondo de Ahorro y Préstamo. Artículo 75 y 76 CCT	De acuerdo con el artículo 1 del Reglamento del Fondo de Ahorro y Préstamo de los Trabajadores de la CNFL, aprobado en Sesión 581 y que rige a partir del 1 de junio de 2002, las actividades de dicho Fondo tienen como propósito facilitar la obtención de vivienda digna y mejorar las condiciones económicas de los trabajadores de esa Compañía. Así las cosas, al obedecer este fondo a un interés meramente patrimonial, conformado por la colaboración conjunta entre el patrono y el funcionario, se considera que este rubro no guarda relación con la prestación del servicio público.	CD-5	3.159,32	€3.191,65	€3.274,96

<p>Ayuda sepelios en caso de fallecimiento de un trabajador, esposa e hijos y por madre, padre. Artículo 93 CCT</p>	<p>La CNFL en caso de fallecimiento de un trabajador, esposa o compañera e hijos dependientes cubrirá por concepto de sepelio y funerales hasta la suma de ¢ 27 800,00 y hasta ¢22 300,00 por madre o padre, de conformidad con los procedimientos administrativos correspondientes y mediante la presentación de los comprobantes respectivos. Se considera que este gasto responde a una colaboración económica del patrono al trabajador que resulta ajena e innecesaria para la prestación del servicio.</p>	<p>CD-0901</p>	<p>¢2,18</p>	<p>¢2,20</p>	<p>¢2,25</p>
<p>Ayuda en matrimonio. Artículo 94 CCT</p>	<p>En caso de matrimonio del trabajador, la CNFL por concepto de regalo, dará la suma de ¢13 900,00. Para el disfrute del presente artículo, el trabajador hará envío de una nota, indicando la fecha y el lugar de matrimonio, al Departamento de Recursos Humanos. Se considera que este gasto responde a una colaboración económica del patrono hacia el trabajador que resulta ajena e innecesaria para la prestación del servicio.</p>	<p>CD-0901</p>	<p>¢0,75</p>	<p>¢0,76</p>	<p>¢0,78</p>
<p>Centro de recreación Sindical. Artículo 98 CCT</p>	<p>La CNFL, traslada al Sindicato la suma de ¢152 100, 00 mensuales para ser aplicados en el centro de recreación sindical, según lo considera el artículo 98 de la CCT. Se excluye este pago pues son actividades totalmente ajenas e innecesarias a la prestación del servicio público prestado por la CNFL.</p>	<p>CD-13</p>	<p>¢3,50</p>	<p>¢3,53</p>	<p>¢3,62</p>

<p>Nacimiento hijo de trabajador. Artículo 103 CCT</p>	<p>La CNFL girará la suma de ¢5 600,00 por nacimiento de hijo del trabajador, previa presentación del certificado de nacimiento. Se considera que este gasto responde a una colaboración económica del patrono hacia el trabajador que resulta ajena e innecesaria para la prestación del servicio.</p>	<p>CD-0901</p>	<p>¢0,51</p>	<p>¢0,51</p>	<p>¢0,52</p>
<p>Exámenes de vista y lentes, personal de Lectura y Distribución (dependencia le lectura, medidores, torneros y soldadores) Artículo 106 CCT</p>	<p>El pago de exámenes de vista y lentes para el personal de lectura y distribución, según lo establece el artículo 106 de la CCT. Se considera que este costo corresponde a una erogación innecesaria para la prestación del servicio público que brinda la CNFL.</p>	<p>CD-0901</p>	<p>¢0,57</p>	<p>¢0,58</p>	<p>¢0,59</p>
<p>Día del empleado CNFL. Artículo 109 CCT</p>	<p>Cada año en el mes de agosto, la Compañía celebrará la semana del empleado de "Fuerza y Luz" y hará un reconocimiento mediante la entrega de un bien de utilidad personal a los trabajadores que cumplan lustros de labor para la empresa, según el artículo 109 CCT, responde a actividades que son ajenas e innecesarias para la prestación del servicio público</p>	<p>CD-13</p>	<p>¢35,51</p>	<p>¢35,87</p>	<p>¢36,81</p>
<p>Servicio de Soda. Artículo 110 CCT</p>	<p>La Compañía dotará de soda al plantel de la Uruca. También dará estos servicios en aquellos Centros de Trabajo que por el número de sus trabajadores así lo justifique y de acuerdo a las condiciones presupuestarias y financieras de la empresa, según el artículo 110 CCT. Se recomienda excluir este pago siendo que el mismo responde a una colaboración del patrono hacia sus trabajadores, por lo que resulta un gasto ajeno e innecesario para la prestación del servicio publico</p>	<p>CD-1501</p>	<p>¢85,68</p>	<p>¢86,55</p>	<p>¢88,81</p>

<p><i>Gasto por concepto de Licencias de Conducir y Renovaciones. Artículo 55 CCT</i></p>	<p><i>La Compañía pagará la primera licencia de manejo de vehículos a aquellos que siendo empleados de la misma sean contratados como choferes por ésta, asimismo, el valor de las renovaciones a los trabajadores que manejen vehículo de propiedad de la Compañía y/o alquilados. Se considera este gasto, como innecesario para la prestación del servicio público.</i></p>	<p>CD-13</p>	<p>¢0,58</p>	<p>¢0,58</p>	<p>¢0,60</p>
<p><i>Gasto por concepto de Alquiler de vehículos. Artículo 56 CCT</i></p>	<p><i>La Compañía podrá alquilar, para su servicio tal y como lo ha venido realizando, vehículos motorizados a los empleados que los tengan en propiedad. El precio del alquiler será actualizado anualmente por ambas partes, o cuando los costos de operación lo ameriten. Art 56 CCT. Se considera que este gasto no se ajusta a la resolución R-DC-0127-2015 emitida por la Contraloría General de la República sobre las tarifas de kilometraje, según lo dispuesto por en el artículo 131 inciso l) del Reglamento de la Ley de Contratación Administrativa y el ordenamiento jurídico vigente, y además no se detalla el uso que se le dará a dichos vehículos y su relación con el servicio público, por ello se excluye del cálculo.</i></p>	<p>CD-0901</p>	<p>¢130,69</p>	<p>¢132,02</p>	<p>¢135,47</p>

Gasto por concepto de Préstamo por vacaciones. Artículo 95 CCT	Para efectos del disfrute de vacaciones, la Compañía le prestará al trabajador que lo solicite, hasta lo correspondiente a un 50% del sueldo mensual ordinario, el cual se cancelará mediante deducciones en el salario, en un plazo máximo de doce meses, y deducirá un cargo por una única vez en cada caso, de un uno por ciento, por concepto de gastos administrativos e incobrables. Para otorgarle un nuevo préstamo deberá cancelar el anterior. El manejo de los fondos y trámites administrativos, estará a cargo del Fondo de Ahorro y Préstamo, según el artículo 95 CCT. Se excluye este rubro por cuanto responde a un beneficio a los trabajadores que resulta una carga ajena e innecesaria para la prestación del servicio público.	CD-3 y CD-5	¢340,38	¢343,86	¢352,84
Comprobante de diario CD-5 segregarlo para identificar lo correspondiente al Fondo de ahorro y garantías	El Fondo de ahorro y garantías que se debe segregarse para identificar lo correspondiente (incluye total de aporte 9% al FAP. Al estar relacionado con los artículos 75 y 76 CCT, ya analizado, se excluye por las mismas razones.	CD-5	¢272,66	¢275,45	¢282,64
Monto y servicio que registran las partidas de convenciones colectivas cargadas al CD-09 y CD-0901 (corte mayo 2015)	La ayuda en sepelio en caso de fallecimiento trabajador, esposa e hijos, ayuda en matrimonio, nacimiento hijo de trabajador, exámenes de vista y lentes personales de lectura y Distribución. Se excluye este rubro por cuanto responde a un beneficio a los trabajadores que resulta una carga ajena e innecesaria para la prestación del servicio público ya indicado en cada uno de los rubros.	CD-3 y CD-5	¢3,85	¢3,89	¢3,99
	<b>Totales</b>		<b>¢4 036,16</b>	<b>¢4 077,47</b>	<b>¢4 183,89</b>

Fuente: Elaboración propia.

Cabe mencionar, que en el año 2015 no se proyectó los comprobantes de diario CD-901 "Registro de viáticos y alquiler motocicletas", CD-1501 "Distribución gastos de las sodas entre las diferentes dependencias", y CD-3 "Registros cuentas cobrar particulares, capitalización estudios ingeniería", debido a la reestructuración de costos que efectuó la empresa, eliminando diversos centros de servicio. En el caso del CD-5 "Registro de

*cuentas por cobrar, recibos depósitos de garantía, liquidaciones de estudio, gastos de v” en el año 2015 se incorporó la suma de ¢9,01 millones que incluye la liquidación anual del salario escolar y el ajuste de liquidaciones a funcionarios.*

*Es importante que la empresa mantenga una relación de los gastos según su naturaleza y la cuenta o comprobante de diario utilizado para su registro, por ejemplo la ayuda a matrimonios se registró en el CD-0901 que según el nombre de la partida corresponde a viáticos y al alquiler de motocicletas, por lo tanto no se evidencia una relación del gasto de la convención colectiva con la nomenclatura del comprobante de diario.*

*Las convenciones colectivas que se excluyen y forman parte del CD-13 “Registro de pago a Proveedores”, se eliminaron a través del ajuste realizado por la IE en el año 2015.*

*Al examinar los comprobantes de diario CD-903 “Registro de cargas sociales patronales por riesgos del trabajo, aportes fondo de ahorro y préstamo” y CD-904 “Registro de provisiones legales por concepto de prestaciones, fondos capitalización laboral y pensión” que registra las cargas sociales de la planilla, se evidenció un registro mayor en el CD-903, correspondiente al aporte del fondo de ahorro y garantía, éste asciende al monto de ¢4 567,52 millones, tal como se muestra en el siguiente cuadro:*

**Cuadro N° 19**  
**Análisis del comprobante de diario CD-903**  
**“Registro de cargas sociales patronales por riesgos del trabajo,**  
**aportes fondo de ahorro y préstamo”**  
**(Datos en millones de colones)**  
**Periodo 2015**

<b>Periodo 2015</b>		
<b>Salarios registrados por CNFL, CD-9</b>		<u>33.121,97</u>
<b>Cargas sociales (estimación 26,3%)</b>		8.711,08
CD-903	7.220,59	
CD-904	1.490,49	
<b>Registros CNFL</b>		23.993,55
Registro en CD-903	11.788,11	
Registro en CD-904	12.205,44	
<b>Diferencia (exclusión)</b>		<u>15.282,47</u>
CD-903	<u>4.567,52</u>	
CD-904	<u>10.714,95</u>	

**Fuente:** Elaboración propia.

La IE excluyó la suma de ¢4 077,47 y ¢4 183,90 millones para los años 2015 y 2016, respectivamente por concepto de convenciones colectivas, estos montos se encuentran dentro de los ajustes realizados en la estructura de costos de cada uno de los sistemas (generación, distribución y alumbrado público).

**iii. Capital de trabajo:**

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

El período medio de cobro se obtiene de las cuentas por cobrar de energía eléctrica, según saldo promedio mostrado en los Estados Financieros Auditados de los años 2012, 2013 y 2014. El total de estas cuentas por cobrar se divide entre las ventas de energía, según los Estados Financieros Auditados y se multiplica por 360 días, para la obtención de un período medio de cobro de 1,42 días.

**iv. 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 en el total de costos del 4%

para el año 2016, en relación a los costos solicitados por CNFL en ese periodo. En relación a los gastos generales la disminución es del 29% (sin considerar las compras), para ese mismo periodo.

La diferencia radica principalmente en las variaciones de:

- i) Las compras, ya que el cargo de “energía y potencia al sistema de generación” es menor al que indicó el petente en un 50% (la principal variable que incidió en este rebajo es la exclusión de los Proyectos “Hidroeléctrico Balsa Inferior” y “Eólico Valle Central”, el detalle se encuentra en el informe técnico, según oficio N° 2046-IE-2015) , la compra de energía a dichas plantas se valorará al precio de compra al ICE utilizando la única alternativa de precios que la fecha tendría la CNFL. Adicionalmente, se incorporó el rezago en las compras al ICE que comprende los meses de marzo a diciembre 2015.  
En general, las compras estimadas por la IE superan en un 6% la propuesta de CNFL.
- ii) El gasto de “administración” que disminuye en un 31% producto de la asignación de los gastos administrativos, la aplicación de los criterios generales de proyección y la depuración de las partidas.
- iii) El gasto de “comercialización”, que disminuye en un 27% debido a la aplicación de los criterios generales de proyección y la depuración de las partidas, principalmente el comprobante de diario CD-13 “Registro de pago de proveedores” del cual se excluyó las erogaciones por concepto de publicidad y propaganda.
- iv) El gasto de “distribución”, que disminuye en un 26% debido a la aplicación de los criterios generales de proyección y la depuración de las partidas.
- v) El gasto por concepto de “pérdida por retiros de activos”, ya que éste se excluyó.

Cabe mencionar que la fijación ordinaria de tarifas de la resolución 786-RCR-2012, incluyó los costos de los sistemas de generación y distribución por el monto de ¢252 484 millones.

Mediante los expedientes ET-084-2015 y ET-083-2015 CNFL solicita incorporar en tarifas los costos de generación y distribución, por las sumas de ¢30 340 y ¢322 428 respectivamente, para un total de ¢352 768 millones. La IE incorpora en el cálculo de las tarifas los montos de ¢17 681 y ¢309 506 para estos sistemas, en el mismo orden citados, para un total de ¢327 187 millones.

Al analizar estos datos se visualiza el incremento en el total de costos y gastos equivalentes a un 19% y 40%, de la IE (sin el rezago) y CNFL, respectivamente, en relación a los costos incluidos en la fijación tarifaria para el año 2013, según la resolución 786-RCR-2012 del expediente. De estos porcentajes un 4% y 17% corresponden a los costos propios, en el mismo orden citado.

Los costos que refieren este apartado se muestran en el cuadro a continuación:

**Cuadro # 20**  
**CNFL –Sistema de Distribución**  
**Resumen de Costos y Gastos de Operación 2016**  
**(en millones de colones)**

DESCRIPCIÓN	2016				
	Cifras según CNFL	Cifras según ARESEP	Variación Absoluta	Variación Porcentual	Peso
<b>COMPRAS</b>					
Compras al ICE	197.351,00	209.187,90	11.836,90	6%	-90%
Rezago (Marzo a Diciembre 2015)	-	25.997,34	25.997,34	100%	-197%
Energía y Potencia Sistema Generación	54.031,63	23.845,87	(30.185,77)	-56%	228%
<b>TOTAL COMPRAS</b>	<b>251.382,63</b>	<b>259.031,10</b>	<b>7.648,47</b>	<b>3%</b>	<b>-58%</b>
<b>GASTOS GENERALES</b>					
Sistema de Distribución	14.146,96	10.448,62	(3.698,35)	-26%	28%
Comercialización	17.811,48	12.975,86	(4.835,62)	-27%	37%
Servicios Regulación	447,81	428,79	(19,02)	-4%	0%
Otros Impuestos	126,64	-	(126,64)	-100%	1%
Administrativos	17.794,49	12.204,55	(5.589,94)	-31%	42%
Seguros	691,52	143,37	(548,15)	-79%	4%
Pérdidas por Retiros Activos	2.965,90	-	(2.965,90)	-100%	22%
Depreciación Activos Operación	15.678,34	14.263,78	(1.404,49)	-9%	11%
Absorción partidas amortizables e intangibles	1.382,62	-	(1.382,62)	100%	10%
Gastos por Incobrables	236,95	-	(296,81)	-100%	2%
<b>TOTAL GASTOS GENERALES</b>	<b>71.282,71</b>	<b>50.464,96</b>	<b>(20.817,75)</b>	<b>-29%</b>	<b>100%</b>
<b>TOTAL DE COSTOS Y GASTOS</b>	<b>322.725,19</b>	<b>309.506,13</b>	<b>(13.219,06)</b>	<b>-4%</b>	<b>100%</b>

*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía*

**v. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta**

*Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito calculado, se concluye que el servicio de distribución que presta CNFL necesita un aumento promedio del 18,6% en sus tarifas a partir del 01 de enero del año 2016, generando un rédito ajustado por redondeo del 4,79%. Asimismo, para el periodo 2017 se requiere un aumento del 6% en las tarifas para alcanzar el rédito anual ajustado por redondeo del 4,82%.*

**3. Estructura tarifaria**

*De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible de CNFL a partir del año 2016, según el análisis realizado por la Intendencia de Energía, debe ajustarse en con un incremento del 18,6% a partir del primero de enero del 2016 y hasta el 31 de diciembre 2016, de tal manera que permita compensar el aumento en los costos propios de la empresa y rezagos por efectos de aumento en los precios de compra de energía, potencia y peaje al ICE*

*Al presentar la CNFL dos pliegos distintos durante el periodo 2016, para el primer semestre de 2016 las tarifas según resolución RIE-112-2015 publicada en Gaceta No. 224 de 18 de noviembre de 2015 y para el segundo semestre las tarifas según Gaceta No. 10 del 15 de enero de 2015, el ajuste se realiza para ambos pliegos respetando la vigencia de precios diferentes para el primer y segundo semestre del año.*

*El aumento se realiza igual para todas las tarifas del sistema de distribución de la CNFL, excluyendo alumbrado público (columna 3 y 4).*

*Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos sin combustibles, ya que aún no se realiza el análisis que brinda los factores de ajuste por efecto de CVC para el año 2016.*

*En la columna 5 se aprecia la estructura de costos sin combustible que rige a partir del 01 de enero del 2017, en dicho periodo la tarifa debe atender el incremento por costos propios y por ajuste de precios en la compra al ICE-Generación e ICE-Transmisión, y excluir cualquier monto por efecto de rezago, por tanto se propone un incremento a las tarifas vigentes (establecidas según Gaceta No. 10 del 15 de enero de 2015) del 6%, en todas las tarifas del sistema de distribución.*

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

**Cuadro No.21**  
**CNFL: Estructura de costos del sistema de distribución**  
**A partir de enero del 2016.**

		Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5
Categoría tarifaria	Categoría tarifaria	Vigente del 1-jul-2016 en adelante	Vigente del 1-ene-2016 al 30-jun-2016	Propuesta del 1-ene-2016 al 30-jun-2016	Propuesta del 1-jul-2016 en adelante	Propuesta A partir de 1-enero-2017
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Bloque 0-30	Cargo fijo		2 033,04	2 063,64	1 844,40
	Bloque 31-200	cada kWh	58,00	57,14	67,77	61,48
	Bloque 201-300	cada kWh	89,00	87,67	103,98	94,34
	Bloque 301 y más	kWh adicional	92,00	90,63	107,49	97,52
<b>► Tarifa T-ReH: tarifa residencial horaria</b>						
<b>o Clientes consumo de 0 a 300 kWh</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Periodo Punta	cada kWh	123,00	121,17	143,71	145,88
	Periodo Valle	cada kWh	51,00	50,24	59,58	60,49
	Periodo Noche	cada kWh	21,00	20,69	24,54	24,91
<b>o Clientes consumo de 301 a 500 kWh</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Periodo Punta	cada kWh	140,00	137,91	163,56	166,04
	Periodo Valle	cada kWh	57,00	56,15	66,59	67,60
	Periodo Noche	cada kWh	24,00	23,64	28,04	28,46
<b>o Clientes consumo más de 501 kWh</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Periodo Punta	cada kWh	166,00	163,53	193,95	196,88
	Periodo Valle	cada kWh	67,00	66,00	78,28	79,46
	Periodo Noche	cada kWh	31,00	30,54	36,22	36,77
<b>► Tarifa T-GE: tarifa general</b>						
<b>o Clientes consumo exclusivo de energía</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
		cada kWh	98,00	96,54	114,50	116,23
<b>o Clientes consumo energía y potencia</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	177 000,00	174 360,00	206 790,96	209 922,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	59,00	58,12	68,93	69,97
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	Bloque 0-8	Cargo fijo	73 888,00	72 787,04	86 325,43	87 631,17
	Bloque 9 y más	cada kW	9 236,00	9 098,38	10 790,68	10 953,90
<b>► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social</b>						
<b>o Clientes consumo exclusivo de energía</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
		cada kWh	66,00	65,02	77,11	78,28
<b>o Clientes consumo energía y potencia</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	114 000,00	112 290,00	133 175,94	135 204,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	38,00	37,43	44,39	45,07
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	Bloque 0-8	Cargo fijo	49 224,00	48 490,56	57 509,80	58 379,66
	Bloque 9 y más	cada kW	6 153,00	6 061,32	7 188,73	7 297,46
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Periodo Punta	cada kWh	50,00	49,26	58,42	59,30
	Periodo Valle	cada kWh	25,00	24,63	29,21	29,65
	Periodo Noche	cada kWh	18,00	17,73	21,03	21,35
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	Periodo Punta	cada kW	8 767,00	8 636,37	10 242,73	10 397,66
	Periodo Valle	cada kW	6 238,00	6 145,05	7 288,03	7 398,27
	Periodo Noche	cada kW	3 960,00	3 901,00	4 626,59	4 696,56

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

*La variación en las tarifas del servicio de distribución que presta CNFL y las diferencias con respecto a lo solicitado inicialmente por esta empresa, se explica primordialmente por las siguientes razones:*

- 1. CNFL en sus cálculos estimó que el ajuste tarifario entraría a regir en “diciembre del 2015” (folio 02), mientras que la IE estima que este entraría a regir el 01 de enero del 2016, conforme a los plazos definidos por ley.*
- 2. Los costos y gastos que la IE estima para el año 2016 serían de ¢309 506,13 millones. Algunos de los costos que más se han ajustado, según los cálculos de la IE con respecto a los presentados por CNFL son:*
  - ✓ Las compras de energía que se incrementan en un 6%, respecto a lo solicitado por la empresa,*
  - ✓ Los gastos administrativos, de comercialización y distribución, que presentan disminuciones del 31%, 27% y 26% para el año 2016, en el mismo oren citado, respecto a lo solicitado por el petente, y*
  - ✓ La pérdida por retiro de activos que se excluyó en su totalidad.*
- 3. Todo lo anterior implica que mientras CNFL solicita ingresos de ¢333 867,98 millones para el año 2016, la IE recomienda aprobar el monto de ¢319 681,88 millones.*

*(...)*

### **IV. CONCLUSIONES:**

- 1. CNFL solicitó una tarifa promedio para el servicio de distribución de ¢93,9 kWh que representa un incremento del 36%, el cual no incorpora el ajuste fijado en resolución RIE-107-2015 (información no vigente en el momento que CNFL presentó su propuesta).*
- 2. Con base en las estimaciones de la IE, se propone una tarifa promedio de ¢88,2 kWh que entraría a regir a partir del 01 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2016.*

*Con el porcentaje de ingresos propuesto, CNFL obtendrá ingresos por ¢319 681,88 millones en el año 2016.*

- II. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la consulta pública, del oficio 2047-IE-2015 citada, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:*

*(...)*

*De acuerdo con el oficio 3519-DGAU-2015/0106346 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 CNFL para el sistema de distribución, las cuales se analizan de seguido.*

- 1- Defensoría de los Habitantes:** Representada por el señor Juan Manuel Cordero González, portador de la cédula de identidad número 106820894, en su condición de Defensor Adjunto de la Defensoría de los Habitantes.

Notificaciones: Al fax número 4000-8700.

- a.** Argumentan que el rezago en el reconocimiento de las compras al ICE ha incrementado innecesariamente el aumento solicitado por la CNFL y que no comprenden por qué razón los ajuste compensatorios a las tarifas de la CNFL no se efectuaron oportunamente en el momento en que al ICE se le aprobaron nuevas tarifas de venta de energía.

Los ajustes de oficio que pueda tramitar la Autoridad Reguladora deben basarse en las metodologías tarifarias vigentes y en información detallada y verificable de los costos e inversiones. La limitada disponibilidad de información o el incumplimiento con lo establecido en dichas metodologías, impidió a la Autoridad Reguladora realizar de oficio los ajustes referidos. Además esta Intendencia valorará el tiempo de diferir las tarifas, tomando en cuenta el equilibrio financiero del regulado.

Por otro lado, se concuerda con la preocupación del opositor, y es por esa razón que se está promoviendo ante la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora cambios a las metodologías extraordinarias, para que los rezagos observados por compras de energía se trasladen oportunamente a las tarifas, sin afectar en mayor medida a los usuarios.

- b.** Con relación a lo solicitado para cubrir costos propios, este supera la inflación acumulada desde el último ajuste dado a la empresa, por lo que solicitan que se revisen la proyección de la inflación para los años 2015, 2016 y 2017 y del tipo de cambio.

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

- c.** En el cálculo del rédito para el desarrollo el oponente observa una reducción en las ventas de energía y en otros ingresos de producción que inciden sensiblemente en el rédito para el desarrollo solicitado. Para el oponente no es claro el procedimiento utilizado por la CNFL para proyectar una reducción de ingresos y que si se mantuvieran los ingresos por venta de energía y otros ingresos de operación al nivel del año 2014, la empresa no requeriría ajuste tarifario por costos propios para mantener su estabilidad financiera.

De acuerdo a la metodología vigente, los rubros de ingresos por ventas y otros ingresos de operación no son necesarios para el cálculo del rédito para el desarrollo teórico, que es la base para determinar los ingresos necesarios para alcanzar este rédito, y que la proyección de ingresos por venta de energía y otros ingresos de operación se revisan de acuerdo a dicha metodología.

- d.** Solicita a la Autoridad Reguladora determinar si a la luz de los artículos 3, 31 y 32 de la Ley 7593, la partida "Pérdidas por retiros de activos" debe ser incluida como costo de operación.

La IE estimó lo concerniente al retiro de activos (aplicando un porcentaje igual a la depreciación) según la metodología señalada en el apartado de “base tarifaria”; sin embargo, el cálculo atañe a un retiro de activos teórico que no afecta el registro de activos de la empresa, es criterio de esta Intendencia no incorporar el gasto que se deriva de su retiro, hasta que la empresa demuestre que procedió a retirar los activos en el sistema contable – financiero y sus respectivos auxiliares.

- e. Según el estudio la CNFL planea incrementar su nivel de inversión en el año 2016 en más de un 348 por ciento a lo estimado para el año 2015, por lo que solicita a la Autoridad Reguladora revisar si las obras contempladas en los planes de inversión de 2016 y 2017, cuentan con la factibilidad real de realización en esos periodos.

En el informe técnico que sirve de sustento a la decisión de la Intendencia de Energía (IE) se analizan y se han tomado en cuenta todos los aspectos relacionados con las inversiones solicitadas por la CNFL. Es importante indicar que de dicho análisis se desprende la razonabilidad de las mismas, y además queda en evidencia los porcentajes de ejecución que cuenta la empresa para desarrollar las mismas. Además se indica que dentro del análisis de las inversiones que presentan las empresas prestadoras de los servicios públicos, se ha implementado una inspección técnica de campo que permita valorar el avance las obras y los costos asociados.

**2- Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (Acograce),** cédula de persona jurídica 3-002-413768, representada por el señor Carlos Roldán Villalobos, en su condición de autorizado.

Notificaciones: Al correo electrónico: [dejecutiva@acograce.com](mailto:dejecutiva@acograce.com)

- a. Indican que dentro del plan de inversiones que la CNFL presenta, se encuentra la restauración de la planta hidroeléctrica Ventanas Garita, lo que consideran no urge ya que en este momento la demanda no ha crecido, además de que está por entrar a operar el PH Reventazón y que ya está operando la PH Torito, por lo que solicitan que la ARESEP intervenga inmediatamente y que se postergue esa restauración y que no se reconozca en la tarifa ese gasto por considerarse innecesario.

Se le indica al opositor que esta Intendencia ha analizado el proyecto Ventanas Garita, análisis que consta en el apartado de inversiones del presente informe, y se determina que guarda relación con la prestación del servicio y por lo tanto fue considerada dentro del análisis tarifario.

- b. Indican que dentro de los estados financieros la CNFL está considerando pérdida por retiro de activos, las cuales no deben ser incluidos como objeto de gasto.

Tal como se indica en apartados anteriores (análisis financiero), se determinó que la empresa no aportó la relación que tienen los mismos con los retiros de activos reportados, y por esa razón no se incluye en el cálculo esta vez.

- c. Argumentan que los costos de generación son más elevados que los costos de compra al ICE y que la ARESEP no debería de reconocer un costo de generación por encima al costo de oportunidad de compra al ICE. Solicitan se haga un avalúo a los proyectos de generación realizados por la CNFL.

Se le indica que tal como se señaló en los apartados anteriores, se desprende que la empresa no aportó suficiente información que respalde la inclusión de los proyectos mencionados por el opositor en el cálculo

tarifario y que la información aportada también era contradictoria, registrándose diferencias significativas no documentadas entre el costo real de los proyectos y lo planificado.

- 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.

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

- a.** Argumentan que la ARESEP no tiene la obligación de dar los ingresos rezagados si el operador no solicita el ajuste, pues podría ser que no los necesite si el rédito para el desarrollo y flujo de caja se lo permite a la empresa operadora.

Se le hace saber a la oponente que según lo establece la Ley 7593, los prestadores de los servicios públicos deberán presentar, por lo menos una vez al año, un estudio ordinario, tal como se da en este caso, y que la Autoridad Reguladora está obligada a recibir y tramitar y podrá modificar, aprobar o rechazar esas peticiones.

- b.** Indican que el ajuste debería hacerse sobre datos reales y no sobre una estimación, y, que si el estimar ventas es congruente con la metodología vigente.

Se le hace saber al oponente que esta Intendencia realiza el estudio tarifario con base a lo que establece la metodología actual la cual establece que los ingresos totales para el periodo t+1 son estimados.

- c.** Se preguntan por qué la CNFL no presupuestó en las tarifas del 2015 el aumento que esperaba del ICE o por una inadecuada presentación de la información se vio obligada la ARESEP a rechazar el aumento de tarifas.

No le corresponde a esta Autoridad responder el por qué la CNFL no presupuestó el aumento que esperaba del ICE, por otro lado, le corresponde al operador la presentación de un estudio de acuerdo con los requerimientos establecidos en el reglamento de la Ley 7593, y dependiendo de su cumplimiento, a la ARESEP modifica, aprueba o rechaza dichas peticiones.

- d.** Consideran que la CNFL, con una de las tarifas más altas, debió haber hecho frente a todos sus costos operativos, incluyendo las compras de energía al ICE, tal como lo hizo JASEC y ESPH que tienen tarifas más bajas. Por lo que solicitan revisar si el acumular esa suma de ajuste entre el precio de compra de la energía al ICE y el precio reconocido tiene asidero legal.

Parte de los costos de las empresas distribuidoras, corresponde la compra de energía al ICE la cual debe ser incluido dentro de la tarifa para hacer frente a dicha obligación. En el caso particular de la CNFL se han rechazado solicitudes tarifarias por la falta de cumplimiento en las justificaciones de los estudios, por lo que el rubro de compras de energía al ICE aún no ha sido incluido dentro de la tarifa. Por otro lado, se le hace saber que los precios de las tarifas de cada distribuidora van a depender de su estructura y que las mismas son fijadas de acuerdo a las metodologías vigentes y en apego a lo que establece la Ley 7593.

- e.** Argumentan que la CNFL incrementa en un 20% sus ingresos con relación al año 2014 y que si la demanda está estancada y la CNFL ha perdido clientes industriales en los últimos años, no pueden estar de acuerdo en un aumento de un 35%. Además observan aumentos en la planilla que comparados con la inflación no tiene relación alguna y solicitan a la ARESEP que valore los pluses

*que aumentan los salarios. Por otro lado se observan gastos de publicidad que son desconcertantes por lo que solicitan eliminar de las tarifas aquellos rubros que no son requeridos para brindar el servicio.*

*Se le hace ver al oponente que esta Intendencia realiza el estudio tarifario en apego a la metodología vigente y a lo establecido en la Ley 7593 y siguiendo el principio al costo, así como la exclusión de todo aquel costo de conformidad con el artículo 32 de la Ley, tal y como se detalla en los apartados anteriores.*

**4- Consejero del Usuario**, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula de identidad número 503020917 y el señor Marco Vinicio Cordero Arce, cédula de identidad número 109280716.

*Observaciones: Presenta escrito.*

*Notificaciones: Al correo electrónico: [jorge.sanarrucia@aresep.go.cr](mailto:jorge.sanarrucia@aresep.go.cr)*

- a.** *Argumenta que dicha solicitud tarifaria tiene como objetivo, a nivel de costos propios, compensar los costos de operación mantenimiento y administrativos debido a los rechazos tarifarios realizados por la ARESEP, los cuales se han dado por la falta de información. También indican que es importante contar con una política concreta para trasladar estos ajustes en el tiempo de tal forma que no castigue al usuario a pagar en un periodo (1 año) tarifas excesivas.*

*Aunque se coincide con el oponente en que el rezago en las tarifas ha sido responsabilidad de la empresa, esto no es impedimento para que se tramite el ajuste que en derecho y buena técnica corresponda, dado el principio de servicio al costo y el criterio de equilibrio financiero que debe prevalecer en este tipo de fijaciones. Por otro lado se le indica que tampoco se ha podido realizar fijaciones tarifarias de oficio, precisamente porque una de las razones del rechazo de las solicitudes tarifarias es que la información aportada no permite realizar de manera justificada la fijación de las tarifas.*

- b.** *Solicitan excluir el costo de la deuda (insumos para el cálculo del CAPM/WACC) de los proyectos PE Valle Central y PH Balsa inferior ya que carecen de respaldo técnico y además no se incorporen las pérdidas por el exceso en su costo. También requieren solicitar las explicaciones del caso a la CNFL, con el fin de garantizar el servicio en el largo plazo, según el artículo 5 de la Ley 7593.*

*Esta Intendencia comparte este argumento y se le hace saber a la oponente que las tarifas que se fijan por parte de la Autoridad Reguladora responden a un análisis detallado de los costos incurridos por cada empresa. Del análisis presentado en los apartados anteriores se desprende que la empresa no aportó suficiente información que respalde de manera la inclusión de los proyectos mencionados por el opositor en el cálculo tarifario y que la información aportada también era contradictoria, registrándose diferencias significativas no documentadas entre el costo total de los proyectos y lo planificado.*

- c.** *Argumenta que es necesario revisar lo indicado en la resolución RIE-013-2014, ya que lo aportado en el estudio y los Estados Financieros Auditados no separaba por sistema la información contable y financiera, y que se revise el cumplimiento de la resolución RRG-6570-2007 en relación con lo establecido en el Por Tanto II Inciso 2 y que esto no fue cumplido por la CNFL, por tanto no cumple con la admisibilidad.*

*Se le hace saber al oponente que esta Intendencia realizó la verificación del cumplimiento con lo establecido en la RIE-013-2014 y la RRG-6570-2007. Los Estados Auditados separados por sistema constan en los folios 58 al*

107 del estudio, así como lo relacionado al cumplimiento de requisitos de admisibilidad debido a que en el folio 24 se muestra la lista de éstos.

- d.** Se solicita revisar lo relativo a la renegociación de las deudas poseídas por la CNFL y que están asociadas a proyectos de generación de energía. Estas deudas evidencian condiciones financieras desfavorables para los intereses de los usuarios.

Se le indica que tal como se señaló en los apartados anteriores, se desprende que la empresa no aportó suficiente información que respalde la inclusión de los proyectos Balsa Inferior y Eólico Valle Central por el opositor en el cálculo tarifario y que la información aportada también era contradictoria, registrándose diferencias significativas no documentadas entre el costo real de los proyectos y lo planificado.

- e.** Se evidencia un incremento significativo en los costos como es el caso de los gastos administrativos que se incrementan un 130% del 2014 al 2015, además sucede con la depreciación que incrementan un 40% por la incorporación de los proyectos Balsa Inferior y PE Valle Central. También se incrementa el gasto por incobrables en un 63% y que a pesar de no trasladarse a las tarifas directamente.

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

- f.** La metodología de devaluación permite hacer un fraccionamiento del valor de un activo, con el fin de su vida útil de volver a reponer dicho activo y por continuar con la operación del servicio, algo que no sucede en los bienes regulados ya que por un lado los activos son depreciados a lo largo de la vida útil señalada por la empresa y por otro las empresas solicitan inversiones (renovación, sustitución y nuevos activos), sin verificar si el activo destituido salió de la base tarifaria.

Se le hace ver al oponente que esta Intendencia realiza el estudio tarifario en apego a la metodología vigente, y como se indica en el apartado de base tarifaria, se excluyen aquellos que están totalmente depreciados, donados y que posean saldos negativos, además se detallan en distintos apartados el tratamiento que se hace los retiros de activos y de las pérdidas por retiro asociadas a los mismos.

- g.** Solicita a la Intendencia de Energía el criterio técnico que fundamenta la aplicación de la revaluación en los activos para CNFL ya que en el estudio no consta los activos a revaluar, y por consiguiente no es posible verificar y auditar lo realizado por la CNFL.

La Intendencia realiza el estudio tarifario en apego a la metodología vigente, es importante aclarar que según las NIIFs las empresas deben mantener el valor de sus activos actualizados, y que mientras no realicen una valoración directa de los mismos, la metodología permite realizarla por medio de índices de revaluación.

- h.** Solicitan distribuir en dos periodos el ajuste solicitado por la CNFL, ya que el ajuste en el rezago de ajuste tarifario sufrido por la CNFL se deben a cuestiones administrativas y gerenciales, lo que no consideran conveniente y equitativo que los usuarios se vean afectados con este ajuste tan significativo.

*Esta Intendencia coincide con el oponente en que el rezago en el ajuste tarifario es responsabilidad de la CNFL, pero también debe velar por el equilibrio financiero de la empresa, tal como lo establece el artículo 31 de la Ley 7593, por lo que tomando en consideración esos aspectos se está recomendando la recuperación de dicho rezago en doce meses.*

**5- José María Calvo Reyes, cédula 8-0088-0718**

*Observaciones: No presenta escrito. Hizo uso de la palabra en la audiencia pública.*

*Notificaciones: Al correo electrónico: calvoreyes@yahoo.com*

- a.** *Indica no poder pagar ese incremento en diciembre por lo que solicita que la CNFL justifique ese aumento del 35,71% y que se haga un detalle pormenorizado de los costos que están utilizando para solicitar este aumento, así como la justificación de las inversiones y de cómo las van a financiar y que no se traslade a los clientes el error del diseño del proyecto que hicieron en la zona norte que todavía no ha dado resultados y que salió carísimo. Además indica que se le hará también un aumento del 16,54% en el sistema de alumbrado público. Solicita investigar el precio a que el ICE le vende la energía a la CNFL.*

*Se le indica al opositor que las tarifas que se fijan por parte de la Autoridad Reguladora responden a un análisis detallado de los costos incurridos por cada empresa, aplicando la metodología que formalmente ha establecido la ARESEP para estos casos, velando por que se cumplan los principios de servicio al costo y equilibrio financieros, necesarios para garantizar la continuidad en la prestación del servicio. En los apartados anteriores se hace un detalle exhaustivo del análisis de cada partida de gasto y del plan de inversiones suministrado por la empresa.*

**6- Coadyuvancia: Instituto Costarricense de Electricidad, cédula de persona jurídica número 4-000-042139, representada por el señor Francisco Garro Molina, cédula número 104191209, en su condición de apoderado especial administrativa.**

*Observaciones: Presenta escrito, hace uso de la palabra en la audiencia pública (visible a folios 1628 al 1632).*

*Notificaciones: Al fax número 2296-1692 rotular a nombre de Francisco Garro Molina, correo electrónico: [fgarro@ice.go.cr](mailto:fgarro@ice.go.cr)*

- a.** *Argumenta el coadyuvante que el efecto del rezago a la CNFL se traduce en un faltante de recursos y que le adeudaría al ICE ₡25 278,00 millones producto del aumento en las compras de energía y que esto ejerce la misma presión en el flujo de caja del ICE el cual se ha visto en la obligación de realizar recortes a su presupuesto inicial. Por lo anterior solicitan que se reconozca el ajuste por rezago que solicita la CNFL y que se le conceda un trato igualitario como el dado a las demás empresas al aumentar las tarifas de compras de energía al ICE.*

*Se aclara al ICE que la responsabilidad en cuanto la presentación de información suficiente y clara para poder calcular una tarifa es de los prestadores de los servicios públicos, tal y como lo establece la Ley 7593; por lo que el rezago tarifario alegado se debe en mucho a que la CNFL no había presentado dicha información de la forma requerida. No obstante lo anterior, se concuerda con el ICE de que hay que buscar una forma más oportuna de trasladar los cambios en las tarifas de compra de energía a las tarifas de distribución de todas las empresas y es por esa razón que la Intendencia promoverá un ajuste a las metodologías extraordinarias para cumplir con ese fin.*

(...)

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar para el servicio de Distribución que presta la CNFL, tal y como se dispone.

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

- I. Fijar para el servicio de Distribución que presta la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL) el siguiente pliego tarifario:

Categoría tarifaria	Categoría tarifaria	Rige Del 1-ene-2016 al 30-jun-2016	Rige Del 1-jul-2016 al 31-dic-2016	Rige desde el 1-ene-2017
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-30	Cargo fijo	2 033,04	2 063,64	1 844,40
Bloque 31-200	cada kWh	67,77	68,79	61,48
Bloque 201-300	cada kWh	103,98	105,55	94,34
Bloque 301 y más	kWh adicional	107,49	109,11	97,52
<b>► Tarifa T-ReH: tarifa residencial horaria</b>				
o Clientes consumo de 0 a 300 kWh				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta	cada kWh	143,71	145,88	130,38
Periodo Valle	cada kWh	59,58	60,49	54,06
Periodo Noche	cada kWh	24,54	24,91	22,26
o Clientes consumo de 301 a 500 kWh				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta	cada kWh	163,56	166,04	148,40
Periodo Valle	cada kWh	66,59	67,60	60,42
Periodo Noche	cada kWh	28,04	28,46	25,44
o Clientes consumo más de 501 kWh				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta	cada kWh	193,95	196,88	175,96
Periodo Valle	cada kWh	78,28	79,46	71,02
Periodo Noche	cada kWh	36,22	36,77	32,86
<b>► Tarifa T-GE: tarifa general</b>				
o Clientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	cada kWh	114,50	116,23	103,88
o Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	206 790,96	209 922,00	187 620,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	68,93	69,97	62,54
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-8	Cargo fijo	86 325,43	87 631,17	78 321,28
Bloque 9 y más	cada kW	10 790,68	10 953,90	9 790,16
<b>► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social</b>				
o Clientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	cada kWh	77,11	78,28	69,96
o Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	133 175,94	135 204,00	120 840,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	44,39	45,07	40,28
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-8	Cargo fijo	57 509,80	58 379,66	52 177,44
Bloque 9 y más	cada kW	7 188,73	7 297,46	6 522,18
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta	cada kWh	58,42	59,30	53,00
Periodo Valle	cada kWh	29,21	29,65	26,50
Periodo Noche	cada kWh	21,03	21,35	19,08
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta	cada kW	10 242,73	10 397,66	9 293,02
Periodo Valle	cada kW	7 288,03	7 398,27	6 612,28
Periodo Noche	cada kW	4 626,59	4 696,56	4 197,60

- II. Tener por analizadas y respondidas las diferentes oposiciones con el contenido en el “*Considerando II*” de esta Resolución y agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.
- III. Como complemento a lo indicado en el oficio 181-CDR-2013/1993-IE-2013, relacionado a la necesidad de modificar la metodología extraordinaria del servicio de distribución, trasladar a la Junta Directiva una nueva propuesta de modificación de dicha metodología la cual ha venido trabajando esta Intendencia, cuyo objetivo es evitar que se vuelvan a dar acumulaciones de rezagos tarifarios ocasionados por cambios en los precios de compra de la energía eléctrica.
- IV. Instar a la CNFL para que realice de una forma proactiva la implementación de la Contabilidad Regulatoria, la cual se realizará con el acompañamiento de funcionarios de esta Intendencia, instrumento regulatorio que permitirá dar transparencia, seguimiento, fiscalización y trazabilidad a los costos relacionados con la prestación del servicio y de esta forma cumplir con los principios establecidos en la Ley 7593

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

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

#### **PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

JUAN MANUEL QUESADA  
INTENDENTE DE ENERGÍA

1 vez.—Solicitud N° 44240.—O. C. N° 8377-2015.—(IN2015081633).

**RIE-115-2015 DE LAS 15:55 HORAS DEL 20 DE NOVIEMBRE DE 2015**

**SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ S.A. (CNFL) PARA EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO.**

---

**ET-085-2015**

**RESULTANDO**

- I. Que la Compañía Nacional de Electricidad S.A. (CNFL) presta el servicio de generación eléctrica de acuerdo con lo establecido en la Ley 2 “Contrato eléctrico SNE-CNFL” del 08 de abril de 1941.
- II. Que el 31 de agosto del 2015, mediante el oficio 2001-0665-2015, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL) presentó solicitud para ajustar las tarifas del sistema de alumbrado público que presta (folios 1 al 686).
- III. Que el 04 de setiembre del 2015, mediante el oficio 2001-0681-2015, la CNFL envió complemento de información del ajuste solicitado, adjuntando los pliegos tarifarios propuestos con la variación respecto a las tarifas actuales (folios 687 a 693).
- IV. Que el 04 de setiembre del 2015, mediante el oficio 1595-IE-2015, la Intendencia de Energía le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por CNFL para el servicio de alumbrado público (folios 705 y 706).
- V. Que el 25 de setiembre del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N°187, Alcance digital N°73, y en dos diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 707 y 708).
- VI. Que el 13 de octubre del 2015, mediante el oficio 1779-IE-2015, la Intendencia de Energía le solicitó a CNFL aclaración y detalle de la información aportada (folios 724 a 727).
- VII. Que el 20 de octubre del 2015, mediante el oficio 2001-0802-2015, CNFL presentó la información solicitada por la IE mediante el oficio 1779-IE-2015/105179 (folios 733 a 743).
- VIII. Que el 20 de octubre del 2015, mediante el oficio 3451-DGAU-2015/105891 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 745 a 746).
- IX. Que el 21 de octubre del 2015 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 23 de octubre del 2015 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 3518-DGAU-2015/106343) y el 27 de octubre de 2015 la respectiva Acta de la Audiencia Pública # 091-2015 (oficio 3567-IE-2015/106634). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Defensoría de los Habitantes representada por el señor Juan Manuel Cordero González (portador de la cédula de identidad número 1-0682-0894), Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (Acograce) cédula de persona jurídica 3-002-413768 representada por el señor Carlos Roldán Villalobos, Cámara de Industrias de Costa Rica cédula de persona jurídica número 3-002-042023 representada por el señor Carlos Montenegro Godínez (cédula de identidad número 1-0632-0878),

Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula de identidad número 5-0302-0917 y el señor Marco Vinicio Cordero Arce, cédula de identidad número 1-0928-0716, y José María Calvo Reyes cédula 8-0088-0718.

- X. Que el 20 de noviembre de 2015, mediante el oficio 2048-IE-2015, la Intendencia de Energía, emitió el respectivo estudio técnico sobre la presente gestión tarifaria.

#### CONSIDERANDO

- I. Que del estudio técnico 2048-IE-2015, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

#### II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

##### a. Solicitud tarifaria

*Según la información aportada por CNFL y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicita ajustar la tarifa de su sistema de alumbrado público, según el siguiente detalle (cifras en colones y porcentaje):*

<b>Alumbrado Público</b>	<b>La Gaceta # 81 del 26 de abril de 2012</b>	<b>Aumento Recursos Propios</b>	<b>Diferencia %</b>
Por cada kWh	¢ 3,24	¢ 3,79	16,84%

*Las razones que motivan la petición tarifaria para este servicio son cubrir los costos propios de la actividad y alcanzar un rédito para el desarrollo del 4,71%.*

##### b. Análisis de la solicitud

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

##### a. Parámetros utilizados

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

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

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

*El BCCR en su Programa Macroeconómico 2015-2016 y su respectiva revisión (julio, 2015), estableció como objetivo de inflación un 4% para el 2015 y 2016, con un rango de tolerancia de  $\pm 1$  punto porcentual (p.p.)<sup>2</sup>.*

*Con estas premisas y tomando en cuenta que la inflación acumulada real al mes de setiembre del 2015 es de -0,70%<sup>3</sup>, significativamente inferior a la meta fijada por el BCCR, se estima que la inflación al finalizar este año será del 0,28% (inflación de diciembre a diciembre).*

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

*En lo que respecta al tipo de cambio, fuentes oficiales indican que “como parte de la transición hacia un esquema monetario de Metas de Inflación que requiere de una mayor flexibilidad cambiaria, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada. / Bajo el esquema de flotación administrada el tipo de cambio es determinado por el mercado, pero el Banco Central se reserva la posibilidad de realizar operaciones de intervención en el mercado de divisas para moderar fluctuaciones importantes en el tipo de cambio y prevenir desvíos de éste con respecto al que sería congruente con el comportamiento de las variables que explican su tendencia de mediano y largo plazo”.<sup>4</sup>*

*Por su parte, el Programa Monetario 2015-2016 establece como una de las principales medidas de política, la migración a un régimen de “flotación administrada”, dado que las condiciones macroeconómicas propician esta política, que se caracteriza por una situación en donde: (1) la oferta y la demanda de dólares determinan el tipo de cambio; (2) el BCCR intervendrá para evitar fluctuaciones “anormales” del tipo de cambio sin interrumpir la tendencia que señalan las variables que lo determinan en el largo plazo; (3) no hay compromiso con niveles explícitos de tipo de cambio; (4) el BCCR dará seguimiento permanente al mercado cambiario para promover su ordenado funcionamiento; y (5) el BCCR no prevé variaciones sustanciales en el tipo de cambio como consecuencia de esta migración.<sup>5</sup>*

*Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (IE) considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real y mantenerla constante para el periodo estimado, que en este caso corresponde al día de celebración de la respectiva audiencia pública (tipo de cambio de venta al 21 de octubre del 2015), por lo que se utiliza un valor de  $\text{¢ } 540,52$  por US\$.*

*En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), ésta ha sido, en promedio, cercana al 1,69% (promedio simple de largo plazo -últimos 5 años-)<sup>6</sup>. Algunas fuentes, como la Reserva Federal<sup>7</sup> estima inflaciones para los EEUU cercanas al 2% para el futuro cercano; mientras que otras,*

---

<sup>1</sup> BCCR, [http://www.bccr.fi.cr/politica\\_monetaria/](http://www.bccr.fi.cr/politica_monetaria/)

<sup>2</sup> BCCR, [http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica\\_monetaria\\_inflacion/Revision\\_PM2015-16.pdf](http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/Revision_PM2015-16.pdf)

<sup>3</sup> Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC).

<sup>4</sup> BCCR; [http://www.bccr.fi.cr/politica\\_cambiaria/](http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/)

<sup>5</sup> BCCR; [http://www.bccr.fi.cr/discursos\\_presentaciones/Presentacion\\_conferencia\\_programa\\_macro2015.pdf](http://www.bccr.fi.cr/discursos_presentaciones/Presentacion_conferencia_programa_macro2015.pdf)

<sup>6</sup> La fuente primaria de esta información es la Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América. Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost>

<sup>7</sup> Ver: [http://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/files/FOMC\\_LongerRunGoals.pdf](http://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/files/FOMC_LongerRunGoals.pdf).

como el Fondo Monetario Internacional (FMI) realizan proyecciones más puntuales, indicando que la inflación sería de 0,9% en el 2015 y 1,40% en el 2016<sup>8</sup> (medidas al final de cada año).

Sustentado en: (a) las condiciones de la economía mundial y las de EEUU en particular; (b) las citadas proyecciones de inflación del FMI; (c) la inflación real acumulada a setiembre del 2015, que es de 1,33%; y (d) los criterios de cálculos señalados anteriormente; se estima que la inflación externa será de 0,90% para este año y 1,40% para el siguiente.

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

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

INDICES	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Variaciones según ARESEP (al final del año)</b>					
Inflación interna (IPC-CR)	4,55%	3,68%	5,13%	0,28%	4,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,74%	1,50%	0,76%	0,90%	1,40%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-2,54%	0,16%	7,82%	-0,92%	0,00%
<b>Variaciones según ARESEP (promedio anual)</b>					
Inflación interna (IPC-CR)	4,50%	5,23%	4,52%	1,02%	2,61%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,07%	1,46%	1,62%	0,12%	0,71%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-0,82%	-0,56%	7,59%	-0,58%	-0,04%
<b>Notas:</b> Los años 2015 y 2016 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
<b>Fuente:</b> Elaboración propia con base en Programa Macroeconómico 2015 - 2016 y datos del BCCR, INEC, BLS y FMI.					

## b. Análisis del mercado

### i. Mercado presentado por la CNFL:

<sup>8</sup> FMI; <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2015/whd/pdf/wreo1015s.pdf> (pág. 51) y <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/weo/2015/02/pdf/texts.pdf> (pág. 38)

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 alumbrado público presentado por la empresa CNFL. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:

1. CNFL solicita un incremento del 16,84% sobre la tarifa vigente a partir de diciembre de 2015. Esto provocará que la tarifa pase de ¢3,24 por KWh a ¢3,79 colones por KWh para el año 2016 (folio 22). La justificación de dicho aumento se sustenta en atender los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad.
2. CNFL presenta información real hasta abril de 2015 y estima el resto del periodo hasta diciembre de 2017. Se proyecta cerrar los años 2015 y 2016 con un total de luminarias de 98502 y 99311 respectivamente (folio 30-32 y archivos digitales).
3. Se establece un porcentaje de pérdidas por distribución del 8,40%, esto para efecto del cálculo de energía a comprar para brindar el servicio de alumbrado público (folio 27).
4. Se utiliza un porcentaje de pérdidas por balastro distinto para cada tipo de lámpara, esto según estudio elaborado por UEN Energía y Alumbrado Público de la CNFL.
5. Con las consideraciones anteriores el consumo de la red de alumbrado público del servicio facilitado por CNFL será de 91,46 MWh para el año 2015 y de 92,12 MWh para el año 2016.
6. El consumo de energía de las luminarias multiplicado por un precio estimado (que incluye un porcentaje de pérdidas por distribución), totaliza el monto que debe cancelar el sistema de Alumbrado Público como gasto por compras de energía. Según CNFL este gasto será de ¢91,46 millones para el año 2015 y ¢92,12 millones para 2016.
7. Para proyectar la electricidad no sujeta a cobro de alumbrado público CNFL utilizó 70,35%, como el porcentaje que representa la división de la energía total consumida en el periodo entre la energía consumida por los clientes con consumo superior a 50 000 kWh en las tarifas T-RE, T-REH, T-CS, T-GE, T-6 y T-MT, para el año 2015 (folio 25).
8. Los ingresos por ventas de energía del Sistema de Alumbrado Público con tarifas vigentes se estiman en ¢3 313,12 millones en el 2015 y ¢3 322,49 millones para 2016.

**ii. Mercado de la Intendencia de Energía, ARESEP:**

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

1. La Intendencia de Energía actualiza la información real a setiembre de 2015, esto implica más de un semestre de información real para el desarrollo de estimaciones y proyecciones con que cuenta ARESEP. Se encontraron diferencias entre las proyecciones de CNFL y la información real, esta es parte de las

justificaciones para las diferencias descubiertas entre el mercado desarrollado por CNFL y el desarrollado por la IE.

2. Se hicieron ajustes en las unidades físicas proyectadas, de acuerdo con el plan de inversión reconocido por ARESEP. De esta forma se proyecta que el inventario de luminarias totales seguirá la siguiente estructura:

**Cuadro N° 2**  
**CNFL; SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO. NÚMERO DE LÁMPARAS,**  
**POR POTENCIA Y AÑO. 2015 – 2016**

	<b>70</b>	<b>100</b>	<b>140</b>	<b>150</b>	<b>175</b>	<b>200</b>	<b>250</b>	<b>400</b>	<b>1000</b>
2014	38	5 848	96	66 905	23	420	18 464	5 935	17
2015	38	5 943	96	68 751	22	420	18 598	5 935	17
2016	38	5 943	96	72 042	22	420	19 125	5 935	17

\_1/Datos reales a septiembre de 2015.

Fuente: datos suministrados por la empresa y estimación de adiciones de lámparas.

Este ajuste realizado por la IE en las luminarias totales provoca diferencias entre las proyecciones de CNFL e IE en el consumo esperado para los próximos años y esto incide en los ingresos vigentes y propuestos.

3. La Intendencia de Energía utiliza como porcentaje de pérdidas por distribución 8,4% que es el promedio a nivel nacional, debido a que el porcentaje de pérdida real calculado para la CNFL es mayor, además es el mismo valor utilizado por CNFL en su estudio propuesta. Este supuesto también influye de forma directa en las proyecciones que realiza ARESEP y en las diferencias que estas proyecciones tienen con la propuesta de CNFL.
4. Sobre los porcentajes de pérdidas por balastro, se acepta los valores propuestos por la CNFL para las lámparas de alta presión de sodio de 150 y 250 Watts. Sin embargo para las lámparas de 100 Watts se mantiene el monto que ARESEP utiliza, que es 17%.
5. Con los términos anteriores se realizan las siguientes proyecciones del mercado del Sistema de Alumbrado Público de CNFL para los años de 2015 y 2016:

**Cuadro # 3**  
**CNFL; SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO. NÚMERO DE LÁMPARAS,**  
**CNFL; VENTAS TOTALES Y NETAS DE ENERGÍA. INGRESOS RECAUDADOS DE LOS ABONADOS DIRECTOS POR**  
**ALUMBRADO PÚBLICO CON TARIFA VIGENTE Y PROPUESTA. 2015 -2016**

**ENERGÍA REQUERIDA POR LAS LUMINARIAS Y COMPRAS. 2015 - 2016**  
**-Tarifas vigentes y propuestas por la IE-**

CONCEPTO	2015	2016
<b>Luminarias</b>		
Cantidad_1/	99 820	103 638
Consumo (GWh)_2/	91,24	94,33
<b>Compras</b>		
Físicas (GWh)_3/	99,61	102,98
Monetarias (Millones de colones)	5 506,37	5 728,09
Colones / kWh	55,28	55,62

*\_1/Datos reales a enero de 2015.*

*\_2/ Incluye el consumo propio de las lámparas (pérdidas por balastro)*

*\_3/ Incluye el porcentaje de pérdida del sistema de distribución (6,34%)*

*Fuente: ESPH y Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía*

6. *Las diferencias relativas para la proyección del consumo de luminarias calculadas por ARESEP son - 0,24% menores a las esperadas por CNFL para el año 2015, mientras que para el año 2016 la proyección de ARESEP es 2,3% mayor a la estimación de CNFL. Estas diferencias se deben a los cambios en el inventario de luminarias, el límite de información real, así como los porcentajes de pérdidas de distribución y balastro, que fueron detallados líneas atrás.*
7. *Para calcular las compras de energía en unidades monetarias del Sistema de Alumbrado Público se obtiene el resultado de multiplicar la compra de energía en unidades físicas por un precio medio estimado. Este precio medio se calcula para cada mes, generando un promedio simple de ¢56,70 para el año 2015 y de ¢56,53 para el año 2016. Dentro del cálculo del precio promedio ARESEP considera las tarifas sin efecto del cargo variable por combustibles (CVC) y no considera el porcentaje de pérdidas por distribución, ya que este porcentaje es incluido para calcular las compras de energía en unidades físicas.*
8. *Estos precios medios incorporan las modificaciones tarifarias del último estudio de los sistemas de Generación y transmisión del ICE, definidos en RIE-107-2015 y publicados en Gaceta Nº 211, Alcance 89 del 30 de octubre de 2015. Esta modificación en los precios de los distintos sistemas del ICE no es contemplada por el análisis realizado por CNFL, ya que estas modificaciones se publicaron posterior a la entrega de la solicitud de la empresa, esto evidentemente eleva las diferencias entre las*

estimaciones, por este motivo los importes por compras de energía entre los mercados no pueden compararse.

9. Respecto a los ingresos que percibe el sistema de Alumbrado Público de CNFL. Como se establece en el pliego tarifario vigente, el alumbrado público se cobra a los abonados del servicio de distribución, según la cantidad de kWh. Las ventas netas que se consideran dentro del cobro de alumbrado público son aquellos kWh consumidos al mes hasta un máximo de 50 000 kWh, es decir a las estimaciones de ventas de la empresa deben disminuirse las unidades físicas sobre las cuales no se cobra ese servicio. ARESEP estima la cantidad de abonados con consumo superior a los 50 000 kWh en de los abonados totales y supone en 220 170 184 las ventas netas con respecto al total de ventas de energía. Además el Sistema de Alumbrado Público cobra un mínimo de 30 kWh por abonado, ARESEP proyecta en los abonados cuyo consumo mensual se encuentra por debajo de los 30 kWh.
10. Considerando los aspectos y supuestos descritos, se estima que para la empresa obtendrá los ingresos:

**Cuadro N° 4**

**CNFL; VENTAS TOTALES Y NETAS DE ENERGÍA. INGRESOS RECAUDADOS DE LOS ABONADOS DIRECTOS POR ALUMBRADO PÚBLICO CON TARIFA VIGENTE Y PROPUESTA. 2015 -2016**

CONCEPTO	2015	2016
Ventas totales (en GWh)_1/	3 345,94	3 366,11
Excesos (en GWh) _2/	706,47	708,78
Ventas netas (en GWh) _3/	2 639,47	2 657,33
Ing. Vigentes (millones de colones)	8 551,87	8 609,74
Ing. Propuestos (en millones de colones)	8 551,87	9 141,20

\_1/ Corresponden a los sectores: residencial, general e industrial

\_2/ Ventas superiores a 50 000 kWh

\_3/ Ventas sobre las cuales se cobra el recargo por alumbrado público

Fuente: CNFL y Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía.

11. Los ingresos estimados dependen de las ventas de energía que facturará el sistema de distribución de la empresa de CNFL para cada uno de sus abonados. Los supuestos utilizados y los valores de la demanda de energía de los abonados de CNFL se encuentran en el estudio de ajuste tarifario paralelo del sistema de distribución de la misma empresa.
12. A pesar de los términos anteriores, la diferencia entre los ingresos con tarifa vigente calculados por ARESEP y CNFL son -25,03% menores para el 2016.

13. Dado lo anterior, La Intendencia de Energía propone una tarifa de ¢ 3,44 por kWh consumido y hasta 50 000 kWh, a partir del primero de enero del 2016. Esto representa un incremento de 6,2% con respecto a la tarifa vigente. Con esta propuesta el Sistema de Alumbrado Público alcanzarán ingresos por ¢9 141,20 millones para 2016.

**c. Análisis de inversiones**

**i. Propuesta de CNFL**

El apartado 6. Inversiones, a folios del 33 al 37 del actual estudio tarifario, la CNFL presenta un resumen del Programa de Inversiones para el periodo 2015-2017.

Respecto a la planta de Alumbrado Público, además de atender los proyectos asociados a micro inversiones, contempla además, los planes de ampliación y renovación del sistema de alumbrado público rezagados debido a que el último estudio tarifario aprobado para la CNFL fue en abril del 2012.

Para garantizar la calidad del servicio, además de las actividades de operación y mantenimiento, se pretenden realizar entre otras las siguientes obras: (folio10)

- i- Ampliación del Sistema de Alumbrado Público: consiste en ampliar el sistema de alumbrado público en la red eléctrica; lo cual genera un crecimiento total del sistema de 1365 luminarias.
- ii- Renovación del Sistema de Alumbrado Público: consolidar el sistema de alumbrado público en la red, renovando un total de 10767 luminarias.
- iii- Ampliación del Sistema de Alumbrado Público por crecimiento vegetativo de la Red de Alumbrado público: Consiste en ejecutar las obras de alumbrado público, asociadas al crecimiento del sistema de alumbrado público.

Resalta la CNFL, la necesidad de contar con recursos económicos que le permita a la empresa estabilizar la situación financiera, mantener y mejorar la calidad del servicio a los clientes, el desarrollo operativo normal de la empresa y retomar la solidez y liquidez de una empresa como lo es la CNFL (folio 11).

Como justificación de la petición tarifaria, indica la CNFL, que las finanzas del servicio de alumbrado público presenta un rezago ya que el último estudio tarifario fue solicitado mediante el expediente ET-181-2011, cuya resolución fue la RCR-787-2012, por lo que se requiere atender los siguientes objetivos:

- i- Mejorar la eficiencia del sistema de alumbrado público,
- ii- Satisfacer las necesidades de calidad de iluminación en vías y zonas de acceso público,
- iii- Brindar el servicio de instalación y mantenimiento del alumbrado público a través de personal técnico capacitado y motivado,
- iv- Utilizar equipo ahorrador de energía con eficiencia lumínica,
- v- Optimizar las rutas de atención de reportes de averías,
- vi- Tecnificar las labores de diagnóstico con énfasis en mantenimiento preventivo,
- vii- Investigación e implementación de proyectos de ahorro energético y mejoramiento lumínico. (folio 8).

En el siguiente cuadro la CNFL, presenta; las inversiones para el sistema de alumbrado público, período 2015-2017:

**Cuadro N° 5**  
**Sistema Alumbrado Público Propuesta CNFL**  
**Programa Inversiones 2015-2017**

Sistema Alumbrado Público Propuesta CNFL - Programa Inversiones 2015-2017 (Millones de Colones)				
	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
<b>Alumbrado Público</b>				
Micro Inversiones	280,20	418,00	399,30	1 097,50
Macro Inversiones	82,90	223,70	192,00	498,60
Planta General	0,00	32,90	0,00	32,90
<b>TOTAL DE INVERSIONES</b>	<b>363,10</b>	<b>674,60</b>	<b>591,30</b>	<b>1 629,00</b>

Fuente: Folios 439, Tomo I

**ii. Capacidad de Ejecución**

En lo que se refiere a la capacidad de ejecución de inversiones de la CNFL, se muestra en el siguiente cuadro, confeccionada a partir de los porcentajes de ejecución establecidos en los últimos estudios tarifario con aprobación de tarifa. Para el año 2011 la ARESEP no le reconoció monto en inversiones, sin embargo la CNFL, de acuerdo con su información contable indica una ejecución para ese año de 1 063,05 millones de colones. Para proceder con la determinación del promedio de ejecución para ese año en particular, se decide utilizar la inversión reconocida por la Autoridad Reguladora para el año 2010 por la suma 1 896,70 millones de colones, como inversión para el año 2011, considerando desde el punto de vista técnico que lo ejecutado por la CNFL, para el año 2011 es apenas superior en un 2,90% al monto ejecutado por la compañía para el año 2010.

**Cuadro # 6**  
**Montos y porcentajes de obras ejecutadas según plan inversiones alumbrado público. CNFL**  
**Millones de colones**

Año	Monto ARESEP	Monto CNFL, S.A.	Porcentaje de Ejecución
2009	1 148,00	1 253,00	109,15%
2010	1 896,70	1 033,10	54,47 %
2011	<b>1 896,70</b>	1 063,05	56,05 %
2012	1 664,70	1 466,13	88,07 %
2013	2 432,90	1 596,37	65,62%
<b>Promedio</b>			<b>74,67%</b>

Fuente: Expediente ET-085-2015: folio 33

Para la obtención del promedio anterior, se debe considerar además del supuesto técnico en lo relativo al monto reconocido para el año 2011, que la metodología actual indica que se calcula el porcentaje de ejecución anual para los últimos 5 años anteriores al año en consideración en el estudio tarifario vigente; siendo en este caso el año en consideración 2014, el período de 5 años corresponde a los años 2009-2013 mostrados en la tabla anterior. Así mismo dicha metodología establece que el valor del porcentaje promedio (promedio simple) de los últimos 5 años es el porcentaje de ejecución a utilizar el cual tiene un tope de 100%. Con base en lo anterior, la Autoridad Reguladora obtuvo un promedio de ejecución de 74,67% para el lustro mostrado.

El porcentaje de ejecución de la CNFL (un 74,67% promedio anual) es regulatoriamente conservador o moderado, ya que la mayoría de las inversiones consideradas por la Autoridad Reguladora, para el sector de alumbrado público, deben capitalizarse anualmente, por lo que debe de existir una relación casi directa entre los montos de inversión y los montos de capitalización para cada año. Una sub-ejecución de los montos de inversión considerados, implica una sobre proyección de la empresa tanto, en sus necesidades, como en su capacidad de construcción o ejecución. Por su lado, una sobre ejecución, implicaría que los planes de inversión de la empresa no se ajustan a sus necesidades reales. En ambos casos, se pone de manifiesto una deficiencia en la relación entre la planificación y la capacidad de construcción o ejecución de la empresa.

### iii. Inversiones en el sistema de alumbrado público propuestas ARESEP

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

Con base en los datos reales y proyecciones de inflación, tipo de cambio y porcentaje de ejecución, utilizados por la Autoridad Reguladora, para los citados años, aplicables a los valores aportados por la CNFL para sus cálculos tarifarios, se procedió a re calcular, los montos de las inversiones propuestas, considerando el porcentaje de ejecución, sin considerar el porcentaje de asignación de activos de planta general, establecido por los analistas financiero contable de la Intendencia, establecido en un 3,56%, ya que en planta general solo invierte en la modernización de la flotilla vehicular propia del sistema de alumbrado público, por lo que las inversiones y montos a considerar son los que se señalan en el cuadro siguiente:

**Cuadro N° 7**  
**Sistema Alumbrado Público Propuesta ARESEP**  
**Programa Inversiones 2015-2017**

Sistema Alumbrado Público Propuesta ARESEP - Programa Inversiones 2015-2017 (Millones de Colones)				
	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
<b>Alumbrado Público</b>				
Micro Inversiones	209,23	312,13	298,17	819,53
Macro Inversiones	61,90	167,04	143,37	372,31
Vehículo Alumbrado Público	0,00	24,57	0,00	24,57
<b>TOTAL DE INVERSIONES</b>				<b>1 216,41</b>
	<b>271,13</b>	<b>503,74</b>	<b>441,54</b>	

Elaboración ARESEP

Para la elaboración del cuadro anterior, se consideró solo la descripción y justificación de las inversiones en alumbrado público, ya que el detalle aportado por la CNFL no indica de forma clara cómo impactan en la calidad del servicio a los clientes.

Según las inspecciones realizadas por el equipo fiscalizador, consta que las obras ejecutadas se encuentran en un 74,67% de avance, lo que evidencia que la capacidad de ejecución en materia de alumbrado público, se debe a problemas en la entrega de los equipos y materiales ofertados.

**iv. Adición de los activos del sistema de alumbrado público.**

La CNFL en su petición tarifaria, expediente ET-085-2015, presenta un resumen de adición de activos igual a las inversiones pretendidas (folio 439, tomo I):

**Cuadro N° 8**  
**Sistema Alumbrado Público Propuesta CNFL**  
**Programa Adición de Activos 2015-2017**

Sistema Alumbrado Público Propuesta CNFL, S.A. - Programa Adición de Activos 2015-2017 (Millones de Colones)				
	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
<b>Alumbrado Público</b>				
<i>Inversiones</i>	363,10	641,70	591,30	1 596,10
<i>Vehículo Alumbrado Público</i>	0,00	32,90	0,00	32,90
<b>TOTAL DE ADICIONES</b>	<b>363,10</b>	<b>674,60</b>	<b>591,30</b>	<b>1 629,00</b>

Fuente: Folios 493, tomo I

Dicho resumen de adición de activos fue analizado por la Intendencia, al cual se le aplicó el porcentaje de ejecución determinado, así como el correspondiente porcentaje de asignación de activos de planta general determinado por los analistas financieros contables de la Intendencia, de lo cual se obtuvo el cuadro siguiente que muestran las adiciones a reconocer por la ARESEP:

**Cuadro N° 9**  
**Sistema Alumbrado Público Propuesta ARESEP**  
**Programa Adición de Activos 2015-2017**

Sistema Alumbrado Público Propuesta ARESEP- Programa Adición de Activos 2015-2017 (Millones de Colones)				
	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
<b>Alumbrado Público</b>				
<i>Inversiones</i>	270,09	469,50	441,25	1 180,85
<i>Vehículo Alumbrado Público</i>	0,00	24,07	0,00	24,07
<b>TOTAL DE ADICIONES</b>	<b>270,09</b>	<b>493,57</b>	<b>441,25</b>	<b>1 204,92</b>

Elaboración ARESEP

**v. Resumen de inversiones y adiciones**

En el cuadro siguiente se muestra el resumen consolidado de las inversiones y adiciones, del Sistema de Alumbrado público conforme a la propuesta de la CNFL

**Cuadro # 10**  
**Sistema de Alumbrado público - Inversiones y Adiciones.**  
**Propuesta CNFL - Período 2015-2017**  
**(Millones de colones)**

Año	2015	2016	2017	Total Período 2015-2017
<b>Actividad</b>				
<b>INVERSIONES</b>	<b>363,10</b>	<b>674,60</b>	<b>591,30</b>	<b>1 629,00</b>
<b>ADICIONES</b>	<b>363,10</b>	<b>674,60</b>	<b>591,30</b>	<b>1 629,00</b>

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

**Cuadro # 11**  
**Sistema de Alumbrado público - Inversiones y Adiciones.**  
**Propuesta ARESEP**  
**Período 2015-2017**  
**(En Millones de colones)**

Año	2015	2016	2017	Total Período 2015-2017
<b>Actividad</b>				
<b>INVERSIONES</b>	<b>271,13</b>	<b>503,74</b>	<b>441,54</b>	<b>1 216,41</b>
<b>ADICIONES</b>	<b>270,09</b>	<b>493,57</b>	<b>441,25</b>	<b>1 204,92</b>

**vi. Retiro de activos del sistema de alumbrado público**

A folio 453, la CNFL, presenta el retiro de activos, indicando que se encuentran en la carpeta Anexo de Inversiones 2015\Sistema A.P.\Proyecto181-182, archivo denominado "Plan de Inversiones CNFL.xlsx" (el resaltado es del original), los cuales están vinculados con el plan de inversiones respectivo, sin embargo; no se puede determinar la composición de los activos a retirar, a saber: postes, luminarias, bulbos, fotoceldas, vehículos y otros, aunado a lo anterior, la capitalización de un proyecto no depende de la naturaleza contable del mismo, sino de su construcción total bajo el concepto útil y utilizable seguido por la Intendencia.

CNFL, para la determinación del activo fijo neto en operación revaluado, tabula la información referente al retiro de activos al costo y la depreciación acumulada los cuales son valorados por los encargados de los proyectos. .

El siguiente cuadro presenta un resumen por actividad que muestra el retiro de activos al costo, revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluado para las obras de alumbrado público, otros activos fijos y planta general, para el período 2015-2017, elaborado por la Intendencia de Energía, con el detalle de las cuentas utilizadas por la CNFL.

**Cuadro # 12**  
**CNFL – Alumbrado Público**  
**Retiros de activos propuestos por CNFL (Millones de Colones)**

Sistema Alumbrado Público Propuesta CNFL,S.A. - Programa de Retiro de Activos 2015-2017 (millones de colones)				
	AÑO			
	2015			
OBRAS	Act.Costo	Act. Revaluó	Dep.Costo	Dep.Revaluó
<b>Total Planta Alumbrado Público</b>	3,91	4,07	25,01	46,60
<b>Total Planta General</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total Retiro de Activos 2014</b>	<b>3,91</b>	<b>4,07</b>	<b>25,01</b>	<b>46,60</b>
	2016			
OBRAS	Act.Costo	Act. Revaluó	Dep.Costo	Dep.Revaluó
<b>Total Planta Alumbrado Público</b>	9,55	9,94	31,89	49,20
<b>Total Planta General</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total Retiro de Activos 2015</b>	<b>9,55</b>	<b>9,94</b>	<b>31,89</b>	<b>49,20</b>
	2017			
OBRAS	Act.Costo	Act. Revaluó	Dep.Costo	Dep.Revaluó
<b>Total Planta Alumbrado Público</b>	7,83	8,15	26,79	49,92
<b>Total Planta General</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total Retiro de Activos 2016</b>	<b>7,83</b>	<b>8,15</b>	<b>26,79</b>	<b>49,92</b>

---

**vii. Obras asociadas al régimen de calidad reflejadas en las inversiones en el sistema de alumbrado público:**

*La mayoría de las obras que la CNFL propone conllevan, según indica dicha empresa, la intención de garantizar la confiabilidad y seguridad del abastecimiento del sistema de alumbrado público con que brinda el servicio a sus clientes. (Folios 437 al 450)*

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

**d. Retribución al capital**

*Según la metodología tarifaria vigente publicada en el diario oficial La Gaceta del lunes 10 de agosto del 2015, resolución RJD-139-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa. Sobre la base tarifaria se reconoce el rédito al desarrollo, con el objetivo de incentivar la reinversión de recursos y garantizar el suministro futuro del servicio eléctrico en calidad y cantidad óptima mediante la inversión en el servicio regulado.*

*El rédito para el desarrollo se obtiene mediante la aplicación de dos modelos, el Costo Promedio Ponderado de Capital y el Modelo de Valoración de Activos de Capital; más adelante se detalla el cálculo del rédito para el desarrollo para CNFL, así como las circunstancias presentadas que influyeron en cierta medida para el desarrollo de los cálculos.*

*CNFL, obtuvo en primera instancia para el sistema de alumbrado público, un costo de capital propio 2015 del 4.71% y un 4,71% del costo promedio ponderado de capital, según se muestra en el folio del 16. Sin embargo, es importante señalar que estos cálculos muestran la siguiente discrepancia respecto a lo establecido en la metodología vigente para el cálculo de la tasa libre de riesgo y la prima de riesgo, los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América (USA) la frecuencia de observaciones lo están realizando de manera mensual, siendo lo establecido una observación por año.*

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

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

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

*Para el cálculo de la beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,46 para el periodo en estudio.*

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

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

Para el cálculo del valor de la deuda y el costo de endeudamiento es cero, dado que la CNFL no posee deudas asociadas al sistema de alumbrado público.

Como resultado de lo anterior y con la información de estados financieros auditados disponibles a diciembre del 2014 en conjunto con los parámetros utilizados, se determinó que el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta CNFL es el siguiente:

**Cuadro # 13**  
**CNFL-Alumbrado publico**  
**Rédito de Desarrollo**

<b>Sistemas de la empresa CNFL</b>	<b>Estimación CNFL</b>		<b>Estimación ARESEP</b>	
	<b>Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)</b>	<b>Costo promedio ponderado del capital (WACC)</b>	<b>Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)</b>	<b>Costo promedio ponderado del capital (WACC)</b>
Sistema de Alumbrado Publico	4,71%	4,71%	4,86%	4,86%
<b>Nota:</b>				
Se espera que las tarifas empiecen a regir en enero 2016, obteniendo un redito de 4.86%				

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital de CNFL para el sistema de alumbrado público (modelo WACC) es de 4,86%; mismo valor que se presenta para el costo del capital propio y el costo de endeudamiento de un 0%.

Las diferencias entre el cálculo de CNFL y el de ARESEP se deben básicamente a lo siguiente: (1) la tasa libre de riesgo tal como se explicó anteriormente la frecuencia de observaciones CNFL lo está realizando de manera mensual, y no con observaciones anuales. (2) Con la prima de riesgo CNFL determinó el promedio de los últimos 12 meses, en la metodología se indica que es la serie histórica de 5 años, una observación por año.

#### **e. Base tarifaria**

Según la metodología tarifaria vigente publicada en el diario oficial La Gaceta del lunes 10 de agosto del 2015, resolución RJD-139-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa.

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

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

Las tasas de depreciación fueron tomadas del oficio N° 1161-DEEF-93 del SNE, aquellos casos que no venía información en dicho oficio se tomaron los valores de la empresa.

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

Los porcentajes de los componentes interno y externo para cada activo corresponden a los datos suministrados por la empresa para el presente estudio tarifario.

Dentro de los estados financieros contenían valores categorizados como no asignables, ante consultas realizadas se determinó que corresponde a la parte administrativa, por lo que se procedió a distribuirlo según los criterios dados por la CNFL. Según consta en el folio 741.

	MILES COLONES			
	Generación	Distribución	Alumbrado Público	Total
Activos en Operación Costo Original	¢ 241.008.996,00	174.387.287,00	15.322.621,00	430.718.904,00
<b>Peso porcentual</b>	<b>55,96%</b>	<b>40,49%</b>	<b>3,56%</b>	<b>100%</b>

Sin embargo, tal y como se indicó en el informe 2046-IE-2015 donde se analizó la petición del sistema generación, se excluyeron proyectos de generación como lo fue el Parque Eólico Valle Central, y el Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior, por lo que se variaron estos porcentajes siguiendo la misma metodología utilizada por la CNFL, disminuyendo el monto de activos en operación al costo por el monto correspondiente a estos proyectos. Siendo entonces los porcentajes utilizados los siguientes:

#### MILES COLONES

	Generación	Distribución	Alumbrado Público	Total
Activos en Operación Costo Original	¢ 72.204.017,15	174.387.287,00	15.322.621,00	261.913.925,15
<b>Peso porcentual</b>	<b>27,57%</b>	<b>66,58%</b>	<b>5,85%</b>	<b>100%</b>

#### i. **Saldos iniciales:**

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

**Cuadro # 14**  
**CNFL – Estados Financieros Auditados**  
**Saldos de las Cuentas de Activos al 31/12/2014**

<b>Sistema</b>	<b>Cuenta</b>	<b>Costo Act Fijo</b>	<b>Dep. Acm Costo</b>	<b>Revaluación</b>	<b>Dep Acm Rev</b>	<b>V.L</b>
Alumbrado Publico	Activo en Operación	15.322.621,0 0	3.489.990,0 0	14.248.237,0 0	8.502.840,0 0	17.578.028,0 0

**Fuente:** Elaboración propia con datos de Estados Financieros auditados CNFL.

**ii. Adiciones de activos**

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

**iii. Retiros**

CNFL, presenta información de retiros sin embargo la misma contiene discrepancias que fueron detectadas por los técnicos de inversiones de la Intendencia de Energía, y a nivel contable, por ejemplo incluían valores al costo y revaluados en cero pero en las depreciaciones montos de retiros, debido a ello, se aplicó un criterio ya utilizado el cual consiste en asignar los retiros anuales equivalentes a las tasas netas de depreciación de acuerdo a los tipos de activos, partiendo de los saldos auditados al 31 de diciembre del 2014.

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

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

- Se partió de los saldos a diciembre del 2014, según Estados Financieros Auditados. Estos saldos coinciden con lo reportado en el auxiliar de activos a diciembre 2014, del cual se tomaron las respectivas cuentas, dado que el estado financiero se encontraba de manera resumida.
- Los parámetros económicos utilizados son los indicados en la sección de parámetros de este informe, y se encuentran actualizados con respecto a los utilizados por CNFL en sus proyecciones.
- Se utilizaron las tasas de depreciación del SNE, y en los casos que no se contaba información se tomaron las de la empresa, según se detalló anteriormente.
- Se excluyeron los activos totalmente depreciados de la base tarifaria, al igual que los donados y activos con valores negativos.
- Los porcentajes de componentes interno y externo se tomaron del estudio tarifario de CNFL.

- Para los activos comunes se utilizó el porcentaje de distribución según parámetros dados por la empresa. Y ajustados según variaciones en saldos iniciales de activos en operación al costo, correspondiente a la exclusión de proyectos de generación.

Debido a todos los factores citados anteriormente, los saldos del total del activo neto en operación mostraron cambios con respecto a lo calculado por CNFL, ya que según la información suministrada en el archivo electrónico "ACTIVO FIJO NETO PROYECTADO Y POR SISTEMA" la empresa calculaba para el periodo 2014 ¢18 213 millones, para el 2015 ¢17 811 millones, en el 2016 ¢17 847 y el 2017 por ¢ 17 942 millones.

Con base a todo lo indicado y una vez aplicados las distribuciones de las cuentas de servicios no asignables (administrativos) se obtienen los siguientes saldos finales:

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

Sistema	CNFL				ARESEP			
	AFNOR*							
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Alumbrado Publico	18 213,00	17 811,00	17 847,00	17 942,00	18.576,34	17.526,41	17.246,92	16.365,50

**Fuente:** Elaboración propia con datos de CNFL.

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

**Cuadro # 16**  
**CNFL**  
**Detalle del activo neto en operación revaluado promedio por sistema - Cálculo IE**  
**2014-2017**  
**(Millones de colones)**

Sistema	CNFL			ARESEP		
	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2014/2015	2015/2016	2016/2017
Alumbrado Publico	18 012,00	17 829,00	17 894,50	18.051,38	17.386,67	16.806,21

**Fuente:** Elaboración propia con datos de CNFL.

#### v. Depreciación

En cuanto a la depreciación, se presenta un comparativo entre lo calculado por CNFL y ARESEP, del cual se comentan las causas de las variaciones presentadas:

1. Los saldos que está utilizando CNFL, como saldos iniciales son diferentes a lo reportado en el estado auditado.
2. Las adiciones reportadas por CNFL en el 2015 son distintas a lo asignado por la IE, según análisis realizado por el área de inversiones.
3. El monto de los retiros es distinto a lo reportado por CNFL y los cálculos de ARESEP, según criterios utilizados en el estudio tarifario.

4. CNFL determina un promedio cta. capital entre el saldo al 31-12-2014 y el proyectado al 31-12-2015, y sobre este se calcula la depreciación, el cual es distinto a los estados auditados.
5. Compañía no aplica valor de rescate, por lo que el factor de depreciación es diferente al utilizado por ARESEP, ya que para el cálculo se utilizaron las tablas de depreciación del SNE.  
Todo lo anterior se puede corroborar en el archivo " Archivo de Proyección de Alumbrado Público Definitivo (con Balance y Flujo)"
6. Para los cálculos de ARESEP se está agregando la porción de la parte administrativa, según los criterios de asignación dados por CNFL y actualizados posterior a la exclusión de proyectos de generación.

**Cuadro # 17**  
**Comparativo Depreciación**  
**CNFL vs. ARESEP2014-2017**  
**(Millones de colones)**

Sistema	CNFL	ARESEP	CNFL	ARESEP	CNFL	ARESEP
	2015		2016		2017	
Alumbrado Publico	1.162	870	1.219	858	1.283	867
Variación Absoluta	292		362		417	
Variación Relativa	25,13%		29,66%		32,47%	

**Fuente:** Elaboración propia con datos de CNFL.

**f. Análisis financiero**

**i. Criterios de proyección aplicados**

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

- Para la proyección de gastos de los sistemas (generación, distribución, comercialización, administración y Alumbrado público) correspondiente al año 2016, se tomó como año base el 2014 (con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo) y la ejecución de costos del año 2015. Esto considerando que para el año 2015 CNFL indicó lo siguiente:

*“Se eliminaron una gran cantidad de Centros de Servicios para el año 2015, lo cual hace que estas dependencias ahora mantengan sus costos, y ya no se distribuyan entre todas las áreas tal como se hacía en el año 2014, para poder homologar esos saldos sería necesario distribuir nuevamente todas los centros, además los Centros de Servicios también recibían cargos de otros Centros lo cual hace aún más compleja dicha estimación.” (Fuente: archivo electrónico “Respuesta oficio 1777.doc”, punto N° 7).*

Ante esta modificación la IE analizó la justificación de las partidas relevantes en el periodo 2015 con la finalidad de asegurar que ésta corresponde a la eliminación y/o reclasificación de los diferentes centros de servicio. En el caso de omitir la justificación se analizó y depuró el gasto, tomando como referencia el comportamiento histórico.

*Cabe mencionar, que la empresa realizó las proyecciones del año 2015, basados en la proporción de los costos ejecutados en los meses de enero a mayo de ese periodo (exceptuando los comprobantes de diario de planilla y con saldos negativos), aplicados a su meta financiera para ese periodo. No obstante, al no tener el fundamento para obtener la meta señalada en las proyecciones se consideró lo descrito en el párrafo anterior.*

- *Se realizó un análisis histórico de las partidas para cada uno de los periodos 2013 - 2014 y se observó su variación respecto al indicador económico correspondiente (inflación, decretos salariales, etc.) de los periodos indicados. Para aquellas cuentas cuya justificación de crecimiento de ese año tiene argumento débil o nulo se consideró un crecimiento igual a la inflación con el fin de depurar el año base.*
- *Para la proyección de los gastos generales se utilizaron los porcentajes de inflación promedio de 1,02% y 2,61% para los periodos 2015 y 2016, respectivamente.*
- *Los tipos de cambio utilizados son de ¢540,76 y ¢540,52 por US\$ para los periodos 2015 y 2016, respectivamente.*
- *Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*
  - ✓ *El análisis horizontal sobre las partidas objeto de gasto y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).*
  - ✓ *El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.*
- *Para el análisis de las partidas objeto de gasto (ejemplo el CD-13 y CD-09), se analizó las justificaciones que presentó CNFL, 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.*
- *Se excluyó de la proyección, las erogaciones que no se justificaron como de naturaleza no recurrentes o que la empresa indicó que eran no recurrentes.*
- *Se analizaron las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:*
  - ✓ *Se cotejó las erogaciones de los periodos 2015 y 2016 con los datos reportados a la Caja Costarricense del Seguro Social (C.C.S.S.). Posteriormente se analizó el efecto de la distribución de los centros de servicio de la planilla asignados a cada una de las actividades, esto incidió en el crecimiento del gasto registrado en el CD-09, CD-0903 y CD-0904, y una disminución de los centros de servicio que se cargan a planilla incluidos en los comprobantes de diario CD-1001 “Distribución de costos de la sección transporte y taller”, CD-11 “Distribución de costos del taller mecánico Anonos (Sección mantenimiento mecánico)”, CD-1511 “Distribución de centros de servicios del departamento de sistemas de potencia” y CD-17 “Distribución de costos sección de publicaciones”.*
  - ✓ *El comprobante de diario CD-09 contiene la planilla del presupuesto “operación”, al respecto el petente señaló:*

*“(...) se aclara que en la columna de operación incluye una proporción de centros de servicio, éstos por desglosarse por empleado y por las actividades que se registran en cada centro, con respecto a las proyecciones se utilizó el dato operativo (cuentas “52”), el incremento se debe a que al eliminarse varios centros de servicio, provoca que este gasto incremente la parte operativa de la planilla relacionado a las proyecciones, de ahí el incremento para el período 2015 y demás años.” Fuente: archivo “respuesta ARESEP.doc” enviado mediante correo electrónico del día 21 de octubre del 2015.*

- ✓ *Conforme al análisis realizado se observa una disminución en la cantidad de funcionarios que laboran para la empresa, así por ejemplo en diciembre del 2014 los empleados ascienden a un total de 2 320, en tanto a junio de 2015 estos totalizan 2 172.*
  - ✓ *Esta Intendencia proyectó las cifras de salarios de los ejercicios 2015 y 2016, a partir de las erogaciones incurridas por ese concepto para el periodo 2014 y el primer semestre del 2015, considerando como aumento los decretos del poder ejecutivo que corresponden a un 0,08% para el segundo semestre del 2015, y la inflación para el año 2016, correspondiente a un 4,00%.*
  - ✓ *Se contemplaron los siguientes porcentajes 21,8%, por los conceptos de “Contribuciones patronales.”, “B.P.D.C.”, “I.N.A.”, “I.M.A.S.” y “asignaciones familiares”, en el comprobante de diario CD-0903 “Registro de cargas sociales patronales (...)”, además se consideró los porcentajes de 3% y 1,5% por concepto de “fondo de capitalización laboral” y “régimen obligatorio de pensiones complementarias”, registrados en el comprobante de diario CD-0904 “Registro de provisiones legales por concepto de prestaciones, fondos de capitalización laboral (...)”, en el mismo orden citado.*
  - ✓ *Los gastos relacionados con la convención colectiva estaban registrados en los comprobantes de diario CD-05 “Registro de cuentas por cobrar, recibos depósitos de garantía, liquidaciones de estudio, gastos de V”, CD-1515 “Distribución de costos de centros de servicio del fondo de ahorro y préstamo”, CD-13 “Pago a proveedores”, CD-0901 “Registro de viáticos y alquiler motocicletas”, entre otros (ver detalle en el apartado “Sobre los componentes y beneficios de la Convención Colectiva de Trabajadores de la CNFL”). Más adelante se detalla el análisis efectuado a estos gastos.*
  - ✓ *A partir del segundo semestre del año 2015 no se incorporan plazas nuevas.*
- 
- *Para la asignación de los gastos administrativos y generales entre los servicios (distribución, generación y alumbrado público) se tomaron los datos del presente estudio, con base en la proporción de los costos asociados a cada una de las unidades estratégicas de negocio, siendo los porcentajes para aplicación los siguientes: 28%, 69%, y 3% para las actividades de generación, distribución y alumbrado público, respectivamente.*
  - *El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de energía eléctrica y alumbrado público, con base en los siguientes porcentajes 97,35% y 2,65%, respectivamente. Asimismo el canon del sector energía se distribuyó entre los sistemas de generación y distribución aplicando los porcentajes de 4,53% y 92,83% respectivamente, esto conforme la relación de los ingresos del sistema de generación respecto al total de ingresos del sistema de distribución.*
  - *Para todos los grupos de gastos (generación, comercialización, administración, distribución y alumbrado público) se excluyó de la proyección los comprobantes de diario CD-01 “Registro de absorción de costos de licencias y software”, CD-102 “Registro de absorción de pólizas y derechos de circulación” y CD-19 “Retiro de inmueble, maquinaria y equipo hecho en el mes”, debido a que éstos se analizan y proyectan por separado en el estado de resultados tarifario.*

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

➤ **Ingresos por venta de energía y compras de energía**

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

➤ **Compras de energía y potencia del sistema de distribución**

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

➤ **Otros Ingresos**

Se incluyó en la tarifa del servicio de alumbrado público el monto de ¢3,02 millones para el periodo 2016.

➤ **Gastos de Administración:**

✓ Se excluyó los costos de los comprobantes de diario que se citan a continuación:

a. CD-103 "REGISTRO DE ESTIMACIONES, PROVISIONES Y ACUMULACIONES PARA FALTANTES DE CAJEROS", debido a que no demostró el gasto real efectuado se excluyó de la proyección.

b. CD-26 "Registro De Transacc. Hechas Por T.E.F., Notas Débito y Crédito Por Conceptos Varios" pese a que el sistema administrativo no refiere a éste comprobante de diario, en el sistema de generación se indicó que éste refiere a trámites bancarios y la transferencia de algunos repuestos, sin especificar si corresponde a diferencial cambiario o intereses financieros, en cuyo caso no se incorporan en la estructura de costos tarifaria de ningún sistema, conforme a la metodología vigente.

✓ Para los comprobantes de diario que se citan seguidamente, el petente no justificó el crecimiento del año 2015, por lo tanto se consideró el dato del periodo 2014 aunado a la inflación del periodo:

a. CD-101 "Registro de consumo telefónico mensual de acuerdo con la factura del ICE",

b. CD-1211 "Registro de entradas y salidas bodega papelería",

c. CD-1213 "Registro de entradas y salidas bodega misceláneos", y

d. CD-13 "Registro de pago a proveedores".

✓ El total de gastos administrativos incluidos en los periodos 2015 y 2016 corresponde a las sumas de ¢ 17 234,13 y ¢ 17 808,26 millones, respectivamente y los montos asignados al servicio de alumbrado público ascienden a ¢576,20 y ¢595,39 millones, en el mismo orden citado.

➤ **Gastos de Alumbrado Público:**

✓ En el CD-1001 "Distribución de Costos de la Sección de Transporte y Taller", se analizó la justificación del petente para el año 2014 y se determinó que ésta no refiere a la planilla, no cuantifica, ni permite la validación de los gastos incurridos (folio 253). Por este motivo se incorporó únicamente la distribución de la planilla hacia los centros de servicios, correspondiente al monto de ¢114 millones en la tarifa para el año 2016.

✓ En el CD-1284-AP "Registro de entradas y salidas de la Bodega de Alumbrado Público", la empresa no presentó justificación para los periodos 2014 al 2016, pese a que la partida se incrementó en un 94% en el año 2015. Para efectos de proyección se consideró el dato del ejercicio 2013 más la inflación de cada periodo, para un total de ¢16 millones en el año 2016.

- ✓ Para el año base 2014, en el comprobante de diario CD-13 “Registro de pago a Proveedores” se excluyó los gastos no recurrentes que ascienden a la suma de ¢70,53 millones (folio 269). La proyección de los 2015 y 2016, se realizó utilizando los porcentajes de inflación según se indica en los criterios generales de proyección, el monto del año 2016 corresponde a ¢58,2 millones.
- ✓ Los gastos del servicio de alumbrado público incluidos en tarifas ascienden a ¢1 115,35 y ¢1 071,40 millones para los años 2015 y 2016, respectivamente.

➤ **Servicio de regulación**

El canon asignado al servicio de alumbrado público corresponde a las sumas de ¢13,12 y ¢14,47 millones, para los años 2015 y 2016, respectivamente, estimado al aplicar un 92,83%, sobre el canon del sector energía para los periodos 2015 y 2016, publicados en La Gaceta del 20 de octubre del 2014 (Alcance 57) y La Gaceta del 23 de octubre del 2015, respectivamente. El porcentaje fue fijado según la relación de los ingresos de cada sistema.

➤ **Depreciación de activos**

El monto incluido en las tarifas del servicio de alumbrado público por concepto de “depreciación de activos” corresponde a ¢869,68 y ¢857,81 millones, para los años 2015 y 2016, respectivamente, estimado con base en el cálculo de la base tarifaria y la revaluación de activos, según los criterios que se detallan en la sección de base tarifaria.

➤ **Absorción de partidas amortizables:**

En relación a las partidas amortizables, la IE mediante correo electrónico del día 05 de noviembre del 2015 solicitó al petente un detalle de la composición de la cuenta por cada periodo (incluye 2015 y 2016, el subrayado no es parte del original), conforme al formato presentado en el año 2013 y 2014, ésta información es necesaria para validar los datos a incorporar en las tarifas. Ante la omisión de lo requerido, la IE excluyó la proyección del gasto en todos los sistemas, debido a la naturaleza de la partida, no es factible validar los activos intangibles de cada periodo, por ende su amortización.

➤ **Absorción de pólizas (seguros):**

Respecto a las pólizas (seguros), la IE mediante correo electrónico del día 05 de noviembre del 2015 solicitó al petente un detalle de la composición de la cuenta por cada periodo (incluye 2015 y 2016, el subrayado no es parte del original), conforme al formato presentado en el año 2013 y 2014, ésta información es necesaria para validar los datos a incorporar en las tarifas. Ante la omisión de lo requerido se consideró el costo incurrido en el periodo 2014, aunado a la inflación de los periodos 2015 y 2016. El gasto registrado en el sistema de administración se mantiene en el comprobante de diario CD-102 “Registro de absorción de pólizas y derechos de circulación” para su asignación, en tanto el costo incluido en los sistemas de generación y distribución se muestran por separado en el estado financiero tarifario. El monto a incorporar en el servicio de alumbrado público asciende a la suma de ¢27,53 y ¢28,55 millones para los años 2015 y 2016.

➤ **Pérdida por retiro de activos:**

*El petente no suministró información suficiente para estimar el costo originado por la pérdida al retirar un activo de la base tarifaria; no justificó, ni vinculó el gasto por este concepto con los retiros de activos que afectan la base tarifaria de los periodos sujetos a estudio.*

*La IE estimó lo concerniente al retiro de activos (aplicando un porcentaje igual a la depreciación) según la metodología señalada en el apartado de "base tarifaria"; sin embargo, el cálculo atañe a un retiro de activos teórico que no afecta el registro de activos de la empresa, es criterio de esta Intendencia no incorporar el gasto que se deriva de su retiro, hasta que la empresa demuestre que procedió a retirar los activos en el sistema contable – financiero y sus respectivos auxiliares.*

➤ **Sobre los componentes y beneficios de la Convención Colectiva de Trabajadores de la CNFL:**

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

*La Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de los servicios regulados, de conformidad con las metodologías que ella misma determine, asimismo de conformidad con lo establecido en el artículo 4 inciso c) en relación con el artículo 3 inciso b), así como los artículos 6 incisos a) y d), 31 y 32 incisos b) y c), todos pertenecientes a la Ley 7593, facultan a la Aresep a excluir de los estudios tarifarios gastos que sean incompatibles con el principio de servicio al costo, que no se encuentren justificados, que sean excesivos o que no tengan relación directa con la prestación del servicio.*

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

*[...]*

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

*recomendaciones técnicas de la ARESEP y tienen la obligación de realizar los ajustes internos que estimen convenientes, sin que esto se confunda con una invasión de las facultades propias del operador del servicio público; 6) En el presente caso, la ARESEP es competente para analizar técnicamente la solicitud de ajuste tarifario [...]*

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

*[...] el artículo 32 reconoce una cierta "discrecionalidad" a la Autoridad Reguladora e incluye conceptos jurídicos indeterminados en su redacción. Lo que da un margen de libertad de apreciación al Ente Regulador a efecto de determinar si una erogación es necesaria para la prestación del servicio, si es proporcional en relación con los "gastos normales de actividades equivalentes" o si es excesiva.*

*Por el contrario, escapa a la discrecionalidad de la Autoridad Reguladora la posibilidad de reconocer como costo: "las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada". De manera que si un gasto o inversión pretende financiar actividades ajenas a esos elementos relacionados con la actividad regulada, tendría que ser rechazado, deber jurídico, por la Autoridad Regulador.*

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

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

*b) Exclusión de gastos derivados de una Convención Colectiva de Trabajo*

*La procedencia de excluir de un ajuste tarifario de servicios públicos regulados, los gastos derivados de una convención colectiva, ha sido ampliamente analizada en las resoluciones No. 2510-2012 del Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda así como la sentencia No.94-2013-I, del Tribunal Contencioso Administrativo. Sección Primera. Anexo A, del II Circuito Judicial, y de las cuales se concluye lo siguiente:*

- i. La naturaleza jurídica de las convenciones colectivas le otorga fuerza de ley solo entre el patrono o Administración Pública y el sindicato de trabajadores o los trabajadores directamente. i. La naturaleza jurídica de las convenciones colectivas le otorga fuerza de ley solo entre el patrono o Administración Pública y el sindicato de trabajadores o los trabajadores directamente. No tiene aplicación fuera de las partes contratantes. Así reconocido por las sentencias judiciales 2510-2012 y 94-2013-I citadas.*
- ii. La convención colectiva no es una ley formal, aprobada por la Asamblea Legislativa, por ello no puede prevalecer sobre una Ley formal y de orden público. En ese sentido la Ley 7593 prevalece sobre una convención colectiva, esto significa que Aresep tiene la potestad de no aplicar los gastos derivados de una convención colectiva. Así reconocido por las sentencias judiciales 2510-2012 y 94-2013-I citadas.*
- iii. La Aresep no es parte de esta convención colectiva y tiene la obligación de aplicar su Ley sobre normas de inferior rango. Una convención colectiva no puede dispensar o excepcionar leyes, reglamentos o directrices gubernamentales vigentes, ni modificar o derogar leyes que otorgan o regulan competencias a los entes públicos. Así reconocido por las sentencias judiciales 2510-2012 y 94-2013-I citadas.*
- iv. Una convención colectiva no puede contravenir los objetivos institucionales del prestador del servicio público. Así reconocido por las sentencias judiciales 2510-2012 y 94-2013-I citadas.*
- v. Los intereses públicos prevalecen sobre intereses particulares. En ese sentido, es claro que las convenciones colectivas tienen un origen constitucional en el artículo 62 de nuestra Carta Magna. Sin embargo, las potestades de la Aresep, dadas por su Ley, tienen también origen constitucional en el artículo 46 de la Constitución Política al regular el derecho de los consumidores o usuarios de servicios públicos o privados, a la protección de su salud, ambiente, seguridad e intereses económicos, así como disfrutar de servicios adecuados, equitativos y competitivos. Esto significa que los derechos constitucionales de los usuarios y consumidores prevalecen sobre los derechos de los trabajadores amparados a una convención colectiva. Así reconocido por las sentencias judiciales 2510-2012 y 94-2013-I citadas.*
- vi. La Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus competencias, en ningún momento deroga las disposiciones contenidas en esta convención colectiva, pues carece de competencia para tales efectos. El análisis de dichos rubros para efectos tarifarios, constituye no solo una obligación de esta institución sino que además forma parte del ejercicio regular otorgado por la Ley.*
- vii. La exclusión de algunos gastos derivados de la convención colectiva obedece a que se trata de erogaciones ajenas a la prestación del servicio público, al cual debe fijársele la tarifa en concordancia con el principio del servicio al costo, entre otros.*

*En relación a la convención colectiva de los trabajadores de la CNFL, se analizó la información presentada por el petente para el año 2014, recibida mediante correo electrónico del día 03 de noviembre del 2015 y el oficio N°2001-0846-2015 del 09 de noviembre del 2015, (no se consideró los datos a mayo 2015 debido a que no se mostró la erogación de algunos beneficios).*

A partir del gasto del año 2014, se incorporó un incremento igual a la inflación para los periodos 2015 y 2016, con el fin de determinar el costo de los componentes y beneficios de la convención colectiva que no guardan relación con la prestación del servicio público que brinda la CNFL, según se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 18**  
**Beneficios de convenciones colectivas**  
**que se excluyen en las tarifas**  
**Periodos 2014-2016**  
**(Datos en millones de colones)**

<b>Registro</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
CD-0901	134,69	136,07	139,62
CD-13	39,59	39,99	41,03
CD-5	3.431,98	3.467,11	3.557,60
CD-1501	85,68	86,55	88,81
CD-3	-	-	-
CD-5 y CD-3	344,23	347,75	356,82
<b>Total</b>	<b>4.036,16</b>	<b>4.077,47</b>	<b>4.183,90</b>

Fuente: Elaboración propia.

Para el año 2014, CNFL indicó que el costo de sus convenciones colectivas asciende a ¢4 260,85 millones, de los cuales ¢4 036,16 millones no se incorporan en la tarifa.

El cuadro 19 muestra el resumen de las convenciones colectivas que se excluyen del cálculo tarifario para cada uno de los periodos, cuyo detalle se presenta seguidamente:

**Cuadro N° 19**  
**Detalle de beneficios de convenciones colectivas**  
**que se excluyen en las tarifas**  
**Periodos 2014-2016**  
**(Datos en millones de colones)**

<b>Norma Convencional (CCT)</b>	<b>Justificación</b>	<b>CD</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Fondo de Ahorro y Préstamo. Artículo 75 y 76 CCT	De acuerdo con el artículo 1 del Reglamento del Fondo de Ahorro y Préstamo de los Trabajadores de la CNFL, aprobado en Sesión 581 y que rige a partir del 1 de junio de 2002, las actividades de dicho Fondo tienen como propósito facilitar la obtención de vivienda digna y mejorar las condiciones económicas de los trabajadores de esa Compañía. Así las cosas, al obedecer este fondo a un interés meramente patrimonial, conformado por la colaboración conjunta entre el patrono y el funcionario, se considera que este rubro no guarda relación con la prestación del servicio público.	CD-5	3.159,32	€3.191,65	€3.274,96
Ayuda sepelios en caso de fallecimiento de un trabajador, esposa e hijos y por madre, padre. Artículo 93 CCT	La CNFL en caso de fallecimiento de un trabajador, esposa o compañera e hijos dependientes cubrirá por concepto de sepelio y funerales hasta la suma de € 27 800,00 y hasta €22 300,00 por madre o padre, de conformidad con los procedimientos administrativos correspondientes y mediante la presentación de los comprobantes respectivos. Se considera que este gasto responde a una colaboración económica del patrono al trabajador que resulta ajena e innecesaria para la prestación del servicio.	CD-0901	€2,18	€2,20	€2,25
Ayuda en matrimonio. Artículo 94 CCT	En caso de matrimonio del trabajador, la CNFL por concepto de regalo, dará la suma de €13 900,00. Para el disfrute del presente artículo, el trabajador hará envío de una nota, indicando la fecha y el lugar de matrimonio, al Departamento de Recursos Humanos. Se considera que este gasto responde a una colaboración económica del patrono hacia el trabajador que resulta ajena e innecesaria para la prestación del servicio.	CD-0901	€0,75	€0,76	€0,78

<p>Centro de recreación Sindical. Artículo 98 CCT</p>	<p>La CNFL, traslada al Sindicato la suma de ¢152 100, 00 mensuales para ser aplicados en el centro de recreación sindical, según lo considera el artículo 98 de la CCT. Se excluye este pago pues son actividades totalmente ajenas e innecesarias a la prestación del servicio público prestado por la CNFL.</p>	<p>CD-13</p>	<p>¢3,50</p>	<p>¢3,53</p>	<p>¢3,62</p>
<p>Nacimiento hijo de trabajador. Artículo 103 CCT</p>	<p>La CNFL girará la suma de ¢5 600,00 por nacimiento de hijo del trabajador, previa presentación del certificado de nacimiento. Se considera que este gasto responde a una colaboración económica del patrono hacia el trabajador que resulta ajena e innecesaria para la prestación del servicio.</p>	<p>CD-0901</p>	<p>¢0,51</p>	<p>¢0,51</p>	<p>¢0,52</p>
<p>Exámenes de vista y lentes, personal de Lectura y Distribución (dependencia le lectura, medidores, torneros y soldadores) Artículo 106 CCT</p>	<p>El pago de exámenes de vista y lentes para el personal de lectura y distribución, según lo establece el artículo 106 de la CCT. Se considera que este costo corresponde a una erogación innecesaria para la prestación del servicio público que brinda la CNFL.</p>	<p>CD-0901</p>	<p>¢0,57</p>	<p>¢0,58</p>	<p>¢0,59</p>
<p>Día del empleado CNFL. Artículo 109 CCT</p>	<p>Cada año en el mes de agosto, la Compañía celebrará la semana del empleado de "Fuerza y Luz" y hará un reconocimiento mediante la entrega de un bien de utilidad personal a los trabajadores que cumplan lustros de labor para la empresa, según el artículo 109 CCT, responde a actividades que son ajenas e innecesarias para la prestación del servicio público</p>	<p>CD-13</p>	<p>¢35,51</p>	<p>¢35,87</p>	<p>¢36,81</p>

<p>Servicio de Soda. Artículo 110 CCT</p>	<p>La Compañía dotará de soda al plantel de la Uruca. También dará estos servicios en aquellos Centros de Trabajo que por el número de sus trabajadores así lo justifique y de acuerdo a las condiciones presupuestarias y financieras de la empresa, según el artículo 110 CCT. Se recomienda excluir este pago siendo que el mismo responde a una colaboración del patrono hacia sus trabajadores, por lo que resulta un gasto ajeno e innecesario para la prestación del servicio público</p>	<p>CD-1501</p>	<p>¢85,68</p>	<p>¢86,55</p>	<p>¢88,81</p>
<p>Gasto por concepto de Licencias de Conducir y Renovaciones. Artículo 55 CCT</p>	<p>La Compañía pagará la primera licencia de manejo de vehículos a aquellos que siendo empleados de la misma sean contratados como choferes por ésta, asimismo, el valor de las renovaciones a los trabajadores que manejen vehículo de propiedad de la Compañía y/o alquilados. Se considera este gasto, como innecesario para la prestación del servicio público.</p>	<p>CD-13</p>	<p>¢0,58</p>	<p>¢0,58</p>	<p>¢0,60</p>
<p>Gasto por concepto de Alquiler de vehículos. Artículo 56 CCT</p>	<p>La Compañía podrá alquilar, para su servicio tal y como lo ha venido realizando, vehículos motorizados a los empleados que los tengan en propiedad. El precio del alquiler será actualizado anualmente por ambas partes, o cuando los costos de operación lo ameriten. Art 56 CCT. Se considera que este gasto no se ajusta a la resolución R-DC-0127-2015 emitida por la Contraloría General de la República sobre las tarifas de kilometraje, según lo dispuesto por en el artículo 131 inciso l) del Reglamento de la Ley de Contratación Administrativa y el ordenamiento jurídico vigente, y además no se detalla el uso que se le dará a dichos vehículos y su relación con el servicio público, por ello se excluye del cálculo.</p>	<p>CD-0901</p>	<p>¢130,69</p>	<p>¢132,02</p>	<p>¢135,47</p>

Gasto por concepto de Préstamo por vacaciones. Artículo 95 CCT	Para efectos del disfrute de vacaciones, la Compañía le prestará al trabajador que lo solicite, hasta lo correspondiente a un 50% del sueldo mensual ordinario, el cual se cancelará mediante deducciones en el salario, en un plazo máximo de doce meses, y deducirá un cargo por una única vez en cada caso, de un uno por ciento, por concepto de gastos administrativos e incobrables. Para otorgarle un nuevo préstamo deberá cancelar el anterior. El manejo de los fondos y trámites administrativos, estará a cargo del Fondo de Ahorro y Préstamo, según el artículo 95 CCT. Se excluye este rubro por cuanto responde a un beneficio a los trabajadores que resulta una carga ajena e innecesaria para la prestación del servicio público.	CD-3 y CD-5	¢340,38	¢343,86	¢352,84
Comprobante de diario CD-5 segregarlo para identificar lo correspondiente al Fondo de ahorro y garantías	El Fondo de ahorro y garantías que se debe segregarse para identificar lo correspondiente (incluye total de aporte 9% al FAP. Al estar relacionado con los artículos 75 y 76 CCT, ya analizado, se excluye por las mismas razones.	CD-5	¢272,66	¢275,45	¢282,64
Monto y servicio que registran las partidas de convenciones colectivas cargadas al CD-09 y CD-0901 (corte mayo 2015)	La ayuda en sepelio en caso de fallecimiento trabajador, esposa e hijos, ayuda en matrimonio, nacimiento hijo de trabajador, exámenes de vista y lentes personales de lectura y Distribución. Se excluye este rubro por cuanto responde a un beneficio a los trabajadores que resulta una carga ajena e innecesaria para la prestación del servicio público ya indicado en cada uno de los rubros.	CD-3 y CD-5	¢3,85	¢3,89	¢3,99
	<b>Totales</b>		<b>¢4 036,16</b>	<b>¢4 077,47</b>	<b>¢4 183,89</b>

Fuente: Elaboración propia.

Cabe mencionar, que en el año 2015 no se proyectó los comprobantes de diario CD-901 "Registro de viáticos y alquiler motocicletas", CD-1501 "Distribución gastos de las sodas entre las diferentes dependencias", y CD-3 "Registros cuentas cobrar particulares, capitalización estudios ingeniería", debido a la reestructuración de

costos que efectuó la empresa, eliminando diversos centros de servicio. En el caso del CD-5 "Registro de cuentas por cobrar, recibos depósitos de garantía, liquidaciones de estudio, gastos de v" en el año 2015 se incorporó la suma de ¢9,01 millones que incluye la liquidación anual del salario escolar y el ajuste de liquidaciones a funcionarios.

Es importante que la empresa mantenga una relación de los gastos según su naturaleza y la cuenta o comprobante de diario utilizado para su registro, por ejemplo la ayuda a matrimonios se registró en el CD-0901 que según el nombre de la partida corresponde a viáticos y al alquiler de motocicletas, por lo tanto no se evidencia una relación del gasto de la convención colectiva con la nomenclatura del comprobante de diario.

Las convenciones colectivas que se excluyen y forman parte del CD-13 "Registro de pago a Proveedores", se eliminaron a través del ajuste realizado por la IE en el año 2015.

Al examinar los comprobantes de diario CD-903 "Registro de cargas sociales patronales por riesgos del trabajo, aportes fondo de ahorro y préstamo" y CD-904 "Registro de provisiones legales por concepto de prestaciones, fondos capitalización laboral y pensión" que registra las cargas sociales de la planilla, se evidenció un registro mayor en el CD-903, correspondiente al aporte del fondo de ahorro y garantía, éste asciende al monto de ¢4 567,52 millones, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro Nº 20**  
**Análisis del comprobante de diario CD-903**  
**"Registro de cargas sociales patronales por riesgos del trabajo,**  
**aportes fondo de ahorro y préstamo"**  
**(Datos en millones de colones)**  
**Periodo 2015**

<b>Periodo 2015</b>	
<b>Salarios registrados por CNFL, CD-9</b>	<u>33.121,97</u>
<b>Cargas sociales (estimación 26,3%)</b>	8.711,08
CD-903	7.220,59
CD-904	1.490,49
<b>Registros CNFL</b>	23.993,55
Registro en CD-903	11.788,11
Registro en CD-904	12.205,44
<b>Diferencia (exclusión)</b>	<u>15.282,47</u>
CD-903	<u>4.567,52</u>
CD-904	<u>10.714,95</u>

**Fuente:** Elaboración propia.

La IE excluyó la suma de ¢4 077,47 y ¢4 183,90 millones para los años 2015 y 2016, respectivamente por concepto de convenciones colectivas, estos montos se encuentran dentro de los ajustes realizados en la estructura de costos de cada uno de los sistemas (generación, distribución y alumbrado público).

### **iii. Capital de trabajo:**

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

El período medio de cobro se obtiene de las cuentas por cobrar de energía eléctrica, según saldo promedio mostrado en los Estados Financieros Auditados de los años 2012, 2013 y 2014. El total de estas cuentas por cobrar se divide entre las ventas de energía, según los Estados Financieros Auditados y se multiplica por 360 días, para la obtención de un período medio de cobro de 1,42 días.

### **iv. Análisis de Resultados**

Los siguientes son los resultados obtenidos para el servicio de alumbrado público una vez que se realizaron las modificaciones explicadas en los puntos anteriores; se registra una disminución en el total de costos del 8% para el año 2016, en relación a los costos solicitados por CNFL en ese periodo. En relación a los gastos generales la disminución es del 30% (sin considerar las compras), para ese mismo periodo.

La diferencia radica principalmente en las variaciones de:

- i) Las compras, ya que el cargo de “energía y potencia al sistema de distribución” es mayor al que indicó el petente en un 7%.
- ii) El gasto de “depreciación” que disminuye en un 30% respecto a los solicitado por el petente, ésta variación se debe a la asignación de los activos pertenecientes a “planta general”,
- iii) El gasto de “administración” que aumenta en un 35% producto de la asignación de los gastos administrativos, la aplicación de los criterios generales de proyección y la depuración de las partidas.
- iv) El gasto de “alumbrado público”, que disminuye en un 37% debido a la aplicación de los criterios generales de proyección y la depuración de las partidas, principalmente los comprobantes de diario CD-1284 “Registro de entradas y salidas de la bodega de alumbrado público”, CD-903 “Registro de cargas sociales patronales por riesgos de trabajo, aportes fondo de ahorro y préstamo” y CD-904 “Registro de provisiones legales por concepto de prestaciones, fondos capitalización laboral y pensio”, por la falta de justificación y la exclusión de las convenciones colectivas (que incorporan el Fondo de Ahorro).
- v) El gasto por concepto de “pérdida por retiros de activos”, ya que éste se excluyó.

Los costos que refieren este apartado se muestran en el cuadro a continuación:

**Cuadro # 21**  
**CNFL –Sistema de Distribución**  
**Resumen de Costos y Gastos de Operación 2016**  
**(en millones de colones)**

DESCRIPCIÓN	2016				
	Cifras según CNFL	Cifras según ARESEP	Variación	Variación	Peso
<b>COMPRAS</b>					
Compras de Energía y Potencia	5.347,18	5.728,09	380,91	7%	-53%
<b>TOTAL COMPRAS</b>	5.347,18	5.728,09	380,91	7%	-53%
<b>GASTOS GENERALES</b>					
Sistema Alumbrado Público	1.695,97	1.071,40	(624,57)	-37%	87%
Incobrables por ventas de energía	8,90	-	(8,90)	-100%	1%
Administrativos	442,42	595,39	152,97	35%	-21%
Gastos por Seguros	39,09	28,55	(10,54)	-27%	1%
Gastos por Partidas Amortizables	89,30	-	(89,30)	-100%	12%
Pérdidas por retiros de activos	155,61	-	(155,61)	-100%	22%
Otros Impuestos	3,01	-	(3,01)	-100%	0%
Canón ARESEP	10,66	14,47	3,81	36%	-1%
Depreciación	1.219,47	857,81	(361,66)	-30%	51%
<b>TOTAL GASTOS GENERALES</b>	3.664,45	2.567,63	(1.096,82)	-30%	153%
<b>TOTAL DE COSTOS Y GASTOS</b>	<b>9.011,63</b>	<b>8.295,72</b>	<b>(715,91)</b>	<b>-8%</b>	<b>100%</b>

*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía*

**v. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta**

*Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito calculado, se concluye que el servicio de alumbrado público que presta CNFL necesita un aumento promedio del 6,2% en sus tarifas a partir del 01 de enero del año 2016, generando un rédito ajustado por redondeo del 4,88%.*

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

*La variación en las tarifas del servicio de alumbrado público que presta CNFL y las diferencias con respecto a lo solicitado inicialmente por esta empresa, se explica primordialmente por las siguientes razones:*

- 1. CNFL en sus cálculos estimó que el ajuste tarifario entraría a regir en “diciembre del 2015” (folio 01), mientras que la IE estima que este entraría a regir el 01 de enero del 2016, conforme a los plazos definidos por ley.*
- 2. Los costos y gastos que la IE estima para el año 2016 serían de ¢8 295,72 millones. Algunos de los costos que más se han ajustado, según los cálculos de la IE con respecto a los presentados por CNFL son:*

- ✓ *Las compras de energía y los gastos administrativos que se incrementan en un 7% y 35% respectivamente, respecto a lo solicitado por la empresa,*
  - ✓ *Los gastos “sistema alumbrado público” y “depreciación”, , que presentan disminuciones del 37% y 30% para el año 2016, en el mismo oren citado, respecto a lo solicitado por el petente,*
  - ✓ *La pérdida por retiro de activos que se excluyó en su totalidad.*
3. *Todo lo anterior implica que mientras CNFL solicita ingresos de ¢9 894,03 millones para el año 2016, la IE recomienda aprobar el monto de ¢9 141,00 millones.*

(...)

#### IV. CONCLUSIONES:

1. CNFL solicitó un incremento del 16,84% para el servicio de alumbrado público.
  2. Con base en las estimaciones de la IE, se propone un incremento del 6,2% para las tarifas del sistema de Alumbrado Público de CNFL, que entraría a regir a partir del 01 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2016.
  3. Con el porcentaje de ingresos propuesto, CNFL obtendrá ingresos por ¢9 141,20 millones en el año 2016.
- II. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la consulta pública, del oficio 2048-IE-2015 citada, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

*De acuerdo con el oficio 3519-DGAU-2015/0106346 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 CNFL para el sistema de distribución, las cuales se analizan de seguido.*

- 1- **Defensoría de los Habitantes:** Representada por el señor Juan Manuel Cordero González, portador de la cédula de identidad número 106820894, en su condición de Defensor Adjunto de la Defensoría de los Habitantes.

*Notificaciones: Al fax número 4000-8700.*

- a. *Argumenta el oponente que en este sistema se observan los mismos problemas indicados en los sistemas de distribución y generación, respecto al desfase de los indicadores macroeconómicos utilizados, por lo que considera que las proyecciones de costos y gastos realizados por la CNFL deben ser replanteados técnicamente, pues las mismas no son válidas en la actualidad.*

*Se le hace ver al oponente que el análisis que se ha efectuado a la solicitud presentada por CNFL incluye la incorporación de parámetros macroeconómicos calculados por la Intendencia que se ajustan a la realidad económica actual y las proyecciones efectuadas por el BCCR y el Fondo Monetario Internacional, tal como se expone en el apartado de parámetros utilizados.*

(...)

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar para el servicio de Distribución que presta la CNFL, tal y como se dispone.

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

- I. Fijar para el servicio de Alumbrado Público que presta la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL) una tarifa de ¢ 3,44 por kWh consumido y hasta 50 000 kWh, a partir del primero de enero del 2016.
- II. Tener por analizada y respondida la oposición con el contenido en el “*Considerando II*” de esta Resolución y agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.
- III. Instar a la CNFL para que realice de una forma proactiva la implementación de la Contabilidad Regulatoria, la cual se realizará con el acompañamiento de funcionarios de esta Intendencia, instrumento regulatorio que permitirá dar transparencia, seguimiento, fiscalización y trazabilidad a los costos relacionados con la prestación del servicio y de esta forma cumplir con los principios establecidos en la Ley 7593.

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

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

**PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

JUAN MANUEL QUESADA  
INTENDENTE DE ENERGÍA

1 vez.—Solicitud N° 44241.—O. C. N° 8377-2015.—(IN2015081629).