

ALCANCE DIGITAL N° 22

LA GACETA

Diario Oficial

Año CXXXVII

San José, Costa Rica, lunes 30 de marzo del 2015

N° 62

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RIE-031-2015

RIE-032-2015

RIE-033-2015

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGIA
RIE-031-2015 del 20 de marzo de 2015
A LAS 15:05 HORAS DEL 20 DE MARZO DE 2015

SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE HEREDIA (ESPH)
PARA EL SERVICIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ET-164-2014

RESULTANDO

- I. Que el 28 de noviembre del 2014, mediante el oficio GG-911-2014, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia presentó solicitud de ajuste tarifario para el servicio de generación de energía eléctrica que presta (folio 1 al 1247).
- II. Que el 03 de diciembre del 2014, mediante el oficio 1678-IE-2014, la Intendencia de Energía (IE) le previno a la ESPH el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de generación (folios 1250 a 1252).
- III. Que el 10 de diciembre del 2014, mediante el oficio GG-946-2014-R, la ESPH respondió la prevención realizada mediante el oficio 1678-IE-2014 (folio 1254 y siguientes).
- IV. Que el 7 de enero del 2015, mediante el oficio 0021-IE-2015, la Intendencia de Energía le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por la ESPH para el servicio de generación de electricidad (folios 1266).
- V. Que el 22 de enero del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 15 (folios 1273 al 1274).
- VI. Que el 23 de enero del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Teja y La Extra (folio 1272).
- VII. Que el 03 de febrero del 2015, mediante el oficio 416-DGAU-2015/003279 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 1290 a 1291).
- VIII. Que el 10 de febrero del 2015, mediante el oficio 0220-IE-2015, la Intendencia de Energía le solicitó a la ESPH aclaración y detalle de la información aportada (folios 1296 a 1304).
- IX. Que el 16 de febrero del 2015, mediante el oficio GG-132-2015-R, la ESPH solicitó una prórroga para la entrega de información (folio 1305).
- X. Que el 19 de febrero del 2015, mediante el oficio 0311-IE-2015/5246, la Intendencia de Energía otorgó la prórroga solicitada por la ESPH mediante el oficio GG-132-2015-R, dando plazo al 20 de febrero del 2015 (folio 1550 a 1551).

- XI. Que el 20 de febrero del 2015, mediante el oficio GG-173-2015, la ESPH solicitó nueva prórroga al plazo otorgado mediante oficio 0311-IE-2015/5244 para la entrega de información al día 23 de febrero 2015. (folio 1549).
- XII. Que el 23 de febrero del 2015, mediante el oficio GG-166-2015, la ESPH presentó la información solicitada en el oficio 0220-IE-2014 (folios 1317 a 1548).
- XIII. Que el 19 de febrero del 2015, se llevó a cabo la audiencia pública de ley.
- XIV. Que según el informe de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, (oficio 917-DGAU-2015/82943), se recibieron oposiciones válidas por parte de Bernal Lara Soto (cédula 4-0077-0333), Juan Rafael Morales Rojas (cédula 4-0102-0283), Rita Gladys Buitrago Vallejos (cédula 1-0447-0395) y la Defensoría de los Habitantes, representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz (cédula 1-0812-0378).
- XV. Que el 20 de marzo de 2015, mediante el oficio 523-IE-2015, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar la tarifa para el servicio de generación que presta ESPH.

CONSIDERANDO

- I. Que del estudio técnico 523-IE-2015, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

“II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria:

La Empresa de Servicios Públicos de Heredia solicitó fijar por primera vez las tarifas del sistema de generación, tal y como se detalla:

Periodo horario	2015 Tarifa	2016 Tarifa
Punta	¢62,16	¢66,19
Valle	¢46,51	¢49,52
Nocturno	¢30,85	¢32,85

FUENTE: UNIDAD DE TARIFAS.

La ESPH justificó su petición en lo siguiente: i) La elaboración de las proyecciones financieras aplicando las tarifas autorizadas por el ente regulador para el periodo analizado (2014-2016) muestran resultados negativos, ii) con el propósito de obtener una rentabilidad razonable que permita ejecutar los planes de inversión proyectados por la empresa para el periodo 2012 al 2014, donde se contemplan proyectos de interés prioritario para mantener y mejorar la calidad y continuidad del servicio, iii) para recuperar el incremento en compras al ICE aprobado a partir del mes de octubre del 2014, iv) para cubrir el incremento en los costos por inflación estimada de acuerdo a las proyecciones del Banco Central de Costa Rica para el periodo 2014-2016 de 4% y v) a fin de cumplir con lo indicado por el Ente Regulador en resolución RIE-013-2014, respecto a solicitar en forma separada estudio tarifario para las actividades de generación y distribución de energía eléctrica.

2. Análisis de la solicitud

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

a. Parámetros utilizados

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la Intendencia de Energía, han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica realizado por el Banco Central de Costa Rica (BCCR), en su Programa Macroeconómico 2015-2016 (PMBCCR), las perspectivas de la economía mundial según el Fondo Monetario Internacional, así como, las expectativas de inflación y variación de tipo de cambio plasmadas en las diferentes encuestas formuladas por el BCCR. Debido al cierre de la información, los parámetros reales utilizados tienen corte al día de la audiencia pública, siendo el resto de parámetros estimados con base en los criterios que se señalan.

Según el PMBCCR, en el 2014 el crecimiento económico en las naciones avanzadas continuó mostrando signos de debilidad, con excepción de Estados Unidos, mientras que la mayoría de las economías emergentes se desaceleraron. Asimismo, la inflación internacional permaneció en niveles bajos, dada la holgura en la capacidad productiva y la estabilidad (y posterior reducción) en los precios de las materias primas. Por su parte, los mercados financieros experimentaron algunos eventos de volatilidad, principalmente como consecuencia del retiro gradual del estímulo monetario en Estados Unidos y de los conflictos geopolíticos en Europa del Este y el Medio Oriente.

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

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2015-2016, estableció como objetivo de inflación un 4% para ambos años, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.). La proyección de inflación propuesta por el Ente Emisor está encaminada en continuar gradual y ordenadamente hacia un esquema monetario de metas de inflación, en procura de ubicarla en el mediano plazo, en niveles similares a los que presentan los principales socios comerciales del país (inflación estimada en un 3%); aun cuando existen ciertos riesgos a considerar, tales como los cambios en la confianza de los consumidores y la volatilidad de los mercados financieros internacionales, especialmente en las economías de mercados emergentes, dado que la caída de los precios del petróleo ha generado vulnerabilidades externas y afectación sobre los países exportadores de este producto.

Las expectativas de la economía costarricense para el bienio 2015 y 2016 ubican el crecimiento del PIB entre un 3,4% y 4,1% respectivamente, ya que se estima que la demanda interna crecería 7,3% en el 2015, superior al promedio de la década previa (4,4%) y 4,3% en el 2016. En ambos años, el comportamiento estaría determinado por el aporte del consumo privado y la inversión.

En lo que respecta a la demanda externa, para el 2015 se prevé una caída de 7,4% debido a la reducción de exportaciones de artículos electrónicos, atenuada parcialmente por mayores colocaciones de productos ligados a implementos y equipo médico. La demanda externa en el 2016 (4,3%) supone la recuperación económica de nuestros principales socios comerciales y la normalización en las condiciones de oferta en la producción local.

Por su parte, las importaciones a precios constantes disminuirían en el 2015 (0,4%) y se recuperarían en 2016 (4,8%), dada la disminución esperada en la demanda de insumos para la industria manufacturera. La aceleración en el crecimiento de la producción prevista en el 2016 supondría una recuperación en las compras de materias primas, así como las destinadas al consumo final y una moderación en el ritmo de crecimiento de las de bienes de capital.

No obstante que las condiciones previstas para el crecimiento económico mundial favorecen la estabilidad de sus precios en los próximos dos años, eventos no predecibles relacionados con factores climáticos o conflictos políticos en los países productores de petróleo, pueden desestabilizar los precios internacionales de dichos insumos.

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

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

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

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

Cuadro # 1
Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario
Porcentajes de Variación Anuales (%)
Periodo 2012-2016

INDICES	2012	2013	2014	2015	2016
Variaciones según ARESEP (al final del año)					
Inflación Interna (IPC-CR)	4,55%	3,68%	5,13%	3,70%	4,00%
Inflación Externa (IPC-US)	1,74%	1,50%	0,76%	1,35%	2,00%
Depreciación (¢ / U.S.\$)	-2,54%	0,16%	7,82%	-0,50%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)					
Inflación Interna (IPC-CR)	4,50%	5,23%	4,52%	3,08%	4,00%
Inflación Externa (IPC-US)	2,07%	1,46%	1,62%	-0,38%	2,00%
Depreciación (¢ / U.S.\$)	-0,82%	-0,56%	7,59%	-0,20%	0,00%
Notas: Los años 2015 y 2016 son estimaciones. Las variaciones se estiman a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
Fuente: Programa Macroeconómico 2015 - 2016 y el Fondo Monetario Internacional					

b. Análisis del mercado

El presente informe exhibe el análisis de mercado elaborado para apoyar la toma de decisiones para fijar las tarifas del sistema de generación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH). Este análisis de mercado se encuentra conformado por dos secciones básicas, en la primera se realiza una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homólogo realizado por ESPH, y en una segunda parte se muestran los escenarios estimados por la Intendencia de Energía (IE), además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por IE.

i. Mercado presentado por ESPH:

Conforme a la metodología utilizada para los estudios tarifarios tramitados por la Intendencia de Energía (IE), se procedió a estudiar y analizar el estudio tarifario presentado por ESPH para su sistema de generación. Los aspectos más importantes de este estudio se detallan a continuación.

- ✓ ESPH solicita se fije una tarifa promedio para el año 2015 de ¢48,75 y para el 2016 de ¢51,91 por cada kWh, para el sistema de generación que incluyen las plantas hidroeléctricas Jorge Manuel Dengo, Los Negros y Tacares. Además solicita una estructura tarifaria de acuerdo al periodo horario, donde el periodo punta tenga un valor de ¢62,16; valle ¢46,51 y noche ¢30,85; esto para el año 2015, mientras que para 2016 se propone respectivamente: ¢66,19; ¢49,52 y ¢32,85. De acuerdo con esta propuesta, la asignación del pago por concepto de suministro de potencia se hace a la energía (folio 438).
- ✓ En las estimaciones realizadas de generación de energía eléctrica y potencia ESPH utiliza datos reales de enero de 2001 a julio de 2014 para el caso de la planta hidroeléctrica Jorge Manuel Dengo y de abril 2006 a julio de 2014 para el caso de la planta hidroeléctrica Los Negros. En el caso de la planta Tacares emplearon la generación teórica de la planta, debido a que aún no se cuenta con suficiente información histórica para elaborar modelos (folio 428). Las proyecciones se elaboran mediante modelos autorregresivos integrados de medias móviles (ARIMA) o mediante modelos de suavizamiento exponencial.
- ✓ De esta forma ESPH proyecta una generación total de 114,4 GWh para el año 2015 y 114,0 GWh para el 2016.
- ✓ Con la estructura tarifaria propuesta por ESPH y de acuerdo a las proyecciones de producción eléctrica, el sistema de generación tendría ingresos por ¢5 579,2 millones para el año 2015 y de ¢5 919,2 millones para 2016.

ii. Mercado de la Intendencia de Energía (IE)

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

- ✓ La energía que se espera produzca el Sistema de Generación de ESPH se calcula como la suma de las proyecciones individuales de cada uno 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 enero de 2015, esto implica más de un semestre adicional de información real para el desarrollo de estimaciones y proyecciones con que cuenta ARESEP. De lo anterior se desprenden diferencias entre las proyecciones de ESPH y la información real.
- ✓ 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.
- ✓ Con los términos anteriores la IE proyecta una producción total de las plantas de ESPH con el siguiente desglose anual:

Cuadro # 2
ESPH
Generación Eléctrica 2015 y 2016

Año	Producción en GWh (*)	Diferencia % (**)
2015 (***)	117,0	2,2
2016	118,8	4,2

*Incluye las plantas Dengo, Los Negros y Tacares

**(Proyección de ARESEP / Proyección de ESPH)

***Datos reales hasta enero de 2015

Como el cuadro anterior evidencia ARESEP estima una producción de energía 2,2% mayor que la estimada por ESPH para el año 2015 y 4,2% mayor que la estimada por ESPH para el año 2016.

- ✓ Para estimar las ventas por punta, valle y noche de energía, se utilizó la distribución bianual propuesta por ESPH para la proyección de 2015 y 2016. Esto debido a que las estimaciones de ESPH respetan el comportamiento de la generación que hasta el momento, son regulares. Específicamente del total de energía producida por las plantas de ESPH: 37% es en periodo punta; 40% en periodo valle y 23% en horario nocturno.
- ✓ Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se establecen los ingresos requeridos por el sistema de Generación del ESPH para los años 2015 y 2016.
- ✓ 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 ESPH emplea en su propuesta. Esta estructura tarifaria permite el cobro la energía 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.
- ✓ Tomando en cuenta la generación total de las plantas y las tarifas propuestas por ARESEP, se estima que el sistema de generación de ESPH obtenga ingresos por €3 788,3 millones de colones por concepto de ventas de energía, durante el periodo de abril a diciembre 2015 y de €4 809,3 millones para 2016. Esto conlleva, para el sistema de generación de ESPH, a determinar el precio medio de compra por concepto de energía en 40,1 colones por cada Kilowatt hora durante 2015 y de 40,5 en 2016 (un mayor detalle en anexo N°1).
- ✓ Con el propósito de estandarizar la elaboración de pliegos tarifarios y mejorar la sensibilidad de los precios ante ajustes propuestos, es recomendable que el valor de los precios de tarificación eléctrica sea en colones con exactamente dos unidades decimales, para mejorar el proceso de estimación de escenarios del mercado y presentar de manera uniforme los futuros informes de solicitud de ajustes tarifarios.

c. Análisis de inversiones

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

i. Inversiones en el Sistema de generación, propuesta ESPH

Dentro de los argumentos que expresa la ESPH en su solicitud de aumento tarifario, se indica el propósito de obtener una tarifa que le permita tener rentabilidad razonable que le permita mantener en óptimas condiciones de funcionamiento el servicio.

Los proyectos de generación contemplan las plantas Jorge Manuel Dengo (Carrillos), Los Negros y Tacares, así como las áreas de administración de la generación, administración de energía y activos de planta general.

En el cuadro 3 se muestra la propuesta de inversiones de la ESPH para la actividad de generación, período 2014-2016 (folio260, Tomo I).

Cuadro # 3
Propuesta de la ESPH para Inversiones en Generación

Sistema de Generación Propuesta ESPH - Programa Inversiones 2014-2016				
(Millones de Colones)				
INVERSIONES EN GENERACIÓN	AÑO			Total Período
	2014	2015	2016	
Edificios y Estructuras	0,00	65,27	8,99	74,26
Embalse y Obra Civil	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipo de Generación	0,00	1 728,71	0,00	1 728,71
Inversiones Totales Generación	0,00	1 386,29	448,75	1 835,04
Inversiones Totales Distribución	0,00	51,86	292,44	344,31
Total Planta General Administración	0,00	511,44	105,39	616,82
TOTAL DE INVERSIONES	0,00	3 743,57	855,57	4 599,14

Fuente: Folio260, Tomo I

ii. Capacidad de ejecución

En lo que se refiere a la capacidad de ejecución de inversiones de la ESPH, se muestra en el siguiente cuadro los porcentajes de ejecución que se han tenido para los años 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013, utilizados por la ESPH, para las proyecciones de inversión para cada año de estudio, según el plan de inversiones remitido en el presente estudio para el período 2014 al 2016.

Cuadro # 4
Montos y porcentajes de obras ejecutadas según plan inversiones en generación según ESPH
(Millones de colones)

Año	Monto ARESEP	Monto ESPH	Porcentaje de Ejecución
2009	4 448,73	1 270,01	29%
2010	3 295,00	2 107,09	64%
2011	5 479,00	2 235,16	41%
2012	4 899,30	2 286,86	47%
2013	3 480,60	1 339,91	38%
Promedio			43,80%

Fuente: Folio202, Tomo I

Con base en lo anterior, la ESPH obtuvo un promedio de ejecución de 43,80% para el lustro mostrado, que se obtuvo del promedio de inversiones ejecutadas con respecto a los montos justificados ante la Autoridad Reguladora en el periodo ante lo cual, la ESPH no aclara las razones o los motivos reales por los cuales no ejecuta los montos contemplados para las obras en dicho período.

El porcentaje de ejecución tan bajo de la ESPH (un 43,80% promedio anual) es regulatoriamente insatisfactorio, ya que las inversiones consideradas por la Autoridad Reguladora, para el sector de generación, se capitalizan de acuerdo con la

dimensión del proyecto, bajo el concepto de útil y utilizable, por lo que no debe de existir necesariamente 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. 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. En ambos casos los porcentajes de ejecución obtenidos, son entonces insatisfactorios regulatoriamente.

Para efectos de determinar las inversiones y adiciones reconocidas por la Intendencia de Energía (IE), se utiliza este porcentaje promedio de ejecución de inversiones (43,80%), ajustado por un factor que mide la diferencia promedio entre los indicadores económicos que utiliza la Intendencia de Energía (IE) y los presentados por ESPH, para cada año. Los porcentajes finales de ajuste en las inversiones y adiciones son de 43,75%, 43,11% y 43,09% para los años 2014, 2015 y 2016 respectivamente.

iii. Inversiones reconocidas por la IE

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 ESPH para sus cálculos tarifarios, se procedió a re calcular, los montos de las inversiones propuestas, considerando únicamente el porcentaje de ejecución, por lo que las inversiones y montos a considerar son los que se señalan en el cuadro siguiente:

Cuadro # 5
Sistema de Generación según ARESEP
(Millones de colones)

Sistema de Generación Propuesta ARESEP - Programa Inversiones 2014-2016				
(Millones de Colones)				
	AÑO			
	2014	2015	2016	Total Período
INVERSIONES EN GENERACIÓN				
Edificios y Estructuras	0,00	28,14	3,87	32,01
Embalse y Obra Civil	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipo de Generación	0,00	745,22	0,00	745,22
Inversiones Totales Generación	0,00	597,61	193,39	791,00
Inversiones Totales Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Planta General Administración	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL DE INVERSIONES	0,00	1 370,97	197,26	1 568,23

Elaboración ARESEP

Para la elaboración del cuadro anterior, se consideró solo la descripción y justificación de las inversiones en generación, ya que el detalle aportado por la ESPH no indica de forma clara cómo impactan en la calidad del servicio a los clientes.

iv. Adición de activos del sistema

La ESPH en su petición tarifaria, expediente ET-167-2014, presenta un resumen de adición de activos (folio260, Tomo I), el cual fue analizado y se le aplicaron los porcentajes de ejecución, lo cual modifica los montos solicitados, con base en los parámetros de la ARESEP.

En el cuadro siguiente se muestran las adiciones señaladas por la ESPH:

Cuadro # 6
Sistema de Generación – Adición de Activos según ESPH
(Millones de colones)

Sistema de Generación Propuesta ESPH - Programa Adición de Activos 2014-2016 (Millones de Colones)				
	AÑO			
	2014	2015	2016	Total Período
GENERACION				
Edificios y Estructuras	0,00	28,52	3,93	32,45
Embalse y Obra Civil	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipo de Generación	0,00	755,30	0,00	755,30
Inversiones Totales Generación	0,00	605,70	196,07	801,76
Inversiones Totales Distribución	0,00	30,98	174,71	205,70
Total Planta General Administración	0,00	336,69	69,38	406,07
TOTAL DE INVERSIONES	0,00	1 757,19	444,09	2 201,28

Fuente: Folio 180, Tomo I

En el cuadro siguiente se muestran las adiciones a reconocer por la ARESEP, una vez aplicados los valores de los parámetros por ésta determinados, a las inversiones del período.

Cuadro # 7
Sistema de Generación – Adición de Activos según ARESEP
(Millones de colones)

Sistema de Generación Propuesta ARESEP- Programa Adición de Activos 2014-2016 (Millones de Colones)				
	AÑO			
	2014	2015	2016	Total Período
GENERACION				
Edificios y Estructuras	0,00	12,31	1,69	14,00
Embalse y Obra Civil	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipo de Generación	0,00	326,08	0,00	326,08
Inversiones Totales Generación	0,00	261,49	84,49	345,98
Inversiones Totales Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Planta General Administración	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL DE INVERSIONES	0,00	599,88	86,19	686,06

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

Cuadro # 8
Sistema de Generación - Inversiones y Adiciones.
Propuesta ESPH - Período 2014-2016
(Millones de colones)

Año	2014	2015	2016	Total Período 2014-2016
Actividad				
INVERSIONES	0,00	3 743,57	855,57	4 599,14
ADICIONES	0,00	1 757,19	444,09	2 201,28

La propuesta presentada por la ESPH es inaceptable regulatoriamente pues como se señaló anteriormente, las inversiones se capitalizan de acuerdo con la dimensión del proyecto, bajo el concepto de útil y utilizable, por lo que no debe de existir necesariamente una relación directa entre los montos de inversión y los montos de capitalización para cada año. Así del análisis de la propuesta de inversiones y adición de activos de la ESPH, se pone de manifiesto una total desvinculación entre el plan de inversión y la adición de activos, lo que implica una sobre proyección de la empresa tanto, en sus necesidades, como en su capacidad de construcción o ejecución.

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.

Cuadro # 9
Sistema de Generación - Inversiones y Adiciones.
Propuesta ARESEP - Período 2014-2016
(Millones de colones)

Año	2014	2015	2016	Total Período 2014-2016
Actividad				
INVERSIONES	0,00	1 370,97	197,26	1 568,23
ADICIONES	0,00	599,88	86,19	686,06

v. Retiro de activos del sistema

En los cuadros 2-4 y 2-5, folios del 210 al213, Tomo I del Expediente ET-164-2014, la ESPH, presenta el retiro de activos, tanto para el activo al costo como revaluado y lo que concierne a activos depreciados y depreciados revaluados.

Indica la empresa eléctrica, que para el período 2014-2016, los datos son proyecciones, por lo que los montos se obtienen a partir del promedio estimado con base en los años reales. Dicha proyección no incluye un crecimiento, ya que el histórico muestra comportamientos variables (crecimientos-disminuciones).

El siguiente cuadro presenta un resumen por actividad, que muestra el retiro de activos al costo, revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluado para las obras de generación, otros activos fijos y planta general, para el período 2014-2016, elaborado por la ESPH como propuesta de retiro.

Cuadro # 10
Retiros de activos propuestos por la ESPH.
(Millones de Colones)

Sistema de Generación Propuesta ESPH - Programa de Retiro de Activos 2014-2016				
(millones de colones)				
	AÑO			
	2014			
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Total Planta Generación	0,18	0,04	0,21	0,03
Total Otros Activos Fijos	13,82	3,13	11,12	24,27
Total Planta General	179,07	61,61	65,09	57,07
Total Retiro de Activos	193,08	64,78	76,42	81,37
	AÑO			
	2015			
Total Planta Generación	0,18	0,04	0,21	0,03
Total Otros Activos Fijos	13,82	3,13	11,12	24,27
Total Planta General	179,07	61,61	65,09	57,07
Total Retiro de Activos	193,08	64,79	76,43	81,37
	AÑO			
	2016			
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Total Planta Generación	0,18	0,04	0,21	0,03
Total Otros Activos Fijos	13,82	3,13	11,12	24,27
Total Planta General	179,07	61,61	65,09	57,07
Total Retiro de Activos	193,08	64,79	76,43	81,37

Fuente: Folios 210-213, Tomo I

vi. Resultado del estudio de ARESEP sobre la propuesta de retiro de activos del sistema

En el cuadro siguiente se muestra el resumen consolidado que muestra el retiro de activos al costo, revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluado para las obras de generación, para el período 2014-2016, elaborado por la Intendencia de Energía, considerando la inflación tanto interna como externa y el tipo de cambio del colón respecto al dólar estadounidense.

Cuadro # 11
Retiros de activos propuestos por la ARESEP.
(Millones de Colones)

Sistema de Generación Propuesta ARESEP - Programa de Retiro de Activos 2014-2016				
(millones de colones)				
	AÑO			
	2014			
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Total Planta Generación	0,18	0,04	0,21	0,03
Total Otros Activos Fijos	13,81	3,13	11,11	24,24
Total Planta General	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos	13,99	3,17	11,32	24,27
	AÑO			
	2015			
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Total Planta Generación	0,18	0,04	0,21	0,03
Total Otros Activos Fijos	13,63	3,09	10,96	23,92
Total Planta General	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos	13,81	3,13	11,17	23,95
	AÑO			
	2016			
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Total Planta Generación	0,18	0,04	0,21	0,03
Total Otros Activos Fijos	13,60	3,08	10,94	23,88
Total Planta General	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos	13,78	3,13	11,15	23,91

Fuente: ARESEP

d. Retribución al capital

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

ESPH obtuvo, en primera instancia para el sistema de generación, un rédito para el desarrollo para el 2015 del 5,33% según el modelo WACC, y un rendimiento sobre el capital propio de 5,95%.

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

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

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

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

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

En donde:

r_{kp} = Costo del capital propio

r_m = Rendimiento de una cartera diversificada de acciones y

r_f = Tasa libre de riesgo.

$r_m - r_f$ = Prima de riesgo.

β = Mide la correlación entre los rendimientos de mercado y los de una inversión específica.

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

En donde:

r_k = Costo de capital de la empresa

r_d = Costo del endeudamiento

r_{kp} = Costo del capital propio

t = Tasa impositiva

D = Valor de la deuda

P = Valor del capital propio (KP) o patrimonio

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

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

- La tasa libre de riesgo (r_f) fue obtenida como el promedio de los promedios mensuales de los últimos 12 meses de la tasa de interés de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América a 10 años plazo, con corte a enero del 2015 (2,46%). Se utilizó como fuente de información, la siguiente dirección electrónica: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.
- La Prima por riesgo (PR) ($r_m - r_f$) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPhymonth.xls>. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses, siendo éste de 5,27% con corte al mes de enero del 2015.
- El riesgo país (r_p) no se considera en este caso, dado que al ser una empresa pública, creada para la prestación del servicio de suministro de electricidad, el riesgo país es irrelevante para la decisión de colocación del capital aportado para la prestación de este tipo de servicio público, pues las empresas no tienen la opción de colocar sus recursos en ningún otro país alternativo y consecuentemente, tampoco tienen la posibilidad de mover su capital.
- El valor de la beta (β) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York, USA, según la página: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>. Su valor se estimó en 0,42 (beta desapalancada) correspondiente al dato de enero de 2015. Para su estimación se utilizó la clasificación denominada Industria Utility (General), en la cual se agrupa las empresas eléctricas más representativas del área, con lo cual se ajusta al sector que se está regulando.
- El valor del costo de la deuda (r_d) se estimó en 8,18%, el cual se obtuvo de la ponderación de las tasas de interés de los pasivos de largo plazo que tiene el sistema de generación que presta ESPH.

- La tasa impositiva (t) se supuso igual a cero (0) dado el acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999).
- El valor de los pasivos (D) es de ¢849 503 976, el capital propio o patrimonio (P) es de ¢15 712 324 977 y el valor total de los activos contemplados (A) es de ¢16 561 828 953, según la información de los Estados Financieros a diciembre del 2013 de ESPH y los datos de deuda reportados para el estudio tarifario.

Debido a que ya han pasado unos meses del 2015 y se calcula las nuevas tarifas para un periodo remanente de 9 meses del presente año, se considera que sólo debería permitirse lograr una retribución proporcional a este plazo, calculada según la siguiente fórmula:

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

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

En donde:

Rk = Rédito de desarrollo recomendado para el periodo 2015.

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

rk = Costo del capital propio (modelo CAPM).

n = Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes durante el periodo 2015 (9 meses en este caso)¹.

El ajuste por plazo no se aplicó en el caso del Sistema de Generación, debido a que al ser la primera vez que se determinan tarifas a este sistema, no existen ingresos y estados de resultados con tarifas vigentes.

En el caso de las deudas que se contrajeron para realizar proyectos comunes y que por tanto involucran a todos los negocios, la distribución entre estos se realizó según el criterio de proporcionalidad establecido por la empresa.

En el cálculo de la tasa de interés promedio se utilizaron los datos disponibles más recientes de saldos, amortizaciones, cuotas mensuales e intereses con el objetivo de utilizar saldos reales y actualizados para el cálculo de deuda y costo de la misma; a su vez se analizaron los contratos para revisar su concordancia con el servicio público en estudio.

Para el caso de la planta hidroeléctrica de Tacaes, se determinó que esta es propiedad del INFOFER y por tanto no constituye un activo directo de la empresa, por ello las deudas que se contraigan con el objetivo de mejorar dicho proyecto constituirán un gasto para la empresa, pero no así una inversión sobre sus activos, de modo que no puede clasificarse como una inversión sobre el desarrollo.

Como resultado de lo anterior y con la información de estados financieros auditados disponibles a diciembre del 2013 y los datos de deuda más recientes enviados con el estudio tarifario, el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta el ESPH es el siguiente:

¹ Se supone que las nuevas tarifas entrarán a regir a partir del 1 de abril del 2015, es decir estarán vigentes 9 meses del presente año.

Cuadro # 12
Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.
Réditos de Desarrollo

Sistemas de la empresa ESPH	Estimación ESPH		Estimación ARESEP		
	Costo de capital propio CAPM	Costo promedio ponderado del capital WACC	Costo de capital propio CAPM	Costo promedio ponderado del capital WACC	Ajustado por plazo*
Sistema de generación	5,95%	5,33%	4,79%	4,96%	4,96%
Sistema de distribución	5,95%	5,68%	5,05%	5,72%	5,73%
Sistema de alumbrado público	5,43%	4,94%	5,30%	6,43%	4,98%
Nota:					
* Se utiliza el rédito ajustado dado que se espera que las tarifas tengan una vigencia cercana a los 9 meses.					

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital de ESPH generación (modelo WACC) es de 4,96% y el costo del capital propio es de 4,79%, al tiempo que se recomienda para el servicio de generación de electricidad un costo ponderado de capital ajustado por plazo de 4,96% (ver anexo # 3).

e. Cálculo de la base tarifaria

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

Los saldos iniciales se tomaron de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre del 2013, remitidos por ESPH a la ARESEP por medio del oficio TA-054-2014 del 29 de mayo del 2014. Estos saldos coinciden con los reportados en el informe de revaluación de activos del período 2013 que se presentan en el estudio tarifario, específicamente en el segmento de revaluación de activos (folios 201 al 231 del ET-164-2015).

Las tasas de depreciación fueron tomadas del acuerdo correspondiente al artículo IX de la Sesión Ordinaria 2757-93 de la Junta Directiva del anterior Servicio Nacional de Electricidad (SNE), según oficio N° 1154-DEEF-93 del 2 de septiembre de 1993; de igual fuente son los correspondientes valores de rescate de los diferentes tipos de activos. Para los casos de activos no contemplados en este acuerdo del SNE, se utilizaron los porcentajes aportados por ESPH.

De igual modo se revisó que dichas depreciaciones fueran razonables y permitieran que el activo al costo y el revaluado mostrara valores consistentes con el método, por lo anterior se procedió a corregir las depreciaciones de ciertos activos, de modo que el valor neto no estuviera por debajo de su valor de rescate, y una vez alcanzado dicho valor cesaría de depreciarse y revaluarse, permitiendo que el valor mínimo de cada activo fuera congruente con lo estipulado en el oficio antes mencionado.

Los porcentajes de los componentes interno y externo para cada activo corresponden a los datos suministrados por la empresa para el presente estudio tarifario, sin embargo es necesario que la empresa realice un estudio sobre la consistencia de dichos montos, la procedencia de los activos y la razonabilidad del valor en libros en correspondencia a los valores de mercado de activos semejantes.

Dichos porcentajes se resumen de modo general a continuación:

Cuadro # 13
ESPH – Datos de componente local y externo
Datos porcentuales

Sistema	Promedio de Porcentaje Interno	Promedio de Porcentaje Externo
OTROS	95,01%	4,99%
Edificios, estructuras y Mejoras	100,00%	0,00%
Equipo de Cómputo	98,18%	1,82%
Herramientas Mayores	100,00%	0,00%
Luminarias y sus Accesorios	71,90%	28,10%
Mobiliario y Equipo de Oficina	100,00%	0,00%
Terrenos y Derechos sobre Terrenos	100,00%	0,00%
PLANTA DE GENERACIÓN HIDRÁULICA	78,74%	21,26%
Caminos y Puentes	100,00%	0,00%
Equipo de Generación Eléctrica	100,00%	0,00%
Equipo Misceláneo	14,97%	85,03%
Presas Embalses y Conductos para Agua	100,00%	0,00%
SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO	90,18%	9,82%
Conductores y Dispositivos Aéreos	100,00%	0,00%
Equipo de Transporte	100,00%	0,00%
Luminarias y sus Accesorios	71,90%	28,10%
Postes, Torres y Accesorios	100,00%	0,00%
Transformadores	79,00%	21,00%
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	80,14%	19,86%
Conductores y Dispositivos Aéreos	100,00%	0,00%
Equipo de Subestación Reductora	86,53%	13,47%
Equipo Misceláneo	100,00%	0,00%
Equipos de Comunicación	91,59%	8,41%
Equipos Varios	26,23%	73,77%
Instalación en Predios a Consumidores	100,00%	0,00%
Medidores y Acometidas	45,16%	54,84%
Postes, Torres y Accesorios	92,97%	7,03%
Transformadores para Distribución	78,74%	21,26%
Total general	85,72%	14,28%

Fuente: Datos suministrados en Estudio Tarifario.

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

Sistema	Activos al Costo	Depreciación Acumulada al Costo	Revaluación	Depreciación Acumulada Revaluación	Total
Alumbrado Público	1 972,23	559,78	1 528,79	1 241,44	1 699,80
Administración alumbrado público	109,83	74,49	84,96	81,21	39,10
Sistema de alumbrado	1 862,40	485,29	1 443,82	1 160,23	1 660,70
Distribución	17 677,72	3 136,85	17 351,06	7 557,10	24 334,83
Sistema de distribución Energía Eléctrica	17 677,72	3 136,85	17 351,06	7 557,10	24 334,83
Generación	3 637,01	683,39	2 394,67	865,51	4 482,78
Sistema de generación carrillos	398,69	92,41	819,39	586,09	539,58
Sistema de generación Eólica el solar	61,77	14,49	5,19	0,72	51,75
Sistema de generación los negros	2 968,75	569,16	1 553,44	276,52	3 676,51
Sistema de generación los negros 2	153,75	-	12,91	-	166,66
Sistema de generación tacares	54,05	7,32	3,75	2,18	48,29
Negocio 03 Administración Energía	1 922,83	742,83	722,43	606,33	1 296,11
Administración de energía eléctrica	1 922,83	742,83	722,43	606,33	1 296,11
Negocio 06 Planta General	3 514,54	910,68	1 663,17	806,54	3 460,49
Administración Planta general	3 514,54	910,68	1 663,17	806,54	3 460,49
Total	28 724,33	6 033,53	23 660,12	11 076,91	35 274,01

Fuente: Estados Financieros auditados ESPH

Estos constituyen los saldos iniciales de la revaluación de activos, los cuales son ajustados, para eliminar los montos de los activos que no son sujetos a revaluación y a depreciación, es importante mencionar que hay datos que se revalúan y deprecian sólo en algunos periodos, de modo general el proceso se realizó de la siguiente manera:

Se tomó cada cuenta de activos al máximo nivel de desagregación posible, luego se calculan las respectivas tasas de depreciación y por consiguiente el monto de depreciación según las fórmulas establecidas en la metodología, se revisan que el activo neto no presente un valor inferior al de rescate, en caso de que se presentara esta situación se recalcula la depreciación del periodo de modo que el activo neto alcance justamente el valor de rescate, una vez alcanzado este valor el activo dejará de depreciarse y revaluarse para los siguientes periodos. Este proceso se realizó así para cada activo y en cada periodo, verificando también que las adiciones y los retiros fueran consistentes con el método a fin de que se obtuvieran valores razonables.

ii. Adiciones y retiros

Las adiciones de activos y retiros se tomaron de las cifras estimadas por los técnicos de la Intendencia de Energía, de acuerdo con el análisis de inversiones efectuado, según se detalló en la sección Análisis de inversiones.

iii. Cálculo del activo fijo neto revaluado

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

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

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

Cuadro # 15
ESPH - Electricidad
Porcentajes de Revaluación de Activos
2014-2016

Sistema	Porcentaje Revaluación 2014	Porcentaje Revaluación 2015	Porcentaje Revaluación 2016
Alumbrado Público	5,93%	3,04%	3,55%
Administración alumbrado público	5,13%	3,69%	4,00%
Sistema de alumbrado	5,99%	2,99%	3,52%
Distribución	5,79%	3,15%	3,62%
Sistema de distribución Energía Eléctrica	5,79%	3,15%	3,62%
Generación	5,21%	3,63%	3,95%
Sistema de generación carrillos	5,26%	3,58%	3,91%
Sistema de generación Eólica el solar	5,13%	3,70%	4,00%
Sistema de generación los negros	5,19%	3,64%	3,96%
Sistema de generación los negros 2	5,19%	3,65%	3,96%
Sistema de generación tacares	5,24%	3,60%	3,95%
Negocio 03 Administración Energía	5,22%	3,62%	3,95%
Administración de energía eléctrica	5,22%	3,62%	3,95%
Negocio 06 Planta General	5,14%	3,69%	3,99%
Administración Planta general	5,14%	3,69%	3,99%

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH.

Debido a todos los factores citados anteriormente, los saldos del total del activo neto en operación mostraron cambios con respecto a lo calculado por ESPH, según el siguiente detalle:

Cuadro # 16
ESPH - Electricidad
Detalle del activo neto en operación promedio - Cálculo IE
2014-2016
(millones de colones)

Sistema	AFNORP* 2014	AFNORP* 2015	AFNORP* 2016
Alumbrado Público	1 676,03	1 938,17	2 485,31
Administración alumbrado público	31,61	24,63	22,42
Sistema de alumbrado	1 644,41	1 913,54	2 462,89
Distribución	24 815,95	26 147,68	27 684,91
Sistema de distribución Energía Eléctrica	24 815,95	26 147,68	27 684,91
Generación	4 510,80	4 818,35	5 132,69
Sistema de generación carrillos	533,71	739,59	953,03
Sistema de generación Eólica el solar	49,73	45,07	39,63
Sistema de generación los negros	3 709,44	3 794,71	3 879,94
Sistema de generación los negros 2	170,98	178,50	185,30
Sistema de generación tacares	46,94	60,48	74,79
Negocio 03 Administración Energía	1 249,04	1 164,86	1 085,51
Administración de energía eléctrica	1 249,04	1 164,86	1 085,51
Negocio 06 Planta General	3 379,76	3 315,99	3 324,63
Administración Planta general	3 379,76	3 315,99	3 324,63
Total	35 631,58	37 385,05	39 713,06

Fuente: Elaboración propia con datos ESPH.

* Las siglas AFNORP significa Activo Fijo Neto Operativo Revaluado Promedio.

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

- Debido a que la cuenta administración de energía eléctrica, presenta datos tanto de generación como de distribución se tuvo que realizar una segregación según lo establecido en la "Metodología de distribución de los gastos administrativos", la cual fue avalada por acuerdo de Junta Directiva de ESPH, JD-190-R del día 24 de julio del 2012, que se basa en la resolución RCR-795-2012, publicada en la Gaceta número 94 del 16 de mayo de 2012, asignando las ponderaciones de 54,52% para distribución y el monto restante para generación.
- Para el caso de los activos pertenecientes a la cuenta de planta general, esta se dividió según lo estipulado en la metodología antes mencionada asignando de este modo el 2,46% de los montos de 2013 y el 6,20% de los montos de 2014 al sistema de alumbrado público. De modo semejante para distribución y generación se asignó el 53,90% de los montos de 2013 y el 51,08% de los montos de 2014, luego para hacer la separación entre ambos sistemas se utilizó el criterio establecido en el punto anterior.
- Finalmente, la revaluación de activos se calculó partiendo de los saldos auditados al 31 de diciembre del 2013, a este total se aplicó el respectivo índice de revaluación, calculado con base en la metodología utilizada por ARESEP, con el índice de revaluación obtenido para cada tipo de activo y tomando en cuenta los parámetros macroeconómicos señalados en el presente informe, calculado con base en el componente local y externo de cada tipo de activo.

Una vez aplicadas las distribuciones de las cuentas de planta general y el de la administración de energía se obtienen los siguientes saldos finales:

Cuadro # 17
ESPH - Electricidad
Detalle del activo neto en operación promedio por sistema - Cálculo IE
2014-2016
(millones de colones)

Sistema	AFNORP* 2014	AFNORP* 2015	AFNORP* 2016
Alumbrado Público	1 885,57	2 143,76	2 691,44
Distribución	26 438,15	27 706,23	29 202,60
Generación	5 864,02	6 118,48	6 398,73
Total	34 187,74	35 968,46	38 292,78

Fuente: Elaboración propia con datos ESPH.

* Las siglas AFNORP significa Activo Fijo Neto Operativo Revaluado Promedio.

f. Análisis financiero

i. Criterios generales de proyección aplicados

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

- Para la proyección de gastos de todos los sistemas (generación, distribución, y alumbrado público) correspondientes a los años 2014, 2015 y 2016, se tomó como año base el 2013, con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo.
- No se incluyó en el análisis la variación del año base respecto al periodo anterior, debido a que ESPH procedió a la reclasificación de los centros de costo del negocio de energía eléctrica; por consiguiente, esto limita la comparación de las cifras de los años 2012 y 2013.
- Se realizó un análisis histórico de las partidas para cada uno de los periodos 2013 y 2014, estos se anualizaron y se observó su variación respecto al indicador económico correspondiente (inflación, decretos salariales, etc.) de los periodos indicados.
- Para la proyección de los gastos generales se utilizaron los porcentajes de inflación de 4,52%, 3,08% y 4,00% para los periodos 2014, 2015 y 2016, respectivamente.
- Los tipos de cambio utilizados son de ¢543,91, ¢542,83 y ¢542,81 por US\$ para los periodos 2014, 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.), para los periodos 2014 al 2016.
 - ✓ El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.
- Para el análisis de las partidas objeto de gasto, se analizó las justificaciones que presentó ESPH, en el caso de las partidas relevantes dentro de la estructura de gastos, se procedió a verificar la documentación de respaldo que permitiera validar la justificación del gasto incurrido.
- Cabe señalar, que mediante nota 220-IE-2015, en los puntos 4, 27, 28 y 32, esta Intendencia solicitó al petente aportar la documentación que respalda el gasto incurrido. Ante la omisión de ésta, se consideró los criterios generales de proyección para todas las partidas, exceptuando el rubro de "remuneraciones".

- En el caso de partidas cuya proyección o ejecución refleja un incremento menor al indicador económico, se consideró el dato que indica la empresa (en el tanto no exista evidencia de que la cuenta amerite otro valor).
- No se consideró la variación de las partidas en las que la entidad no presentó justificación alguna.
- Se excluyó de la proyección, las erogaciones de naturaleza no recurrente.
- Se analizaron las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:

✓ Pese a que la empresa refiere a ajustes salariales producto de un estudio de mercado que refiere el acuerdo JD-211-2014 y cita:

1. Mantener el ajuste salarial que se aplicó en el año 2014 a la escala general, y puesto secretario junta directiva el cual fue una tercera parte de los porcentajes propuestos por la administración.

2- Suprimir los ajustes de los años 2015 y 2016 a la escala general, y secretario junta directiva, hasta tanto se realice el estudio de actualización e implementación del estudio elaborado por Price Waterhouse Cooper (PWC).

3-Ordenar la actualización e implementación del estudio de mercado salarial contratado a (PWC) al 30 de junio del año 2014 para toda la organización de la ESPH, S.A. (...) (folio 968).

La entidad no incorporó el informe en el presente estudio para su análisis y validación. Ante la carencia de información que permita validar el procedimiento, conclusiones, resultados y recomendaciones del estudio, esta Intendencia proyectó las cifras de salarios de los ejercicios 2014, 2015 y 2016, a partir de las erogaciones incurridas por ese concepto para el periodo 2013, considerando como aumento máximo los decretos del poder ejecutivo que corresponden a un 0,43% y 4,00% para el primer y segundo semestre del 2014, respectivamente y la inflación para los años 2015 y 2016, correspondiente a un 3,84% y 4,00% respectivamente (el periodo 2015 incluye el ajuste pendiente en la categoría de profesionales).

- ✓ Se contemplaron los siguientes porcentajes 8,33%, 8,19%, 24,17%, 0,50%, 1,50% y 7,00%, para las partidas denominadas “Décimo tercer mes”, “Salario escolar”, “CCSS”, “Contribución patronal al IMAS”, “Contribución patronal al INA” y “Aporte Especial al F.R.A.P.”, respectivamente.
- ✓ La partida “CCSS” corresponde a un 24,33% a partir del año 2015, debido a que incluye el gasto por concepto de “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS”, el cual se modificó (5,08% a partir de ese periodo), según el reglamento de la Caja Costarricense del Seguro Social (CCSS).
- ✓ Se incluyó las plazas nuevas en relación al crecimiento en las ventas en unidades físicas (KWh) correspondiente a un 1,04% y 2,70% para los años 2015 y 2016, respectivamente. Se incluyó las 4 contrataciones justificadas en el negocio 06 “planta general”. .
- Se validaron las fechas y montos incluidos en la partida “licencias y software” para los periodos de estudio.
- El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de energía eléctrica y alumbrado público, con base en los siguientes porcentajes 97,74% y 2,26%, respectivamente. Asimismo el canon del sector energía se distribuyó entre los sistemas de generación y distribución aplicando los porcentajes de 45,48% y 54,52% respectivamente, esto conforme los cálculos que remite la ESPH, S.A. para asignar los costos del negocio 03.

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.

• **Otros Ingresos:**

✓ La partida de “otros ingresos” corresponde al ajuste de excedentes de la Empresa Hidroeléctrica Los Negros (EHLN) vinculada a la Planta Hidroeléctrica Los Negros y éste representa un 77% en relación al rubro denominado “ingresos diversos” del año 2013.

- ✓ *Al carecer de información financiera para estimar los excedentes de EHLN, se utilizó como base el histórico del rubro “ingresos diversos” para obtener el promedio de los últimos 5 años, al resultado de los años 2015 y 2016, se aplicó el 77% que corresponde a la actividad de generación eléctrica para un total de ¢220,07 y ¢219,50 millones, respectivamente.*
- **Administración del negocio (Sector energía – Negocio 03)**
 - ✓ *Se excluyó los gastos de naturaleza no recurrentes identificados en las partidas de “capacitaciones”, “equipo y materiales de seguridad” y “otros servicios”.*
 - ✓ *Se excluyó las erogaciones cuyo objeto no tiene relación con el servicio eléctrico, por ejemplo, las becas a funcionarios, la compra de alimentos (café, azúcar, homenaje a funcionario) y vestuario (uniformes) de acuerdo con el criterio que ha externado la IE sobre la incorporación de este tipo de gasto en el caso de labres administrativas.*
 - ✓ *El gasto de las partidas por concepto de “Dietas miembros junta directiva” y “servicios de limpieza” se proyectaron en la cuenta denominada “administración general”, debido a que estas atañen a los 8 negocios de la empresa.*
 - ✓ *Además se proyectó las cifras a partir del año base, la partida “Dietas miembros junta directiva” incluida en la cuenta “administración del negocio 03” no presentó datos para el periodo 2013.*
 - ✓ *La partida “servicios de vigilancia” incluye los datos de “administración del negocio 03” registrados en generación y administración.*
 - ✓ *La partida “Instalaciones” muestra un saldo a julio de 2014, por concepto de cuentas por cobrar “viejas” (según autorización de recursos financieros a nombre de varios abonados de ESPH), conforme a la descripción del gasto, éste corresponde a una estimación de gasto por incobrables, por ende no se incluye en la proyección.*
 - ✓ *El detalle que remite el petente para justificar la partida “licencias de software” muestra el detalle de activos intangibles pertenecientes al negocio 03, por tal motivo se incluyó la amortización del periodo (estimada a partir de los datos suministrados) en la cuenta “administración del negocio 03”.*
 - ✓ *La entidad no presentó documentación para demostrar el incremento en la partida “seguros”.*
 - ✓ *Los gastos de “administración del negocio 03” incluidos en las tarifas corresponden a los montos de ¢580,09 y ¢571,71 millones para los años 2015 y 2016, respectivamente.*
 - ✓ *Se asignó un 45,48% al sistema de generación, para un total de ¢263,83 y ¢260,01 millones para los años 2015 y 2016, según el orden citado.*
- **Administración de planta general asignada directamente al negocio 03**
 - ✓ *En el rubro de “remuneraciones” se incluyeron las plazas nuevas para el área de auditoria.*
 - ✓ *La partida de “servicio especiales” refiere a servicios contratados por tres años continuos, previstos para finalizar en el año 2015, la empresa indica que no ha culminado el proyecto para el cual se contrató estos servicios, por lo que es necesario mantener la continuidad de los mismos (folio 1245, ET-164-2014). Se proyectaron los datos del periodo 2013 hasta el año 2016, suponiendo los aumentos descritos en los criterios generales y dados las justificaciones aportadas.*
 - ✓ *Las cifras de las partidas “útiles y materiales diversos”, “servicios profesionales” y “otros servicios” difieren en los años 2015 y 2016, debido a que éstas no presentan datos históricos en el año base y no demuestra su incremento con documentación que permita validar los datos proyectados.*
 - ✓ *La entidad no presentó documentación para demostrar el incremento en la partida “seguros”.*
 - ✓ *Los gastos de “administración de planta general asignados directamente al negocio 03” incluidos en las tarifas corresponden a los montos de ¢1 589,28 y ¢1 709,21 millones para los años 2015 y 2016, respectivamente.*
 - ✓ *Se asignó un 45,48% al sistema de generación, para un total de ¢722,81 y ¢777,35 millones para los años 2015 y 2016, según el orden citado.*
- **Administración de planta general asignada de forma indirecta a los 8 negocios de la empresa**
 - ✓ *La empresa justificó el incremento de la partida “Dietas miembros junta directiva” con el ajuste en el monto de las sesiones que asciende a ¢120 575 para cada una, hasta un máximo de 8 por mes, sin embargo se debe*

comprobar el número y monto de reuniones ejecutadas al mes y al año, para efectos de proyección de consideró el año base, aunado a la inflación (folio 112).

- ✓ La partida “servicios de limpieza” considera el monto descrito en el contrato correspondiente a la suma de ¢64,26 millones al año.
 - ✓ La entidad no presentó documentación para demostrar el incremento en la partida “otros servicios”, el contrato de “servicios nuevos” está incluido en los datos del periodo 2013.
 - ✓ La partida “mantenimiento de equipo” presenta mantenimientos correctivos que se califican como erogaciones no recurrentes, por ejemplo, el mantenimiento correctivo y la reparación de impresoras, microondas, etc.
 - ✓ En la partida “alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario”, la empresa no presentó justificación del incremento en el alquiler de vehículos, ni indicó el motivo por el cual el alquiler de fotocopiadoras de plataforma y junta directiva pasó de ¢ 300 mil a ¢ 600 mil del año 2013 al 2014. Se proyectó el año base en relación a lo que establecen los criterios generales de proyección.
 - ✓ Se excluyó los gastos de naturaleza no recurrentes identificados en las partidas de “alquileres diversos” y “alimentación (Viáticos)”.
 - ✓ Se excluyó las erogaciones cuyo objeto no demuestra su relación con el servicio eléctrico, por ejemplo, el pago de alquiler de un sitio alterno incluido en la partida “alquileres diversos” por el monto de ¢0,90 millones, el vestuario (uniformes) y gastos varios de la partida “gastos ambientales” tales como desayuno y almuerzo de docentes y estudiantes, compra e impresión de libros “la calidad del agua” y “la basura y sus tesoros”, entre otros.
 - ✓ El detalle que remite el petente para justificar la partida “licencias de software” muestra el detalle de activos intangibles pertenecientes al negocio 03, por tal motivo se incluyó la amortización del periodo (estimada a partir de los datos suministrados) en la cuenta “administración del negocio 03”.
 - ✓ Las “pérdidas en venta división energía eléctrica” se incorpora en los cálculos que muestra el apartado de mercado, por lo tanto no se proyecta en resultados.
 - ✓ Las “diferencias de inventario” no se deberían trasladar al usuario como un costo en las tarifas, ya que estas se originan por la gestión de la empresa en el manejo de sus inventarios.
 - ✓ Los gastos de “administración de planta general asignada de forma indirecta a los 8 negocios” incluidos en las tarifas corresponden a los montos de ¢613,21 y ¢644,03 millones para los años 2015 y 2016, respectivamente.
 - ✓ Se asignó un 51,08% al negocio 03, posteriormente éste dato se distribuyó en un 54,52% y 45,48% para los sistemas de distribución y generación, respectivamente; éste último asciende a los montos de ¢142,45 y ¢149,61 millones para los años 2015 y 2016, según el orden citado.
- **Gastos de operación, mantenimiento y administración propios del Proyecto Jorge Manuel Dengo “Los Carrillos”:**
 - ✓ El detalle de gastos de la partida “materiales de construcción” del año 2014, refiere a un costo del periodo 2013, específicamente la requisición de diluyente para pintura, catalizador, pintura y thinner epóxido de la orden “MAN-600-02-03-4 Trabajos de mantenimiento anual en los equipos turbo generadores, transformadores de potencia, protecciones, interruptores etc. en la Planta JMD durante el año 2013”, los datos registrados en ese periodo fueron considerados en la proyección.
 - ✓ Se excluyeron los gastos de naturaleza no recurrentes identificados en la partida de “Otros servicios”.
 - ✓ En los años 2015 y 2016 se incluyó en las tarifas los montos de ¢345,88 y ¢359,72 millones por concepto de gastos de operación y administración propios de la Planta Hidroeléctrica Jorge Manuel Dengo.
 - **Gastos de operación, mantenimiento y administración propios del Proyecto “Los Negros”:**
 - ✓ Se excluyeron los costos de repuestos y equipos accesorios utilizados en la reparación de equipos electromecánicos, registrados en las partidas “materiales de construcción”, “repuestos” y “mantenimiento de equipo”, debido a que la cláusula sexta del contrato con la Empresa Hidroeléctrica Los Negros (EHLN), establece que una de las obligaciones de ésta es “suministrar los repuestos y equipos accesorios que se requieran para las reparaciones de los equipos electromecánicos”.

- ✓ Se excluyeron los gastos de naturaleza no recurrentes identificados en las partidas de “alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario” y “Otros servicios”, por ejemplo éste último no demostró la recurrencia del mantenimiento de generadores, ésta erogación no se efectuó en el año 2013, además no indicó el tipo de mantenimiento ejecutado en el periodo 2014, a efectos de validar los datos desde el punto de vista técnico.
 - ✓ No demostró la recurrencia del gasto por concepto de enlace de fibra óptica de Heredia a la Planta Tacares incluido en la partida “alquileres diversos”, éste no se ejecutó en el año base.
 - ✓ La partida “alquiler de edificio, locales y terrenos” se proyectó de conformidad con lo que indica el folio 112, que refiere al monto de \$258 720 mensuales y el tipo de cambio que cita los criterios generales de proyección.
 - ✓ Al considerar los criterios generales de proyección se identificó que las cifras de las partidas “alimentación (viáticos)” y “transporte” difieren respecto a las estimaciones de la empresa para los años 2015 y 2016.
 - ✓ Los gastos de operación y administración propios de la Planta Hidroeléctrica Los Negros incluidos en las tarifas corresponden a los montos de €1 978,44 y €1 990,08 millones.
- **Gastos de operación, mantenimiento y administración propios del Proyecto “Tacares”:**
 - ✓ En la partida “materiales de construcción” se consideró la requisición de postes de acero galvanizado como un gasto no recurrente, en el tanto la empresa defina en futuros estudios, bajo qué circunstancias los postes se registran como activos de la empresa.
 - ✓ Para la proyección de la partida “canon por explotación de planta hidroeléctrica”, se utilizó la cifra que indica la cláusula sexta del convenio entre Incofer y ESPH (\$195 595,2) y el tipo de cambio que refieren los criterios generales de proyección.
 - ✓ Al analizar los rubros incluidos en la partida “concesiones” se identificó que el “suministro electromecánico se consideró dos veces en la sumatoria final de ESPH, en euros y dólares, ambos convertidos a colones. Para efectos de proyección, se consideró el monto original en euros y su equivalencia a colones.
 - ✓ No demostró la recurrencia de los seguros que se originan del mantenimiento de líneas y equipos. Para futuros estudios es necesario que la entidad remita mayor detalle que permita validar el origen de estos gastos.
 - ✓ Los gastos de operación y administración propios de la Planta Hidroeléctrica Tacares incluidos en el cálculo de la tarifa ascienden a los montos de €657,09 y €663,74 millones para los ejercicios 2015 y 2016.
- **Gastos de operación, mantenimiento y administración propios del Proyecto “Los Negros II”:**
 - ✓ No se incluyeron costos relacionados a la Planta Hidroeléctrica Los Negros II, por cuanto el único costo que proyectó ESPH, S.A. corresponde a “intereses y comisiones”.
- **Gastos de operación, mantenimiento y administración propios del Proyecto Eólico “El Quijote”:**
 - ✓ No se incluyeron costos relacionados a la Planta eólica “El Quijote”, por cuanto el único costo que proyectó ESPH, S.A. corresponde a “mantenimiento de equipo” y no aportó documentación para demostrar el gasto incurrido en el periodo 2014.
- **Servicio de regulación**
 - ✓ El canon asignado al sistema de generación corresponde a la suma de €28,83 y €33,18 millones, para los años 2015 y 2016, respectivamente, estimado al aplicar un 45,48%, sobre el canon del sector energía para el periodo 2015, publicado en La Gaceta del 20 de octubre del 2014 (Alcance 57) y el canon del año 2016 (según los datos suministrados por la Dirección de Planificación Estratégica). El porcentaje fue fijado según los datos de ESPH, S.A. para distribuir los gastos atribuibles al sector energía (negocio 03).
- **Depreciación de activos**
 - ✓ El monto incluido en las tarifas del sistema de generación por concepto de “depreciación de activos” corresponde a €344,79 y €337,24 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.

- **Canon de aguas**

- ✓ *Los montos incluidos en las tarifas por concepto de “canon de aguas” corresponden a ¢187,97 y ¢197,37 millones, para los años 2015 y 2016, respectivamente; según se indica en la nota N° DA-1582-2014, del 24 de setiembre del 2014, emitida por el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE).*

- 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 2011, 2012 y 2013. 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 13,59 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 de un 13% y 17% en el total de gastos para los años 2015 y 2016, respectivamente, en relación a los costos solicitados por ESPH, S.A. en esos periodos, tal como se muestra en el cuadro a continuación:

Cuadro # 18
ESPH –Sistema de Generación
Resumen de Costos y Gastos de Operación 2015-2016
(en millones de colones)

GASTOS DE OPERACIÓN - GENERACIÓN	2015				2016			
	ESPH	Aresep	Variación Absoluta	Variación Porcentual	ESPH	Aresep	Variación Absoluta	Variación Porcentual
Gastos de Generación (Jorge Manuel Dengo)	476,93	405,75	-71,18	-15%	496,74	413,84	-82,90	-17%
Operación y administración propia de la planta	393,33	345,88	-47,44	-12%	409,06	354,84	-54,23	-13%
Administración de energía.	83,60	59,87	-23,73	-28%	87,67	59,00	-28,67	-33%
Gastos de Generación (Los Negros)	2 419,08	2 128,51	-290,57	-12%	2 517,67	2 137,99	-379,69	-15%
Operación y administración propia de la planta	2 209,52	1 978,44	-231,08	-10%	2 297,90	1 990,08	-307,81	-13%
Administración de energía.	209,56	150,07	-59,49	-28%	219,78	147,90	-71,88	-33%
Gastos de Generación (Tacaes)	956,87	710,98	-245,90	-26%	995,80	716,85	-278,95	-28%
Operación y administración propia de la planta	881,62	657,09	-224,53	-25%	916,88	663,74	-253,14	-28%
Administración de energía.	75,25	53,89	-21,36	-28%	78,92	53,11	-25,81	-33%
Gastos Otros Proyectos	4,60	0,00	-4,60	-100%	4,79	0,00	-4,79	-100%
Los negros II	0,00	0,00	0,00	0%	0,00	0,00	0,00	0%
Eólico "Tejona"	4,60	0,00	-4,60	-100%	4,79	0,00	-4,79	-100%
Depreciación Sistema de Generación	305,47	344,79	39,32	13%	410,90	337,24	-73,66	-18%
Canon de Aguas MINAE	96,46	187,97	91,52	95%	100,69	197,37	96,68	96%
Jorge Manuel Dengo	4,70	0,00	-4,70	-100%	4,88	0,00	-4,88	-100%
Los Negros	54,02	0,00	-54,02	-100%	56,18	0,00	-56,18	-100%
Tacaes	37,74	0,00	-37,74	-100%	39,63	0,00	-39,63	-100%
Servicio de regulación	29,41	28,83	-0,58	-2%	30,59	33,19	2,60	8%
Jorge Manuel Dengo	6,67	6,54	-0,13	-2%	6,94	7,53	0,59	8%
Los Negros	16,73	16,40	-0,33	-2%	17,40	18,88	1,48	8%
Tacaes	6,01	5,89	-0,12	-2%	6,25	6,78	0,53	8%
Total Gastos Generación	4 288,82	3 806,83	-481,99	-11%	4 557,18	3 836,47	-720,71	-16%
Gastos Administración General Asignados								
Gastos Generales y de Administración (Distribuidos)	1 095,99	865,25	-230,73	-21%	1 157,84	926,96	-230,88	-20%
Planta general (asignación directa)	1 095,99	722,81	-373,18	-34%	1 157,84	777,35	-380,49	-33%
Planta general (asignación indirecta)	0,00	142,45	142,45	100%	0,00	149,61	149,61	100%
Total Gastos Administración General Asignados	1 095,99	865,25	-230,73	-21%	1 157,84	926,96	-230,88	-20%
TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN	5 384,81	4 672,08	-712,73	-13%	5 715,02	4 763,43	-951,59	-17%

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 ESPH, S.A. necesita ingresos para generar un rédito ajustado por plazo del 4,96% para los periodos 2015 y 2016, que ajustado por redondeo resulta en un 4,97% para el año 2015.

3. Estructura tarifaria

a. Propuesta de ESPH

La empresa propone para la actividad de generación un precio promedio de ¢48,75 c/kWh, con la siguiente estructura tarifaria:

Periodo horario	2015 Tarifa	2016 Tarifa
Punta	¢62,16	¢66,19
Valle	¢46,51	¢49,52
Nocturno	¢30,85	¢32,85

FUENTE: UNIDAD DE TARIFAS.

b. Análisis de la solicitud

Es necesario considerar que la generación de ESPH 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 ESPH por periodo horario (Ver apartado de mercado), lo cual da un total de 117,0 GWh para 2015 y 118,8 GWh durante 2016 y tomando los ingresos que requiere la actividad de generación de ESPH (¢4 764,1 millones para 2015 y ¢4 809,3 millones para 2016) se obtiene un precio promedio de ¢40,7 por kWh para el 2015 y ¢40,5 por kWh para el 2016, tal y como lo muestra el siguiente cuadro, en el cual se detalla el nivel de la tarifa que se debe establecer para el servicio de generación de esta empresa.

Cuadro # 19
Actividad de generación, ESPH
Cálculo del precio promedio, periodo 2015-2016

Unidades físicas (MWh)	2015	2016
Punta	43 345,8	42 566,5
Valle	46 883,3	48 327,8
Noche	26 746,0	27 907,4
Total	116 975,1	118 801,7
Ingresos requeridos (Miles colones)	4 764 100,1	4 809 304,1
Precio Promedio (¢/kWh)	40,7	40,5

Fuente: Autoridad Reguladora

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, incluyendo energía y potencia o tarifa monómica), 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 ESPH, lo cual permite obtener una relación de: 1,39; 1,04 y 0,68 para los periodos de punta, valle y noche respectivamente. El detalle se muestra a continuación:

Cuadro # 20
Cálculo del precio promedio de la actividad de generación del ICE
por periodo horario ¢/kWh y factores, 2015

Periodo	Precio medio	Factor de relación con el precio medio
Punta	80,6	1,39
Valle	60,1	1,04
Noche	39,5	0,68
Total	57,8	1,00

Para obtener los precios medios por periodo horario para ESPH, para el periodo de interés del 2015 y el 2016, el precio promedio obtenido en cada periodo (¢40,7 y 40,5 por kWh respectivamente) se multiplican 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 para 2015 (de abril a diciembre): ¢56,8; ¢42,4 y ¢27,8 para el periodo de punta, valle y noche respectivamente, y ¢56,4, ¢42,1 y ¢27,6 para el periodo punta, valle y noche, respectivamente, del año 2016 (de enero a diciembre). Al multiplicar las proyecciones de la IE correspondiente a la generación en unidades físicas de ESPH por estos precios medios, se obtienen unos ingresos que son 1,09 veces mayores a los ingresos que necesita cubrir la actividad de generación de ESPH.

Ante esta situación, los precios medios definidos anteriormente se reducen proporcionalmente con un factor 1,09, manteniendo la estructura del ICE, y se obtienen precios medios de: ¢52,1/kWh para punta, ¢38,9/kWh para valle y ¢25,5/kWh para noche. Estos precios tanto para el periodo de interés 2015 (abril-diciembre) y para 2016; e implican un precio promedio de ¢ 40,72/kWh.

Es importante recalcar que estos precios propuestos por la IE son menores que los precios que ESPH debería pagar al ICE, si le comprara toda la energía requerida, pero con la limitante que no incorpora servicios auxiliares, potencia y energía de respaldo que le presta el sistema eléctrico nacional.

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-GE Tarifa de generación de ESPH.

- a. Fijar la tarifa de la actividad de generación que realiza ESPH con base en un precio promedio de ¢40,73 / kWh, según el siguiente detalle:

Cargo por energía	Rige a partir de su publicación
Periodo punta	¢52,10 / kWh
Periodo valle	¢38,90 / kWh
Periodo nocturno	¢25,50 / kWh

- b. 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.

III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS

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

1. Los gastos que la IE estima para los años 2015 y 2016 serían ¢ 4 672,1 y ¢4 763,4 millones respectivamente, menores a los solicitados por ESPH en un 13% y 17%, en el mismo orden citado. Algunos de los gastos que más se ha ajustado, según los cálculos de la IE con respecto a los presentados por ESPH son: operación, mantenimiento y administración de las plantas Los Negros y Tacaes y los gastos de administración del negocio 03 (sector energía).
2. En cuanto a las adiciones de activos para el año 2015, la Intendencia estimó ¢ 1 157,3 millones menos que lo solicitado por ESPH (-66%).
3. La base tarifaria que ha reconocido la IE para el 2015 es inferior en ¢ 795,4 millones a la base calculada por ESPH.
4. ESPH supuso en sus cálculos que el ajuste tarifario entraría a regir en “enero del 2014” (folio 4, entiéndase enero del 2015), mientras que la IE estima que este entraría a regir en abril del 2015, conforme a los plazos definidos por ley.
5. Todo lo anterior implica que mientras ESPH solicita unos ingresos de ¢5 579,16 y ¢5 919, 23 millones para los años 2015 y 2016, la IE recomienda aprobar el monto de ¢ 4 764,10 y ¢4 809,30 millones, en el mismo orden citado.

(...)

V. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN

De acuerdo con el análisis que antecede y las limitaciones de información evidenciadas en el expediente ET-164-2014, se considera necesario que para el siguiente estudio tarifario correspondiente al servicio de generación de energía eléctrica que presta ESPH, S.A. se cumplan con los siguientes requerimientos, en el caso de los cuadros solicitados (impresos y electrónicos) deben contener los totales para filas y columnas y estar debidamente vinculados y formulados entre ellos si así se amerita:

1. Los estados financieros auditados deben estar acompañados por la información complementaria que contenga la información financiero-contable del sector y de cada uno de los negocios y/o sistemas. Asimismo debe identificar de forma separada los gastos de operación y mantenimiento, administración del negocio 03 y planta general.

2. *Justificar los recursos financieros ejecutados y que fueron asignados en la última fijación tarifaria del último año calendario y del año en ejercicio con corte al mes inmediato anterior a la presentación de la petición tarifaria.*
3. *Presentar para cada sistema el levantamiento de activos, que reflejen el saldo ajustado deduciendo el retiro de activos, con corte al mes de diciembre de cada año.*
4. *Justificar los salarios capitalizables en las inversiones de todos los sistemas (y que cumplan con el criterio que establece la Norma Internacional de Información Financiera N°16 "Propiedades, planta y equipo"). Éstos se deben identificar de forma separada en los cálculos de las inversiones y adiciones.*
5. *Presentar un análisis vertical y horizontal de todos los gastos y para los gastos (relevantes) cuyo peso representa más del 5% del grupo de cuentas al que pertenece o su variación año con año sea superior a la inflación u otro indicador económico que aplique para el tipo de gasto (ejemplo: decretos de salarios mínimos, etc.), deberá remitir los comprobantes o documentos de respaldo que justifican las erogaciones incurridas para brindar el servicio eléctrico y los gastos que se prevé a futuro (ejemplo: facturas, contratos, proformas, estadísticas, planes de mantenimiento correctivos o preventivos, intención escrita para renovar contratos, entre otros). En el caso que un comprobante justifique dos o más partidas y/o grupos, éste debe referir a la matriz donde se evidencia la distribución y asignación de este costo entre las diferentes partidas.*
6. *Incluir en una matriz de referencia (Anexos N° 4 y 5) las erogaciones (relevantes) incurridas o previstas para los años de estudio, indicando el grupo de cuenta al que pertenece y partida objeto de gasto que justifica, referir al documento de respaldo con el número de folio de la petición donde se incluye.*
7. *Remitir el "detalle de cuotas de seguro social y otras instituciones" y la planilla de cada uno de los negocios reportados a la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS).*
8. *Remitir la conciliación de salarios para cada uno de los negocios de forma refleje los saldos de la documentación que se presenta a la CCSS, en el caso del negocio 03, deberá identificar claramente los salarios de los sistemas de generación, distribución y administrativos de energía; en relación al negocio 06, deberá identificar los salarios por concepto de "planta general" y "comercialización" con su respectiva distribución entre los 8 negocios.*

Deberá indicar en la conciliación la porción de salarios que se carga a gasto e inversión en cada uno de los negocios, sistemas y grupos de cuentas (mensual y anual), ejemplo para el caso de los gastos de planta general, éste se debe presentar de forma mensual con la porción que corresponde a gasto e inversión, la sumatoria de saldos mostrará el monto anual por ese concepto.

Adicionalmente, la conciliación de salarios debe identificar las erogaciones que resultan de la prestación de servicios interinstitucionales o a terceros.
9. *Presentar el informe que propone ajustes salariales distintos a los decretos del poder ejecutivo, éste deben contener como mínimo el efecto costo-beneficio de los ajustes, procedimiento, fuente u origen de los datos, conclusiones, resultados y recomendaciones del estudio.*
10. *Detallar el plazo y montos que perciben los funcionarios contratados bajo modalidad de tiempo definido, ejemplo servicios especiales.*
11. *Detallar los costos comunes (comercialización, administración negocio 03, planta general, etc.) que muestre el saldo global y separado para cada uno de los negocios. Remitir los criterios, metodología y cálculo que se utiliza en cada cuenta y/o partida para su asignación.*
12. *Definir las circunstancias bajo las cuales los postes de acero galvanizado u otros se registran como gasto o como activo.*
13. *Indicar el número de sesiones que realiza la Junta Directiva en el año base, así como el costo promedio incurrido en cada una de ellas.*
14. *Remitir los estados financieros auditados de la Empresa Hidroeléctrica Los Negros (EHLN).*

15. Documentar y justificar todos los costos que se originan entre compañías relacionadas, ejemplo ESPH y la EHLN (servicios, repuestos, mantenimientos, etc.).
16. Remitir el criterio para elegir el proveedor del servicio de vigilancia y aseo, indicar los metros cuadrados que cubre el servicio y el número de oficiales, para cada área o sector descrito en los contratos.
17. Revelar la información que indica la NIC 38 para justificar el gasto "absorción de partidas amortizables e intangibles", así como un detalle que muestre la fecha de adquisición del activo intangible, vida útil, descripción u objeto de éste, proyección de su amortización (que incluya las fechas de corte, visualizado de dos formas: a. detalle general consolidado y b. separado para cada uno de los negocios) y la documentación necesaria para demostrar el gasto incurrido y la justificación técnica de las proyecciones (ejemplo, facturas, cotizaciones, contratos, etc.).
18. Los intangibles que corresponden a varios negocios, deben evidenciar la asignación a todas las actividades de la empresa, para ello debe aportar los criterios y metodología de distribución.
19. Un detalle de los gastos no recurrentes u ocasionales, separado por cuentas y partidas contables y e indicar aquellos gastos que por su naturaleza son de un periodo específico y no se van a dar en el próximo, en caso de excepciones si el gasto se contempla en varios periodos, indicar su justificación y el monto que corresponde a cada ejercicio.
20. Remitir copia de las pólizas de seguros y detalle de su registro en las cuentas contables.
21. Separar los rubros de ventas de energía y cuentas por cobrar en el negocio 03 (energía), para los sistemas de generación y distribución eléctrica.
22. Presentar la información con el estado de estado de las obras de generación, que muestre el avance en términos monetarios y físicos.
23. Presentar el histórico de ejecución de las obras para los años 2009 al 2014, utilizar como base de comparación la información real contenida en el expediente ET-227-2012, identificando aquellas que son propias del sistema de generación.
24. Separar en el análisis de inversiones y base tarifaria, la información de los activos que corresponde a cada una de las actividades que brinda la empresa. Asimismo, separar para cada uno de los sistemas, todos los datos y documentación pertinentes a las obras, activos y/o costos asociados a su mantenimiento, ejemplo, los costos relacionados con el Sistema de medición de las plantas de generación.
25. Indicar la metodología, criterios y cálculos para asignar los activos de uso común (ejemplo: planta general), entre todas las actividades que brinda su representada. En el caso de que los activos utilizados en la administración del negocio (ejemplos: equipo de cómputo, transporte y oficina) sean propios del sistema de generación, deberá suministrar un detalle de estos (auxiliar de inventario), que muestre los saldos con corte a diciembre 2013 y 2014.
26. Detallar los retiros de activos según el siguiente desglose: fecha del retiro, descripción del activos retirado, número de activo, valores (costo, revaluado y sus respectivas depreciaciones), sistema y grupo de activos al que pertenece, uso final del activo (venta, desecho, reparación u otro). En el caso que la venta del activo diera origen a una pérdida o ganancia indicar el valor de ésta; si por el contrario se retira para su reparación, deberá indicar la fecha y monto de su reincorporación dentro de la operación del negocio.
27. Remitir la documentación que demuestre la forma de valuar las adiciones más significativas para los periodos 2015 y 2016, ejemplo: cotización de un proveedor, precio de la última compra, etc.
28. Debe la ESPH remitir a la Autoridad Reguladora, cada semestre y al momento de presentar cada estudio tarifario, un informe del avance o estado de las obras ejecutadas de su programa de inversiones reconocidas por la Autoridad Reguladora, con los formatos actualmente empleados, así como un resumen del estado actual de las obras en la actividad de Generación.
29. En las próximas peticiones tarifarias que tramite la ESPH:

a) Indicar la razón clara de la baja ejecución de obras. En los planes de inversión deben contemplarse únicamente los proyectos listos para construirse o ejecutarse (materiales, equipo adquirido, estudios topográficos, permisos de paso, permisos de construcción, servidumbres, coordinación institucional, otros).

b) Debe adjuntar en la justificación de la inversiones, las estadísticas asociadas y solicitadas en la Resolución RRG-3227-2003 de las catorce horas y treinta minutos del quince de octubre del dos mil tres, Expediente ET-089-2003, publicada en el Diario Oficial La Gaceta No.215, del siete de noviembre del dos mil tres, Por Tanto VII, de los últimos 5 años y esquematizar el plan de inversiones tanto en forma semestral como anual.

30. Los datos de activos, adiciones, depreciaciones, revaluación e inversiones deben presentarse y realizarse bajo un sistema de cuentas contables específicas, las cuales deben estar codificadas y presentar uniformidad entre todos estos segmentos, es decir todas estas secciones se deben realizar con el mismo catálogo de cuentas y con la misma modificación, lo anterior pues estas secciones se realizaron con cuentas similares, pero con nombres que presentaban algún nivel de diferencia, razón por la cual se requiere una uniformidad completa.
31. Presentar un análisis de la procedencia de todos los activos, de modo que se determine el porcentaje local y externo, lo anterior pues en este momento se utilizan cuentas generales, diferentes a las cuentas presentadas en los estados financieros, por ello se requiere que se haga un análisis más explícito sobre la determinación del componente local y externo y que el nivel de desagregación sea coincidente con las cuentas específicas utilizadas en los activos, revaluaciones, depreciaciones, adiciones e inversiones, tal y como se explicitó en el punto anterior.
32. Presentar un informe de los gastos cubiertos con los desembolsos efectuados de deuda, de modo que se pueda determinar explícitamente la asignación de dichos recursos.
33. Presentar un estudio de los activos totalmente depreciados por sistema o servicio.
34. Presentar un levantamiento de activos (con el mismo nivel de desagregación que los puntos anteriores) que refleje el saldo ajustado, deduciendo el retiro de activos, incluyendo un informe de auditoría cuyo alcance refleje la verificación de los ajustes y saldos de los activos en los estados financieros.
35. Se aclare la razón por la cual la cuenta general "Sistema de generación los negros 2", sólo presenta la cuenta específica "Terrenos y Derechos Sobre Terrenos", pues de momento parece que este activo de generación sólo presenta terrenos, lo mismo sucede con la cuenta general "Sistema de generación Eólica el solar", pues sólo presenta la cuenta específica "Equipo Misceláneo".
36. Presentar un informe semestral sobre:
 - a. Los costos efectivamente incurridos (con su respectivo respaldo) en la ejecución de las inversiones que realice la empresa. Este informe debe indicar el lugar de procedencia de los bienes (no de la empresa que lo comercialice).
 - b. Las características de la deuda, es decir: el plazo, tasa de interés, objeto del préstamo (relacionar con los planes de inversión de la empresa), monto, institución prestamista, proyecciones de amortización e intereses; además, se requiere que se adjunte los contratos de préstamos.
37. Presentar estados financieros auditados que contengan el mismo nivel de desagregación que las solicitudes tarifarias con respecto a las cuentas relacionadas con adiciones, retiros, depreciaciones y revaluaciones.
38. Presentar los cálculos y solicitudes tarifarias utilizando dos decimales en la determinación y definición de los precios, es decir utilizar céntimos en los precios y el pliego tarifario que se solicite.
39. Todos los cuadros incluidos en los informes remitidos a esta Intendencia (impresos y electrónicos) deben contener los totales para filas y columnas y debidamente vinculados.

(...)

VI. CONCLUSIONES

1. De acuerdo con lo instruido por la Autoridad Reguladora, ESPH presentó una solicitud para fijar por primera vez las tarifas de su sistema de generación. Se pide fijar la tarifa en un promedio de ¢ 48,75/kWh.
2. Luego de respectivo análisis técnico se reconocen gastos tarifarios por ¢ 4 671,9 millones en el 2015 y ¢ 4 762,7 millones en el 2016; lo que implica una disminución con respecto a lo solicitado por la empresa de 13% y 17% respectivamente.
3. Por lo anterior, se recomienda fijar una tarifa promedio de ¢ 40,73/kWh, con una estructura horaria que incluye tres periodos: punta, valle y noche. Esto implica una disminución del 16,5% con respecto a la pretensión de la empresa.
4. Dados los resultados financieros mostrados por este sistema, no se considera necesario realizar una fijación tarifaria diferenciada para los años 2015 y 2016.
5. Con el propósito de estandarizar la elaboración de pliegos tarifarios y mejorar la sensibilidad de los precios ante ajustes propuestos, es recomendable que el valor de los precios de tarificación eléctrica sea en colones con exactamente dos unidades decimales; lo que permitiría mejorar la estimación de los escenarios del mercado y uniformar la presentación de futuros informes de solicitud de ajustes tarifarios.

(...)

- II. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la consulta pública, del oficio 523-IE-2015 del 20 de marzo de 2015, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

A continuación se procede a resumir las oposiciones presentadas y a su respectivo análisis:

1. **Bernal Lara Soto**, portador de la cédula de identidad 4-0077-0333:
Observaciones: No presenta escrito. Hizo uso de la palabra en la audiencia pública. Teléfono: 8390-7282
Notificaciones: Apartado Postal 1066-3000 Heredia.

(...)

Como parte del estudio efectuado por la Intendencia de Energía (IE) se han analizado las partidas de inversiones presentadas por la Empresa en su solicitud tarifaria, ajustando los valores según los criterios técnicos que se detallan en este informe. También se han analizado las partidas de gastos y costos, para ajustarlas de acuerdo con los criterios que establece la legislación vigente, especialmente en lo correspondiente a no reconocer gastos desproporcionados, y en el tema salarial, al no aportar la empresa información suficiente sobre los ajustes se reconoce únicamente los aumentos decretados por el Ministerio de Trabajo.

2. **Juan Rafael Morales Rojas**, portador de la cédula de identidad N.º 4-0102-0283:
Observaciones: No presenta escrito. Hizo uso de la palabra en la audiencia pública. Teléfono: 8925-6613
Notificaciones: Fax: 2263-5445 y al correo electrónico: jrmorales@ice.co.cr

(...)

Se le aclara al señor Morales, que la respectiva convocatoria a audiencia pública que se ha publicado en los periódicos nacionales y en La Gaceta indica claramente que se trata de los ajustes tarifarios tramitados bajo los expedientes ET-164-2015, ET-167-2015 y ET-172-2015.

(...)

Se indica que la cuenta correspondiente a gastos en salarios y sus cargas sociales ha sido analizada en detalle como parte del estudio tarifario que realiza la Intendencia de Energía (IE); en este informe se incluyen los criterios que se utilizan para este análisis, concluyéndose que en general, los gastos que incluye la Intendencia de Energía (IE) son menores que los incluidos en la solicitud tarifaria de ESPH. En la proyección realizada por la Intendencia de Energía (IE), los gastos salariales se ajustan según los parámetros de inflación y ajustes salariales aprobados por el Gobierno y se incluye personal nuevo al cálculo bajo el criterio de la relación que debe tener el personal contratado con la cantidad de servicio que presta la empresa, esto como medida de eficiencia a nivel tarifario.

(...)

Como parte del análisis efectuado en este estudio tarifario, se incluye el análisis de lo ocurrido financieramente en el pasado reciente (v.g. 2013 y 2014), ajustando los costos y gastos que se consideran han tenido o tienen comportamientos no justificados, lo cual se detalla en el desarrollo de este informe.

(...)

La Autoridad Reguladora procura poner a disposición de todos los usuarios toda la información que se relaciona con los servicios públicos. Toda la información que sustenta cada estudio tarifario está disponible en los respectivos expediente tarifarios, los cuales son públicos y de acceso por diferentes medios: impresos (en nuestras oficinas), en digital (en nuestra página web), etc.

Se hará llegar su observación sobre las dificultades que ha tenido para acceder información de nuestra página web a los encargados del tema.

(...)

Las nuevas inversiones o adiciones de activos son un elemento en la metodología tarifaria que aplica la Autoridad Reguladora en este caso. En el estudio de Alumbrado Público, las luminarias que se incluyen en los cálculos corresponden a cambios de las más antiguas, para mejorar el nivel de eficiencia en la gestión de ese servicio.

(...)

La energía que la ESPH tiene disponible para sus usuarios directos proviene de dos fuentes: de la generación propia y de las compras al ICE. Ambas fuentes tienen costos diferentes y estos están incluidos en los costos de las tarifas.

En esta ocasión se separa de la estructura de costos los gastos e ingresos asociados a la generación eléctrica, los cuales hasta el momento se encontraban en un único servicio de distribución. Eso es importante, toda vez que a nivel regulatorio son servicios diferentes, y su separación contable hace que se transparenten mejor los costos de cada uno de ellos.

3. Gladys Buitrago Vallejos, portadora de la cédula de identidad N.º 1-0447-0395:

Observaciones: No presenta escrito. Hizo uso de la palabra en la audiencia pública. Teléfono: 6073-2831

Notificaciones: Al correo electrónico: gladysbuitrago76@gmail.com

(...)

Como parte de análisis tarifario realizado en este estudio, se han realizado ajustes en todos los costos incluidos en la tarifa eléctrica, para garantizar que se aplica criterios de racionalidad en sus cálculos. Se debe tomar en cuenta que los costos relacionados con el servicio eléctrico evolucionan según el comportamiento de muchas variables (económicas, ambientales, internas, externas, etc.) y no solo con respecto a la inflación local.

(...)

Identificada que su inquietud se refiere a temas referentes a la facturación del suministro de electricidad, se le informa que la misma será trasladada a la Dirección General de Participación del Usuario de la ARESEP para su respectiva atención.

(...)

Como parte del análisis efectuado, se considera el porcentaje de pérdidas del sistema, para determinar su razonabilidad, dichas pérdidas de electricidad se constituyen de las llamadas pérdidas técnicas, que tiene que ver con el funcionamiento normal de la red de distribución y las llamadas pérdidas no técnicas, que tienen que ver con lo indicado por la opositora. Así que se analizan los porcentajes de tal forma que se reconoce a nivel tarifario únicamente el monto promedio para el territorio nacional.

- 4. Defensoría de los Habitantes de la República**, representada por la Licda. Ana Karina Zeledón Lépiz, Directora de Asuntos Económicos, cédula 1-0812-0378.

Observaciones: Presenta escrito. No hizo uso de la palabra en la audiencia pública.

Notificaciones: Al fax 4000-8700.

(...)

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

(...)

Efectivamente, como parte del análisis efectuado por parte de la Intendencia de Energía (IE) se ha realizado un análisis detallado de las diferentes partidas de ingresos, gastos e inversiones presentados por ESPH, así como las justificaciones brindadas por la Empresa, y se han ajustado todas las partidas que se ha creído conveniente de acuerdo con los principios y criterios establecidos en la Ley 7593.

(...)

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

(...)

La metodología seguida por la Autoridad Reguladora considera este aspecto, de tal forma se ajustan las cifras de inversión tomando en cuenta la ejecución real mostrada por la ESPH en los últimos años.

(...)

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

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

- I. Fijar para el servicio de generación que presta ESPH una tarifa promedio de ¢ 40,73 / kWh, según el siguiente detalle:

a. T-GE Tarifa de generación de ESPH

Cargo por energía	Rige a partir de su publicación
Periodo punta	¢52,10 / kWh
Periodo valle	¢38,90 / kWh
Periodo nocturno	¢25,50 / kWh

b. Descripción:

- 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.

Periodo 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.

Periodo 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.

Periodo 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. Indicarle a ESPH que como parte de la justificación de las próximas solicitudes tarifarias del servicio de generación, deberá presentar la información enlistada en el considerando I apartado V de la presente resolución.
- III. Tener por analizadas y respondidas las diferentes oposiciones con el contenido en el considerando II de la presente resolución. Agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, 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° 29916.—O. C. N° 8377-2015.—C-1997760.—(IN2015020893).

ECA/RSV

C.c: ET-164-2014

INTENDENCIA DE ENERGIA
RIE-032-2015 del 20 de marzo de 2015
A LAS 15:15 HORAS DEL 20 DE MARZO DE 2015

SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE HEREDIA (ESPH)
PARA EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ET-167-2014

RESULTANDO

- I. Que el 28 de noviembre del 2014, mediante el oficio GG-911-2014, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia presentó solicitud de ajuste tarifario para el servicio de distribución de energía eléctrica que presta (folio 1 al 616).
- II. Que el 03 de diciembre del 2014, mediante el oficio 1677-IE-2014, la Intendencia de Energía (IE) le previno a la ESPH el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de distribución (folios 617 a 1619).
- III. Que el 10 de diciembre del 2014, mediante el oficio GG-946-2014-R, la ESPH respondió la prevención realizada mediante el oficio 1678-IE-2014 (folio 621 y siguientes).
- IV. Que el 7 de enero del 2015, mediante el oficio 0019-IE-2014 (sic), la Intendencia de Energía le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por la ESPH para el servicio de distribución de electricidad (folios 635 a 636).
- V. Que el 22 de enero del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 15 (folios 641 al 642).
- VI. Que el 23 de enero del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Teja y La Extra (folio 643).
- VII. Que el 03 de febrero del 2015, mediante el oficio 416-DGAU-2015/003279 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 659 a 660).
- VIII. Que el 09 de febrero del 2015, mediante el oficio 0218-IE-2015, la Intendencia de Energía le solicitó a la ESPH aclaración y detalle de la información aportada (folios 665 a 678).
- IX. Que el 16 de febrero del 2015, mediante el oficio GG-131-2015-R, la ESPH solicitó una prórroga para la entrega de información (folio 679)
- X. Que el 19 de febrero del 2015, mediante el oficio 0310-IE-2015/5244, la Intendencia de Energía otorgó la prórroga solicitada por la ESPH mediante el oficio GG-131-2015-R, dando plazo al 20 de febrero del 2015 (folio 1296 a 12967).
- XI. Que el 19 de febrero del 2015, mediante oficio DAEC-030-2015 la Defensoría de los Habitantes presenta oposición (folios 680 a 687).

- XII.**
- XIII.** Que el 19 de febrero del 2015, se llevó a cabo la audiencia pública de ley.
- XIV.** Que el 20 de febrero del 2015, mediante el oficio GG-173-2015, la ESPH solicitó nueva prórroga al plazo otorgado mediante oficio 0310-IE-2015/4076 para la entrega de información al día 23 de febrero 2015. (folio 688)
- XV.** Que el 23 de febrero del 2015, mediante el oficio GG-167-2015, la ESPH presentó la información solicitada en el oficio 0218-IE-2014 (folios 689 a 1295).
- XVI.** Que según el informe de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, (oficio 917-DGAU-2015/82943), se recibieron oposiciones válidas por parte de Bernal Lara Soto (cédula 4-0077-0333), Juan Rafael Morales Rojas (cédula 4-0102-0283), Rita Gladys Buitrago Vallejos (cédula 1-0447-0395) y la Defensoría de los Habitantes, representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz (cédula 1-0812-0378).
- XVII.** Que el 20 de marzo de 2015, mediante el oficio 525-IE-2015, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar la tarifa para el servicio de distribución que presta ESPH.

CONSIDERANDO

- I.** Que del estudio técnico 525-IE-2015, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

“II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria:

La Empresa de Servicios Públicos de Heredia solicitó ajustar las tarifas del sistema de distribución, tal y como se detalla:

Año	2015	2016
Por compras al ICE	4,88%	-4,88%
Por costos propios	4,53%	2,46%
Ajuste total	9,41%	-2,42%

La ESPH justificó su petición en lo siguiente: “i) La elaboración de las proyecciones financieras aplicando las tarifas autorizadas por el ente regulador para el periodo analizado (2014-2016) muestran resultados negativos, lo cual no permitirá a la empresa llevar a cabo sus labores diarias con la eficiencia requerida, ii) con el propósito de obtener una rentabilidad razonable que permita ejecutar los planes de inversión proyectados por la empresa, donde se contemplan proyectos de interés prioritario para mantener y mejorar la calidad y continuidad del servicio, iii) para recuperar el incremento en compras al ICE aprobado a partir del mes de octubre del 2014, de lo cual aún quedarían pendientes €336 millones del último trimestre del presente año, más todo lo correspondiente al 2015, iv) para cubrir el incremento en los costos por inflación estimada de acuerdo a las proyecciones del Banco Central de Costa Rica para el periodo 2014-2016 de 4% y v) a fin de cumplir con lo indicado por el Ente Regulador en resolución RIE-013-2014, respecto a solicitar en forma separada estudio tarifario para las actividades de generación y distribución de energía eléctrica.”

Es importante señalar que ESPH no incluye dentro de su pretensión de ajuste tarifario, lo correspondiente al ajuste en las tarifas de generación y transmisión que solicitó el ICE el pasado octubre 2014 y que fueron aprobadas en febrero del 2015 y empezaron a regir en marzo del 2015.

2. Análisis de la solicitud

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

a. Parámetros utilizados

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la Intendencia de Energía, han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica realizado por el Banco Central de Costa Rica (BCCR), en su Programa Macroeconómico 2015-2016 (PMBCCR), las perspectivas de la economía mundial según el Fondo Monetario Internacional, así como, las expectativas de inflación y variación de tipo de cambio plasmadas en las diferentes encuestas formuladas por el BCCR. Debido al cierre de la información, los parámetros reales utilizados tienen corte al día de la audiencia pública, siendo el resto de parámetros estimados con base en los criterios que se señalan.

Según el PMBCCR, en el 2014 el crecimiento económico en las naciones avanzadas continuó mostrando signos de debilidad, con excepción de Estados Unidos, mientras que la mayoría de las economías emergentes se desaceleraron. Asimismo, la inflación internacional permaneció en niveles bajos, dada la holgura en la capacidad productiva y la estabilidad (y posterior reducción) en los precios de las materias primas. Por su parte, los mercados financieros experimentaron algunos eventos de volatilidad, principalmente como consecuencia del retiro gradual del estímulo monetario en Estados Unidos y de los conflictos geopolíticos en Europa del Este y el Medio Oriente.

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

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2015-2016, estableció como objetivo de inflación un 4% para ambos años, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.). La proyección de inflación propuesta por el Ente Emisor está encaminada en continuar gradual y ordenadamente hacia un esquema monetario de metas de inflación, en procura de ubicarla en el mediano plazo, en niveles similares a los que presentan los principales socios comerciales del país (inflación estimada en un 3%); aun cuando existen ciertos riesgos a considerar, tales como los cambios en la confianza de los consumidores y la volatilidad de los mercados financieros internacionales, especialmente en las economías de mercados emergentes, dado que la caída de los precios del petróleo ha generado vulnerabilidades externas y afectación sobre los países exportadores de este producto.

Las expectativas de la economía costarricense para el bienio 2015 y 2016 ubican el crecimiento del PIB entre un 3,4% y 4,1% respectivamente, ya que se estima que la demanda interna crecería 7,3% en el 2015, superior al promedio de la década previa (4,4%) y 4,3% en el 2016. En ambos años, el comportamiento estaría determinado por el aporte del consumo privado y la inversión.

En lo que respecta a la demanda externa, para el 2015 se prevé una caída de 7,4% debido a la reducción de exportaciones de artículos electrónicos, atenuada parcialmente por mayores colocaciones de productos ligados a implementos y equipo médico. La demanda externa en el 2016 (4,3%) supone la recuperación económica de nuestros principales socios comerciales y la normalización en las condiciones de oferta en la producción local.

Por su parte, las importaciones a precios constantes disminuirían en el 2015 (0,4%) y se recuperarían en 2016 (4,8%), dada la disminución esperada en la demanda de insumos para la industria manufacturera. La aceleración en el crecimiento de la producción prevista en el 2016 supondría una recuperación en las compras de materias primas, así como las destinadas al consumo final y una moderación en el ritmo de crecimiento de las de bienes de capital.

No obstante que las condiciones previstas para el crecimiento económico mundial favorecen la estabilidad de sus precios en los próximos dos años, eventos no predecibles relacionados con factores climáticos o conflictos políticos en los países productores de petróleo, pueden desestabilizar los precios internacionales de dichos insumos.

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

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

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

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

Cuadro # 1
Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario
Porcentajes de Variación Anuales (%)
Periodo 2012-2016

INDICES	2012	2013	2014	2015	2016
Variaciones según ARESEP (al final del año)					
Inflación Interna (IPC-CR)	4,55%	3,68%	5,13%	3,70%	4,00%
Inflación Externa (IPC-US)	1,74%	1,50%	0,76%	1,35%	2,00%
Depreciación (¢ / U.S.\$)	-2,54%	0,16%	7,82%	-0,50%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)					
Inflación Interna (IPC-CR)	4,50%	5,23%	4,52%	3,08%	4,00%
Inflación Externa (IPC-US)	2,07%	1,46%	1,62%	-0,38%	2,00%
Depreciación (¢ / U.S.\$)	-0,82%	-0,56%	7,59%	-0,20%	0,00%
Notas: Los años 2015 y 2016 son estimaciones. Las variaciones se estiman a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
Fuente: Programa Macroeconómico 2015 - 2016 y el Fondo Monetario Internacional					

b. Análisis del mercado

El presente informe exhibe el análisis de mercado elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario del sistema de distribución de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH). Este análisis de mercado se encuentra conformado por dos secciones básicas, en la primera se realiza una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homólogo realizado por ESPH, y en una segunda parte se muestran los escenarios estimados por la Intendencia de Energía (IE), además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por IE.

i. Mercado presentado por el ESPH:

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 ESPH. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:

- ✓ Inicialmente ESPH S.A. solicita un aumento del 9,41% en las tarifas vigentes Residencial (T-RE), tarifa General (T-GE) y tarifa Media Tensión (T-MT) y una rebaja de 2,42% para el año 2016 (folio 2). Con el ajuste tarifario propuesto se conseguirían compensar el incremento en compras al ICE aprobado a partir del mes de octubre del 2014 en los costos de operación, mantenimiento y administración que se proyectan para el año 2015, los cuales se ven influidos por la inflación, el servicio de la deuda y el incremento normal en las operaciones de la empresa y obtener una rentabilidad sobre la base tarifaria que permita cumplir con el plan de inversiones propuesto para ese periodo (folio 90). Pero no considera la solicitud tarifaria realizada por el ICE el pasado octubre, por lo que subestima sus compras a ese Instituto.
- ✓ ESPH estima en su mercado los abonados mensuales por tipo de tarifa, se basa en modelos de suavizamiento exponencial, debido a las características y comportamiento de las series de abonados (folio 524). De forma similar para realizar la proyección de las ventas, en unidades físicas (kWh), se analizó la información histórica relacionada con la cantidad de clientes y el consumo medio por cliente, para cada sector de consumo. Se tomó un periodo de 10 años, iniciando en enero de 2007 y finalizando en julio de 2014. Se proyectó el consumo para cada categoría tarifaria mediante modelos ARIMA y de ajuste exponencial. Para la proyección de los modelos se utilizó el paquete estadístico SPSS (folio 522). Con la información anterior, ESPH proyecta un consumo total del servicio de energía eléctrica de 561,2 GWh para el año 2015 y de 572,0 para el año 2016 (folio 561).
- ✓ Para calcular los ingresos vigentes del sistema de distribución, ESPH utiliza las tarifas que fueron publicadas en el Alcance Digital N° 33, de la Gaceta N° 124 del 30 de junio del 2014 (resolución RIE-034-2014) y las tarifas publicadas en la Gaceta N°187 del 30 de setiembre del 2014 (resolución RIE-063-2014) (folio 537). 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 ESPH proyecta que su sistema de distribución obtendrá ¢36 974,0 millones de colones para el año 2015 y para el año 2016 los ingresos serán de ¢37 773,5 millones (Folio 575).
- ✓ La estimación de la energía requerida se realiza proyectando las ventas de energía en kWh más las pérdidas (por trasiego) de energía en kWh. El porcentaje de pérdidas del sector distribución estimado para la empresa es de 7,735. Luego, al total de la energía requerida, en cada uno de los periodos se le resta la producción esperada de las plantas propias, es decir las compras al sistema de Generación de ESPH, esto con el fin de determinar las compras de energía (kWh) al ICE. Así las compras estimadas serán de 504,4 GWh y 517,5 GWh para 2015 y 2016 respectivamente.
- ✓ 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).
- ✓ 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 ESPH este importe tomará valores de ¢27 993,5 millones durante 2015 y ¢27 188,754 millones para 2016.
- ✓ Considerando los ingresos vigentes estimados, y los montos del gasto en compras de energía ESPH propone una estructura tarifaria que pretende regir a partir del primero de enero del 2015 y la cual permitirá a la empresa alcanzar ingresos por ¢40 402,7 millones para 2015 y ¢40 249,8 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:

- ✓ La Intendencia de Energía actualiza la información real a enero de 2015, esto implica más de un semestre de información real adicional para el desarrollo de estimaciones y proyecciones con que cuenta ARESEP. Se encontraron diferencias entre las proyecciones de ESPH y la información real disponible para esta Intendencia.
- ✓ Al realizar las estimaciones del sistema de distribución ICE, la IE ha empleado la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de abonados por 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 ESPH en su solicitud en 0,3% para 2015 y 0,1% para 2016.
- ✓ 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 # 2
ESPH: ESTIMACIÓN DE VENTAS ANUALES DE ENERGÍA, ABONADOS DIRECTOS Y
COMPARATIVO ENTRE ESTIMACIONES ARESEP-ESPH. 2015 - 2016

Aspecto (*)	Proyección ARESEP		Diferencia con proyección de ESPH (%) (**)	
	2015	2016	2015	2016
Abonados	79 115	80 919	0,3%	0,1%
Ventas en (GWh)	554,0	569,2	-1,3%	-0,5%

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

** / 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; la información metodológica y estimaciones del alumbrado público de interés para este estudio, se detalle en informe paralelo del Sistema de alumbrado público de ESPH (ET-172-2014).

- ✓ 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 el mismo pliego tarifario que el empleado por ESPH en su solicitud. Con esto se estima un ingreso para el sistema de distribución de ¢36 618 en 2015 y ¢37 470 en 2016. Estos son menores que los esperados por ESPH en 0,9% y 0,7% respectivamente. Estos ingresos no incluyen los montos pagados por el sistema de alumbrado público
- ✓ Con respecto a los gastos que debe asumir la ESPH 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 al sistema de transmisión también del ICE. Sobre la información de las compras de energía al Sistema ESPH-Generación la información puntual de la estimación, tanto en unidades físicas como monetarias, se encuentra detallado en el informe paralelo del Sistema de generación ESPH (ET-164-2014).
- ✓ Para definir las unidades físicas que se espera compre ESPH–Distribución a el ICE, primero se debe 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 pérdidas del sistema de distribución. La Intendencia de Energía utiliza como porcentaje de pérdidas por distribución 6,34%. Este valor es el mismo alcanzado por la ESPH para el año 2014 y que se reconoce como un porcentaje razonable, toda vez que es menor al promedio nacional de 7,8%. 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 ESPH.

- ✓ Con la disponibilidad de energía y las compras a ESPH-Generación (producción propia) se proyectan las compras de energía al ICE, por medio de la diferencia. Con estos términos la IE proyecta para 2015 compras al ICE-Generación por 482,8 GWh, lo que significa un valor 4,1% menor al homólogo de ESPH, mientras que para 2016 compras de 491,4 GWh, 5% menores a las esperadas por ESPH.
- ✓ Dadas esta proyección de unidades físicas se estima un pago al ICE-Generación por concepto de pago de energía y potencia de ¢23 977,7 millones para 2015 y de ¢23 418,7 para 2016. Esto valores últimos no son comparable con el importe estimado por ARESEP debido a que ESPH no incorpora en sus cálculos el ajuste ordinario que se realizó a las tarifas del ICE, incluida la del sistema de generación y por ende a la tarifa T-SD que sería la de interés en el caso. El pliego utilizado se publicó el 26 de febrero de 2015 en Alcance 11 de la Gaceta N°40.
- ✓ 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 trasego no utilicen las subestaciones del ICE). De esta forma se estima la energía trasegada y que paga peaje en 599,8 GWh para 2015 y 610,2 GWh durante 2016. Estos valores difieren de los esperados por ESPH en 3% y 3,4% respectivamente, siendo mayores los valores previstos por ESPH.
- ✓ Considerando las unidades físicas comprometidas al pago de transmisión, la IE estima este importe en ¢7 016,1 millones para 2015 y ¢7 322,0 millones para 2016. De la misma forma que las compras de energía y potencia el pliego de tarifas empleado es distinto al considerado por la ESPH en sus cálculos, lo que pierde sentido una comparación entre ellas.
- ✓ Con base en las estimaciones de la IE se propone un incremento del 16,2% en todas las tarifas del sistema de Distribución de ESPH S.A a partir del primero de abril del año 2015 y hasta el 31 de diciembre de 2015 y a partir del primero de enero del año 2016 una disminución de 6,5%.
- ✓ Con las modificaciones anteriores se estima que la ESPH en su servicio de distribución alcance ingresos con la tarifa propuesta tal como lo evidencia el siguiente cuadro.

Cuadro # 3
ESPH: ESTIMACIÓN DE VENTAS ANUALES DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS,
INGRESOS VIGENTES Y PROPUESTOS POR LA IE (*). 2015 - 2016

AÑO	VENTAS GWh	ING.VIG (millones ¢)	ING.PROP (**)(millones ¢)
2015	563,7	37 224,3	41 663,6
2016	580,9	38 098,8	41 422,0

*_/Incluye residencial, general, preferencia, media tensión y alumbrado público

**_/La tarifa propuesta rige a partir del 1 de abril de 2015, antes de esta fecha ingresos con tarifas vigentes

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.

- ✓ Lo anterior modifica el precio promedio de ventas de energía de ¢66,0 a ¢73,9 para el año 2015, y para el año 2016 el precio medio pasa de ¢65,6 a ¢71,3.

c. Análisis de inversiones

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

i. Inversiones en el sistema de distribución, propuesta ESPH

Dentro de los argumentos que expresa la ESPH en su solicitud de aumento tarifario, se indica el propósito de obtener una rentabilidad razonable que le permita ejecutar los planes de inversión que tiene proyectados para el período 2014 al 2016, donde se contemplan obras para las áreas operación y mantenimiento de distribución de energía eléctrica, administración del negocio e inversiones concernientes a la planta general.

Los proyectos de distribución se subdividen en macro inversiones y micro inversiones, las primeras obedecen a inversiones que benefician a una porción importante de clientes de la red de distribución, dentro de estas se encuentra el proyecto de acreditación del laboratorio de medidores según la norma IEC/ISO 17025:2005, equipamiento eléctrico de dos salidas subterráneas en la Subestación Concepción y la reconstrucción de la red eléctrica de Cubujuquí.

Las micro inversiones por su parte, contemplan las inversiones necesarias para dar mantenimiento preventivo a la red de distribución, dentro de lo que señalan la compra y sustitución de medidores, la instalación y sustitución de transformadores tanto aéreos como subterráneos y la partición de redes secundarias, entre otras.

Presenta la ESPH en forma separada, la compra de equipo para las áreas de operación y mantenimiento de Energía Eléctrica, que contempla los equipos de protección y seguridad para el resguardo de sus funcionarios, así como con el cumplimiento de la normativa vigente, equipos de medición de uso interno en las dependencias y herramientas mayores entre otros.

Las inversiones que presenta la ESPH en Planta General, consideran la renovación de la flota vehicular, la compra de equipo de cómputo y las mejoras a la infraestructura en algunas áreas de la empresa. (Folios 86-87, Tomo I)

En el siguiente cuadro se muestra la propuesta de inversiones de la ESPH para la actividad de distribución, período 2014-2016. (Folio 215, Tomo I)

Cuadro # 4

Sistema de Distribución Propuesta ESPH - Programa Inversiones 2014-2016				
(Millones de Colones)				
	AÑO			
	2014	2015	2016	Total Período
DISTRIBUCION				
Potes Torres y Accesorios	3.71	97.43	105.85	206.99
Conductores y Dispositivos Aéreos	181.98	497.65	510.34	1 189.98
Transformadores de distribución	320.53	983.76	1 027.74	2 332.03
Equipo de Medición	1 012.56	1 322.28	1 400.08	3 734.91
Equipo de Subestación Reductora	0.00	406.34	0.00	406.34
Total Sistema Distribución	1 518.78	3 307.46	3 044.02	7 870.25
Total Planta General Distribución	0.00	1 996.39	1 217.75	3 214.14
Total Administración Energía	0.00	51.86	2.34	54.20
Total Planta General Administración	0.00	511.44	105.39	616.82
Total Planta Comercialización	0.00	58.58	0.00	58.58
Total Administración	0.00	2 618.27	1 325.48	3 943.75
TOTAL DE INVERSIONES	1 518.78	5 925.73	4 369.50	11 814.00

Fuente: Folio 215, Tomo I

ii. Capacidad de Ejecución.

En lo que se refiere a la capacidad de ejecución de inversiones de la ESPH, se muestra en el Cuadro No.2-3 del expediente en estudio, los porcentajes de ejecución que se han tenido para los años 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013, utilizados por la ESPH, para las proyecciones de inversión para cada año de estudio, según el plan de inversiones remitido en el presente estudio para el período 2014 al 2016.

Cuadro # 5
Montos y porcentajes de obras ejecutadas según plan inversiones según ESPH
Millones de colones

Año	Monto ARESEP	Monto ESPH	Porcentaje de Ejecución
2009	1 917,04	206,92	11,00 %
2010	4 078,91	534,85	13,00 %
2011	153,60	1 667,40	100,0 %
2012	4 377,60	3 897,19	89,00%
2013	528,72	3 467,52	100,0%
Promedio			62,59%

Fuente: Folio 162, Tomo I

Aduce la empresa eléctrica que de acuerdo con la directriz emitida por la Autoridad Reguladora, según oficio 348-DEN-2009/14896, las adiciones a contemplar en los estudios tarifarios de las empresas distribuidoras, deben ajustarse según el promedio de las inversiones ejecutadas durante los tres últimos años anteriores al estudio que se esté remitiendo.

Con base en lo anterior, la ESPH obtuvo un promedio de ejecución de 62,59% para el lustro mostrado, que se obtuvo de la relación entre las inversiones ejecutadas con respecto a los montos justificados ante la Autoridad Reguladora en el periodo.

El porcentaje de ejecución tan bajo de la ESPH (un 62,59% promedio anual) es regulatoriamente inaceptable, ya que las inversiones consideradas por la Autoridad Reguladora, para el sector de distribución, 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. 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.

Para efectos de determinar las inversiones y adiciones reconocidas por la Intendencia de Energía (IE), se utiliza este porcentaje promedio de ejecución de inversiones (62,59%), ajustado por un factor que mide la diferencia promedio entre los indicadores económicos que utiliza la Intendencia de Energía (IE) y los presentados por ESPH, para cada año. Los porcentajes finales de ajuste en las inversiones y adiciones son de 62,23%, 61,61% y 61,59% para los años 2014, 2015 y 2016 respectivamente.

iii. Inversiones en el sistema de distribución, propuesta 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 ESPH para sus cálculos tarifarios, se procedió a recalcular, los montos de las inversiones propuestas, considerando únicamente el porcentaje de ejecución, por lo que las inversiones y montos a considerar son los que se señalan en el cuadro siguiente:

Cuadro # 6

<i>Sistema de Distribución Propuesta ARESEP - Programa Inversiones 2014-2016</i>				
<i>(Millones de Colones)</i>				
	AÑO			
	2014	2015	2016	Total Período
DISTRIBUCION				
<i>Potes Torres y Accesorios</i>	2,32	60,03	65,20	127,54
<i>Conductores y Dispositivos Aéreos</i>	113,79	306,61	314,33	734,73
<i>Transformadores de distribución</i>	200,42	606,11	633,00	1 439,54
<i>Equipo de Medición</i>	633,14	814,68	862,33	2 310,15
<i>Equipo de Subestación Reductora</i>	0,00	250,35	0,00	250,35
Total Sistema Distribución	949,68	2 037,78	1 874,86	4 862,32
Total Planta General Distribución	0,00	1 228,97	749,09	1 978,05
Total Administración Energía	0,00	31,95	1,44	33,39
Total Planta General Administración	0,00	315,10	64,91	380,01
Total Planta Comercialización	0,00	36,09	0,00	36,09
Total Administración	0,00	1 612,12	815,44	2 427,55
TOTAL DE INVERSIONES	949,68	3 649,90	2 690,30	7 289,88

Elaboración ARESEP

Para la elaboración del cuadro anterior, se consideró solo la descripción y justificación de las inversiones en distribución, ya que el detalle aportado por la ESPH no indica de forma clara cómo impactan en la calidad del servicio a los clientes.

iv. Adición de activos del sistema

La ESPH en su petición tarifaria, expediente ET-167-2014, presenta un resumen de adición de activos (folio 216, Tomo I), el cual fue analizado y se le aplicaron los porcentajes de ejecución, lo cual modifica los montos solicitados, con base en los parámetros de la ARESEP.

En el cuadro siguiente se muestran las adiciones señaladas por la ESPH:

Cuadro # 7

<i>Sistema de Distribución Propuesta ESPH - Programa Adición de Activos 2014-2016</i>				
<i>(Millones de Colones)</i>				
	AÑO			
	2014	2015	2016	Total Período
DISTRIBUCION				
<i>Potes Torres y Accesorios</i>	2,32	60,98	66,25	129,55
<i>Conductores y Dispositivos Aéreos</i>	113,90	311,46	319,41	744,76
<i>Transformadores de distribución</i>	200,61	615,70	643,23	1 459,53
<i>Equipo de Medición</i>	633,72	827,56	876,26	2 337,55
<i>Equipo de Subestación Reductora</i>	0,00	254,62	0,00	254,62
Total Sistema Distribución	950,55	2 070,32	1 905,14	4 926,01
Total Planta Sistema Distribución	0,00	1 249,47	762,15	2 011,62
Total Administración Energía	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Planta General Distribución	0,00	30,98	1,40	32,38
Total Planta General Administración	0,00	336,69	69,38	406,07

Total Planta Comercialización	<i>0,00</i>	<i>38,57</i>	<i>0,00</i>	<i>38,57</i>
Total Administración	0,00	1 655,71	832,92	2 488,64
TOTAL DE INVERSIONES	950,55	3 726,03	2 738,07	7 414,65

En el cuadro siguiente se muestran las adiciones a reconocer por la ARESEP, una vez aplicados los valores de los parámetros por ésta determinados, a las inversiones del período.

Cuadro # 8

<i>Sistema de Distribución Propuesta ARESEP- Programa Adición de Activos 2014-2016</i>				
<i>(Millones de Colones)</i>				
	AÑO			Total Período
	2014	2015	2016	
DISTRIBUCION				
<i>Potes Torres y Accesorios</i>	1,45	37,57	40,80	79,83
<i>Conductores y Dispositivos Aéreos</i>	71,22	191,90	196,73	459,84
<i>Transformadores de distribución</i>	125,44	379,34	396,18	900,96
<i>Equipo de Medición</i>	396,26	509,88	539,70	1 445,84
<i>Equipo de Subestación Reductora</i>	0,00	156,87	0,00	156,87
Total Sistema Distribución	594,37	1 275,56	1 173,41	3 043,34
Total Planta Sistema Distribución	0,00	749,01	468,83	1 217,84
Total Administración Energía	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Planta General Distribución	0,00	19,09	0,86	19,95
Total Planta General Administración	0,00	207,44	42,73	250,18
Total Planta Comercialización	0,00	23,76	0,00	23,76
Total Administración	0,00	999,31	512,42	1 511,73
TOTAL DE INVERSIONES	594,37	2 274,87	1 685,83	4 555,06

Elaboración ARESEP

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

Cuadro # 9

Sistema de Distribución - Inversiones y Adiciones.
Propuesta ESPH - Período 2014-2016
(Millones de colones)

Año	2014	2015	2016	Total Período 2014-2016
Actividad				
INVERSIONES	1 518,78	5 925,73	4 369,50	11 814,00
ADICIONES	950,55	3 726,03	2 738,07	7 414,65

La propuesta presentada por la ESPH es inaceptable regulatoriamente pues como se señaló anteriormente, las inversiones consideradas por la Autoridad Reguladora para el sector de distribución, 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. Así del análisis de la propuesta de inversiones y adición de activos de la ESPH, se pone de manifiesto una total desvinculación entre el plan de inversión y la adición de activos, lo que implica una sobre proyección de la empresa tanto, en sus necesidades, como en su capacidad de construcción o ejecución.

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

Cuadro # 10

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

Año	2014	2015	2016	Total Período 2014-2016
Actividad				
INVERSIONES	949,68	3 649,90	2 690,30	7 289,88
ADICIONES	594,37	2 274,87	1 685,83	4 555,06

v. Retiro de activos del sistema

En los cuadros 2-4 y 2-5, folios del 170 al 173, Tomo I del Expediente ET-167-2014, la Empresa de Servicios Públicos, presenta el retiro de activos, tanto para el activo al costo como para el activo revaluado y lo que concierne a activos depreciados al costo y activos depreciados revaluados.

Estos cuadros muestran el detalle histórico de los retiros de activos durante el período 2009 al 2013, excluyendo aquellos que no obedecen propiamente a retiros del sistema, sino a ajustes por reclasificaciones que la ESPH realiza, entre los centros de costos u otras situaciones particulares, como por ejemplo, el traslado de activos del sistema de distribución a generación o viceversa. Estos datos son obtenidos del reporte del Sistema de Administración Financiera.

Indica la empresa eléctrica, que para el período 2014-2016, los datos son proyecciones, por lo que los montos se obtienen a partir del promedio estimado con base en los años reales. Dicha proyección no incluye un crecimiento, ya que el histórico muestra comportamientos variables (crecimientos-disminuciones).

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 distribución, otros activos fijos y planta general, para el período 2014-2016, elaborado por la Intendencia de Energía, con el detalle de las cuentas utilizadas por ESPH.

Cuadro # 11

<i>Sistema de Distribución Propuesta ESPH - Programa de Retiro de Activos 2014-2016</i>				
<i>(millones de colones)</i>				
AÑO				
2014				
OBRAS	<i>Act.Costo</i>	<i>Act. Revaluó</i>	<i>Dep.Costo</i>	<i>Dep.Revaluó</i>
Total Planta Distribución	7,96	2,71	1,95	1,96
Total Administración de la Energía	13,55	3,02	11,01	24,21
Total Planta General	89,53	61,61	65,09	57,07
Total comercialización	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2014	111,04	67,34	78,05	83,24
2015				
OBRAS	<i>Act.Costo</i>	<i>Act. Revaluó</i>	<i>Dep.Costo</i>	<i>Dep.Revaluó</i>
Total Planta Distribución	7,96	2,71	1,95	1,96
Total Administración de la Energía	13,55	3,02	11,01	24,21
Total Planta General	89,53	61,61	65,09	57,07
Total comercialización	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2015	111,04	67,34	78,05	83,24
2016				
OBRAS	<i>Act.Costo</i>	<i>Act. Revaluó</i>	<i>Dep.Costo</i>	<i>Dep.Revaluó</i>
Total Planta Distribución	7,96	2,71	1,95	1,96
Total Administración de la Energía	13,55	3,02	11,01	24,21
Total Planta General	89,53	61,61	65,09	57,07
Total comercialización	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2016	111,04	67,34	78,05	83,24

Elaboración ARESEP con base en los cuadros 2-4 y 2-5, Folios 170-173, Tomo I

En el cuadro siguiente se muestra el resumen consolidado que muestra el retiro de activos al costo, revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluado para las obras de distribución, otros activos fijos y planta general, para el período 2014-2016, elaborado por la Intendencia de Energía, considerando la inflación tanto interna como externa y el tipo de cambio del colón respecto al dólar estadounidense.

Cuadro # 12

<i>Sistema de Distribución Propuesta ARESEP- Programa de Retiro de Activos 2014-2016</i>				
<i>(millones de colones)</i>				
AÑO				
2014				
OBRAS	<i>Act.Costo</i>	<i>Act. Revalúo</i>	<i>Dep.Costo</i>	<i>Dep.Revalúo</i>
Total Planta Distribución	7,96	2,70	1,95	1,96
Total Administración de la Energía	13,53	3,02	11,00	24,18
Total Planta General	89,43	61,54	65,02	57,01
Total comercialización	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2014	110,91	67,26	77,96	83,14
2015				
OBRAS	<i>Act.Costo</i>	<i>Act. Revalúo</i>	<i>Dep.Costo</i>	<i>Dep.Revalúo</i>
Total Planta Distribución	7,86	2,67	1,92	1,92
Total Administración de la Energía	13,37	2,98	10,86	23,88
Total Planta General	88,33	60,79	64,22	56,31
Total comercialización	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2015	109,55	66,44	77,01	82,11
2016				
OBRAS	<i>Act.Costo</i>	<i>Act. Revalúo</i>	<i>Dep.Costo</i>	<i>Dep.Revalúo</i>
Total Planta Distribución	7,83	2,66	1,92	1,93
Total Administración de la Energía	13,32	2,97	10,83	23,81
Total Planta General	88,06	60,60	64,02	56,13
Total comercialización	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2016	109,22	66,23	76,77	81,87

Elaboración ARESEP con base en los cuadros 2-4 2-5, Folios 170-173, Tomo I

vi. Obras asociadas al régimen de calidad reflejadas en las inversiones en el sistema de distribución

La mayoría de las obras que la ESPH propone, conllevan la intención de garantizar la confiabilidad y seguridad del abastecimiento de la electricidad del sistema con que brinda el servicio a sus clientes, de acuerdo con los datos históricos (Folios 213- 514) que presenta la empresa eléctrica.

Sin embargo, no es clara en identificar los proyectos que contribuyen con mayor impacto al mejoramiento de la calidad, ni al el grado de prioridad que se le otorga a las inversiones.

Como se indica, las micro inversiones contemplan inversiones que afectan una porción menos importante de la red de distribución. Se considera por ejemplo entre esas, la compra y sustitución de medidores, la instalación y sustitución de transformadores y la partición de redes secundarias. Sin embargo, la correcta facturación y la recaudación impactan directamente las finanzas de la empresa y la continuidad del servicio que percibe el cliente, no son cuantificadas, ni se hace mención a lo indicado anteriormente en cuanto al mejoramiento de la calidad, ni al grado de prioridad.

d. Retribución al capital

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

ESPH obtuvo, en primera instancia para el sistema de distribución, un rédito para el desarrollo para el 2015 del 5,68% según el modelo WACC, y un rendimiento sobre el capital propio de 5,95%.

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

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

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

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

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

En donde:

r_{kp} = Costo del capital propio

r_m = Rendimiento de una cartera diversificada de acciones y

r_f = Tasa libre de riesgo.

$r_m - r_f$ = Prima de riesgo.

β = Mide la correlación entre los rendimientos de mercado y los de una inversión específica.

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

En donde:

r_k = Costo de capital de la empresa

r_d = Costo del endeudamiento

r_{kp} = Costo del capital propio

t = Tasa impositiva

D = Valor de la deuda

P = Valor del capital propio (KP) o patrimonio

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

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

- La tasa libre de riesgo (r_f) fue obtenida como el promedio de los promedios mensuales de los últimos 12 meses de la tasa de interés de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América a 10 años plazo, con corte a enero del 2015 (2,46%). Se utilizó como fuente de información, la siguiente dirección electrónica: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.
- La Prima por riesgo (PR) ($r_m - r_f$) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls>. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses, siendo éste de 5,27% con corte al mes de enero del 2015.

- El riesgo país (r_p) no se considera en este caso, dado que al ser una empresa pública, creada para la prestación del servicio de suministro de electricidad, el riesgo país es irrelevante para la decisión de colocación del capital aportado para la prestación de este tipo de servicio público, pues las empresas no tienen la opción de colocar sus recursos en ningún otro país alternativo y consecuentemente, tampoco tienen la posibilidad de mover su capital.
- El valor de la beta (β) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York, USA, según la página: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>. Su valor se estimó en 0,42 (beta desapalancada) correspondiente al dato de enero de 2015. Para su estimación se utilizó la clasificación denominada Industria Utility (General), en la cual se agrupa las empresas eléctricas más representativas del área, con lo cual se ajusta al sector que se está regulando.
- El valor del costo de la deuda (r_d) se estimó en 9,55%, el cual se obtuvo de la ponderación de las tasas de interés de los pasivos de largo plazo que tiene el sistema de distribución que presta ESPH.
- La tasa impositiva (t) se supuso igual a cero (0) dado el acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999).
- El valor de los pasivos (D) es de ¢2 285 945 342, el capital propio o patrimonio (P) es de ¢13 215 022 127 y el valor total de los activos contemplados (A) es de ¢15 500 967 469, según la información de los Estados Financieros a diciembre del 2013 de ESPH y los datos de deuda reportados para el estudio tarifario.

Debido a que ya han pasado unos meses del 2015 y se calcula las nuevas tarifas para un periodo remanente de 9 meses del presente año, se considera que sólo debería permitirse lograr una retribución proporcional a este plazo, calculada según la siguiente fórmula:

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

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

En donde:

Rk = Rédito de desarrollo recomendado para el periodo 2015.

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

rk = Costo del capital propio (modelo CAPM).

n = Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes durante el periodo 2015 (9 meses en este caso)¹.

En el caso de las deudas que se contrajeron para realizar proyectos comunes y que por tanto involucran a todos los negocios, la distribución entre estos se realizó según el criterio de proporcionalidad establecido por la empresa.

En el cálculo de la tasa de interés promedio se utilizaron los datos disponibles más recientes de saldos, amortizaciones, cuotas mensuales e intereses con el objetivo de utilizar saldos reales y actualizados para el cálculo de deuda y costo de la misma; 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 2013 y los datos de deuda más recientes enviados con el estudio tarifario, el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta el ESPH es el siguiente:

¹ Se supone que las nuevas tarifas entrarán a regir a partir del 1 de abril del 2015, es decir estarán vigentes 9 meses del presente año.

Cuadro # 13
Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.
Réditos de Desarrollo

Sistemas de la empresa ESPH	Estimación ESPH		Estimación ARESEP		
	Costo de capital propio CAPM	Costo promedio ponderado del capital WACC	Costo de capital propio CAPM	Costo promedio ponderado del capital WACC	Ajustado por plazo*
Sistema de generación	5,95%	5,33%	4,79%	4,96%	4,96%
Sistema de distribución	5,95%	5,68%	5,05%	5,72%	5,72%
Sistema de alumbrado público	5,43%	4,94%	5,30%	6,43%	4,98%
Nota:					
	* Se utiliza el rédito austado dado que se espera que las tarifas tengan una vigencia cercana a los 9 meses.				

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital de ESPH distribución (modelo WACC) es de 5,72% y el costo del capital propio es de 5,05%, al tiempo que se recomienda para el servicio de distribución de electricidad un costo ponderado de capital ajustado por plazo de 5,72% (ver anexo # 2).

e. Cálculo de la base tarifaria

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

Los saldos iniciales se tomaron de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre del 2013, remitidos por ESPH a la ARESEP por medio del oficio TA-054-2014 del 29 de mayo del 2014. Estos saldos coinciden con los reportados en el informe de revaluación de activos del período 2013 que se presentan en el estudio tarifario, específicamente en el segmento de revaluación de activos (folios 161 al 191 del ET-167-2014).

Las tasas de depreciación fueron tomadas del acuerdo correspondiente al artículo IX de la Sesión Ordinaria 2757-93 de la Junta Directiva del anterior Servicio Nacional de Electricidad (SNE), según oficio N° 1154-DEEF-93 del 2 de septiembre de 1993; de igual fuente son los correspondientes valores de rescate de los diferentes tipos de activos. Para los casos de activos no contemplados en este acuerdo del SNE, se utilizaron los porcentajes aportados por ESPH.

De igual modo se revisó que dichas depreciaciones fueran razonables y permitieran que el activo al costo y el revaluado mostrara valores consistentes con el método, por lo anterior se procedió a corregir las depreciaciones de ciertos activos, de modo que el valor neto no estuviera por debajo de su valor de rescate, y una vez alcanzado dicho valor cesaría de depreciarse y revaluarse, permitiendo que el valor mínimo de cada activo fuera congruente con lo estipulado en el oficio antes mencionado.

Los porcentajes de los componentes interno y externo para cada activo corresponden a los datos suministrados por la empresa para el presente estudio tarifario, sin embargo es necesario que la empresa realice un estudio sobre la consistencia de dichos montos, la procedencia de los activos y la razonabilidad del valor en libros en correspondencia a los valores de mercado de activos semejantes.

Dichos porcentajes se resumen de modo general a continuación:

Cuadro # 14
ESPH – Datos de componente local y externo
Datos porcentuales

Sistema	Promedio de Porcentaje Interno	Promedio de Porcentaje Externo
OTROS	95,01%	4,99%
Edificios, estructuras y Mejoras	100,00%	0,00%
Equipo de Cómputo	98,18%	1,82%
Herramientas Mayores	100,00%	0,00%
Luminarias y sus Accesorios	71,90%	28,10%
Mobiliario y Equipo de Oficina	100,00%	0,00%
Terrenos y Derechos sobre Terrenos	100,00%	0,00%
PLANTA DE GENERACIÓN HIDRÁULICA	78,74%	21,26%
Caminos y Puentes	100,00%	0,00%
Equipo de Generación Eléctrica	100,00%	0,00%
Equipo Misceláneo	14,97%	85,03%
Presas Embalses y Conductos para Agua	100,00%	0,00%
SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO	90,18%	9,82%
Conductores y Dispositivos Aéreos	100,00%	0,00%
Equipo de Transporte	100,00%	0,00%
Luminarias y sus Accesorios	71,90%	28,10%
Postes, Torres y Accesorios	100,00%	0,00%
Transformadores	79,00%	21,00%
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	80,14%	19,86%
Conductores y Dispositivos Aéreos	100,00%	0,00%
Equipo de Subestación Reductora	86,53%	13,47%
Equipo Misceláneo	100,00%	0,00%
Equipos de Comunicación	91,59%	8,41%
Equipos Varios	26,23%	73,77%
Instalación en Predios a Consumidores	100,00%	0,00%
Medidores y Acometidas	45,16%	54,84%
Postes, Torres y Accesorios	92,97%	7,03%
Transformadores para Distribución	78,74%	21,26%
Total general	85,72%	14,28%

Fuente: Datos suministrados en Estudio Tarifario.

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 # 15
ESPH – Estados Financieros Auditados
Saldos de las Cuentas de Activos al 31/12/2013
Millones de colones

Sistema	Activos al Costo	Depreciación Acumulada al Costo	Revaluación	Depreciación Acumulada Revaluación	Total
Alumbrado Público	1 972,23	559,78	1 528,79	1 241,44	1 699,80
Administración alumbrado público	109,83	74,49	84,96	81,21	39,10
Sistema de alumbrado	1 862,40	485,29	1 443,82	1 160,23	1 660,70
Distribución	17 677,72	3 136,85	17 351,06	7 557,10	24 334,83
Sistema de distribución Energía Eléctrica	17 677,72	3 136,85	17 351,06	7 557,10	24 334,83
Generación	3 637,01	683,39	2 394,67	865,51	4 482,78
Sistema de generación carrillos	398,69	92,41	819,39	586,09	539,58
Sistema de generación Eólica el solar	61,77	14,49	5,19	0,72	51,75
Sistema de generación los negros	2 968,75	569,16	1 553,44	276,52	3 676,51
Sistema de generación los negros 2	153,75	-	12,91	-	166,66
Sistema de generación tacares	54,05	7,32	3,75	2,18	48,29
Negocio 03 Administración Energía	1 922,83	742,83	722,43	606,33	1 296,11
Administración de energía eléctrica	1 922,83	742,83	722,43	606,33	1 296,11
Negocio 06 Planta General	3 514,54	910,68	1 663,17	806,54	3 460,49
Administración Planta general	3 514,54	910,68	1 663,17	806,54	3 460,49
Total	28 724,33	6 033,53	23 660,12	11 076,91	35 274,01

Fuente: Estados Financieros auditados ESPH

Estos constituyen los saldos iniciales de la revaluación de activos, los cuales son ajustados, para eliminar los montos de los activos que no son sujetos a revaluación y a depreciación, es importante mencionar que hay datos que se revalúan y deprecian sólo en algunos periodos, de modo general el proceso se realizó de la siguiente manera:

Se tomó cada cuenta de activos al máximo nivel de desagregación posible, luego se calculan las respectivas tasas de depreciación y por consiguiente el monto de depreciación según las fórmulas establecidas en la metodología, se revisan que el activo neto no presente un valor inferior al de rescate, en caso de que se presentara esta situación se recalcula la depreciación del periodo de modo que el activo neto alcance justamente el valor de rescate, una vez alcanzado este valor el activo dejará de depreciarse y revaluarse para los siguientes periodos. Este proceso se realizó así para cada activo y en cada periodo, verificando también que las adiciones y los retiros fueran consistentes con el método a fin de que se obtuvieran valores razonables, pues existían algunas adiciones y retiros que debieron suprimirse ya que generaban valores de activos por debajo de los valores de rescate.

ii. Adiciones y retiros

Las adiciones de activos y retiros se tomaron de las cifras estimadas por los técnicos de la Intendencia de Energía, de acuerdo con el análisis de inversiones efectuado, según se detalló en la sección Análisis de inversiones, y en algunos casos específicos se realizó la modificación indicada en el párrafo anterior.

iii. Cálculo del activo fijo neto revaluado

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

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

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

Cuadro # 16
ESPH - Electricidad
Porcentajes de Revaluación de Activos
2014-2016

Sistema	Porcentaje Revaluación 2014	Porcentaje Revaluación 2015	Porcentaje Revaluación 2016
Alumbrado Público	5,93%	3,04%	3,55%
Administración alumbrado público	5,13%	3,69%	4,00%
Sistema de alumbrado	5,99%	2,99%	3,52%
Distribución	5,79%	3,15%	3,62%
Sistema de distribución Energía Eléctrica	5,79%	3,15%	3,62%
Generación	5,21%	3,63%	3,95%
Sistema de generación carrillos	5,26%	3,58%	3,91%
Sistema de generación Eólica el solar	5,13%	3,70%	4,00%
Sistema de generación los negros	5,19%	3,64%	3,96%
Sistema de generación los negros 2	5,19%	3,65%	3,96%
Sistema de generación tacares	5,24%	3,60%	3,95%
Negocio 03 Administración Energía	5,22%	3,62%	3,95%
Administración de energía eléctrica	5,22%	3,62%	3,95%
Negocio 06 Planta General	5,14%	3,69%	3,99%
Administración Planta general	5,14%	3,69%	3,99%

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH.

Debido a todos los factores citados anteriormente, los saldos del total del activo neto en operación mostraron cambios con respecto a lo calculado por ESPH, según el siguiente detalle:

Cuadro # 17
ESPH - Electricidad
Detalle del activo neto en operación promedio - Cálculo IE
2013-2016
(millones de colones)

Sistema	AFNORP* 2014	AFNORP* 2015	AFNORP* 2016
Alumbrado Público	1 676,03	1 938,17	2 485,31
Administración alumbrado público	31,61	24,63	22,42
Sistema de alumbrado	1 644,41	1 913,54	2 462,89
Distribución	24 815,95	26 147,68	27 684,91
Sistema de distribución Energía Eléctrica	24 815,95	26 147,68	27 684,91
Generación	4 510,80	4 818,35	5 132,69
Sistema de generación carrillos	533,71	739,59	953,03
Sistema de generación Eólica el solar	49,73	45,07	39,63
Sistema de generación los negros	3 709,44	3 794,71	3 879,94
Sistema de generación los negros 2	170,98	178,50	185,30
Sistema de generación tacares	46,94	60,48	74,79
Negocio 03 Administración Energía	1 249,04	1 164,86	1 085,51
Administración de energía eléctrica	1 249,04	1 164,86	1 085,51
Negocio 06 Planta General	3 379,76	3 315,99	3 324,63
Administración Planta general	3 379,76	3 315,99	3 324,63
Total	35 631,58	37 385,05	39 713,06

Fuente: Elaboración propia con datos ESPH.

* Las siglas AFNORP significa Activo Fijo Neto Operativo Revaluado Promedio.

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

- Debido a que la cuenta administración de energía eléctrica, presenta datos tanto de generación como de distribución se tuvo que realizar una segregación según lo establecido en la "Metodología de distribución de los gastos administrativos", la cual fue avalada por el acuerdo de Junta Directiva de ESPH JD-190-R del día 24 de julio del 2012, que se basa en la resolución RCR-795-2012, publicada en la Gaceta número 94 del 16 de mayo de 2012, asignando las ponderaciones de 54,52% para distribución y el monto restante para generación.
- Para el caso de los activos pertenecientes a la cuenta de planta general, esta se dividió según lo estipulado en la metodología antes mencionada asignando de este modo el 2,46% de los montos de 2013 y el 6,20% de los montos de 2014 al sistema de alumbrado público. De modo semejante para distribución y generación se asignó el 53,90% de los montos de 2013 y el 51,08% de los montos de 2014, luego para hacer la separación entre ambos sistemas se utilizó el criterio establecido en el punto anterior.
- Finalmente, la revaluación de activos se calculó partiendo de los saldos auditados al 31 de diciembre del 2013, a este total se aplicó el respectivo índice de revaluación, calculado con base en la metodología utilizada por ARESEP, con el índice de revaluación obtenido para cada tipo de activo y tomando en cuenta los parámetros macroeconómicos señalados en el presente informe, calculado con base en el componente local y externo de cada tipo de activo.

Una vez aplicadas las distribuciones de las cuentas de planta general y el de la administración de energía se obtienen los siguientes saldos finales:

Cuadro # 18
ESPH - Electricidad
Detalle del activo neto en operación promedio por sistema - Cálculo IE
2013-2016
(millones de colones)

Sistema	AFNORP* 2014	AFNORP* 2015	AFNORP* 2016
Alumbrado Público	1 885,57	2 143,76	2 691,44
Distribución	26 438,15	27 706,23	29 202,60
Generación	5 864,02	6 118,48	6 398,73
Total	34 187,74	35 968,46	38 292,78

Fuente: Elaboración propia con datos ESPH.

* Las siglas AFNORP significa Activo Fijo Neto Operativo Revaluado Promedio.

f. Análisis financiero

i. Criterios generales de proyección aplicados

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

- Para la proyección de gastos de todos los sistemas (generación, distribución, y alumbrado público) correspondientes a los años 2014, 2015 y 2016, se tomó como año base el 2013, con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo.
- No se incluyó en el análisis la variación del año base respecto al periodo anterior, debido a que ESPH procedió a la reclasificación de los centros de costo del negocio de energía eléctrica; por consiguiente, esto limita la comparación de las cifras de los años 2012 y 2013.
- Se realizó un análisis histórico de las partidas para cada uno de los periodos 2013 y 2014, estos se analizaron y se observó su variación respecto al indicador económico correspondiente (inflación, decretos salariales, etc.) de los periodos indicados.
- Para la proyección de los gastos generales se utilizaron los porcentajes de inflación de 4,52%, 3,08% y 4,00% para los periodos 2014, 2015 y 2016, respectivamente.
- Los tipos de cambio utilizados son de ¢543,91, ¢542,83 y ¢542,81 por US\$ para los periodos 2014, 2015 y 2016, respectivamente.
- Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:
 - ✓ El análisis horizontal sobre las partidas objeto de gasto y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).
 - ✓ El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.
- Para el análisis de las partidas objeto de gasto, se analizó las justificaciones que presentó ESPH, en el caso de las partidas relevantes dentro de la estructura de gastos, se procedió a verificar la documentación de respaldo que permitiera validar la justificación del gasto incurrido.
- Cabe señalar, que mediante nota 218-IE-2015, en los puntos 28 y 32, entre otros, esta Intendencia solicitó al petente aportar la documentación que respalda el gasto incurrido. Ante la omisión de ésta, se consideró los criterios generales de proyección para todas las partidas, exceptuando el rubro de "remuneraciones".
- En el caso de partidas cuya proyección o ejecución refleja un incremento menor al indicador económico, se consideró el dato que indica la empresa (en el tanto no exista evidencia de que la cuenta amerite otro valor).
- No se consideró la variación de las partidas en las que la entidad no presentó justificación alguna.
- Se excluyó de la proyección, las erogaciones de naturaleza no recurrente.
- Se analizaron las partidas de "remuneraciones" considerando los criterios que se describen seguidamente:

- ✓ Pese a que la empresa refiere a ajustes salariales producto de un estudio de mercado que refiere el acuerdo JD-211-2014 y cita:
 1. Mantener el ajuste salarial que se aplicó en el año 2014 a la escala general, y puesto secretario junta directiva el cual fue una tercera parte de los porcentajes propuestos por la administración.
 - 2- Suprimir los ajustes de los años 2015 y 2016 a la escala general, y secretario junta directiva, hasta tanto se realice el estudio de actualización e implementación del estudio elaborado por Price Waterhouse Cooper (PWC).
 - 3-Ordenar la actualización e implementación del estudio de mercado salarial contratado a (PWC) al 30 de junio del año 2014 para toda la organización de la ESPH, S.A. (...) (folio 968, ET-164-2014).

La entidad no incorporó el informe en el presente estudio para su análisis y validación. Ante la carencia de información que permita validar el procedimiento, conclusiones, resultados y recomendaciones del estudio, esta Intendencia proyectó las cifras de salarios de los ejercicios 2014, 2015 y 2016, a partir de las erogaciones incurridas por ese concepto para el periodo 2013, considerando como aumento máximo los decretos del poder ejecutivo que corresponden a un 0,43% y 4,00% para el primer y segundo semestre del 2014, respectivamente y la inflación para los años 2015 y 2016, correspondiente a un 3,84% y 4,00% respectivamente (el periodo 2015 incluye el ajuste pendiente en la categoría de profesionales).

- ✓ Se contemplaron los siguientes porcentajes 8,33%, 8,19%, 24,17%, 0,50%, 1,50% y 7,00%, para las partidas denominadas “Décimo tercer mes”, “Salario escolar”, “CCSS”, “Contribución patronal al IMAS”, “Contribución patronal al INA” y “Aporte Especial al F.R.A.P.”, respectivamente.
- ✓ La partida “CCSS” corresponde a un 24,33% a partir del año 2015, debido a que incluye el gasto por concepto de “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS”, éste se modificó (5,08% a partir de ese periodo), según el reglamento de la Caja Costarricense del Seguro Social (CCSS).
- ✓ Se incluyó las plazas nuevas en relación al crecimiento en las ventas en unidades físicas (KWh) correspondiente a un 1,04% y 2,70% para los años 2015 y 2016, respectivamente. Se incluyó las 4 contrataciones justificadas en el negocio 06 “planta general”.
- Se validaron las fechas y montos incluidos en la partida “licencias y software” para los periodos de estudio.
- El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de energía eléctrica y alumbrado público, con base en los siguientes porcentajes 97,74% y 2,26%, respectivamente. Asimismo el canon del sector energía se distribuyó entre los sistemas de generación y distribución aplicando los porcentajes de 45,48% y 54,52% respectivamente, esto conforme los cálculos que remite la ESPH, S.A. para asignar los costos del negocio 03.

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.

• **Administración del negocio (Sector energía – Negocio 03)**

- ✓ Se excluyó los gastos de naturaleza no recurrentes identificados en las partidas de “capacitaciones”, “equipo y materiales de seguridad” y “otros servicios”.
- ✓ Se excluyó las erogaciones cuyo objeto no tiene relación con el servicio eléctrico, por ejemplo, las becas a funcionarios, la compra de alimentos (café, azúcar, homenaje a funcionario) y vestuario (uniformes) de acuerdo con el criterio que ha externado la IE sobre la incorporación de este tipo de gasto en el caso de labres administrativas.
- ✓ El gasto de las partidas por concepto de “Dietas miembros junta directiva” y “servicios de limpieza” se proyectaron en la cuenta denominada “administración general”, debido a que estas atañen a los 8 negocios de la empresa.
- ✓ Además se proyectó las cifras a partir del año base, la partida “Dietas miembros junta directiva” incluida en la cuenta “administración del negocio 03” no presentó datos para el periodo 2013.

- ✓ La partida “servicios de vigilancia” incluye los datos de “administración del negocio 03” registrados en generación y administración.
 - ✓ La partida “Instalaciones” muestra un saldo a julio de 2014, por concepto de cuentas por cobrar “viejas” (según autorización de recursos financieros a nombre de varios abonados de ESPH), conforme a la descripción del gasto, éste corresponde a una estimación de gasto por incobrables, por ende no se incluye en la proyección.
 - ✓ El detalle que remite el petente para justificar la partida “licencias de software” muestra el detalle de activos intangibles pertenecientes al negocio 03, por tal motivo se incluyó la amortización del periodo (estimada a partir de los datos suministrados) en la cuenta “administración del negocio 03”.
 - ✓ La entidad no presentó documentación para demostrar el incremento en la partida “seguros”.
 - ✓ Los gastos de “administración del negocio 03” incluidos en las tarifas corresponden a los montos de ¢580,09 y ¢571,71 millones para los años 2015 y 2016, respectivamente.
 - ✓ Se asignó un 54,52% al sistema de distribución, para un total de ¢316,27 y ¢311,69 millones para los años 2015 y 2016, según el orden citado.
- **Administración de planta general asignada directamente al negocio 03**
 - ✓ En el rubro de “remuneraciones” se incluyeron las plazas nuevas para el área de auditoría.
 - ✓ La partida de “servicio especiales” refiere a servicios contratados por tres años continuos, previstos para finalizar en el año 2015, la empresa indica que no ha culminado el proyecto para el cual se contrató estos servicios, por lo que es necesario mantener la continuidad de los mismos (folio 1245, ET-164-2014). Se proyectaron los datos del periodo 2013 hasta el año 2016, suponiendo los aumentos descritos en los criterios generales y dados las justificaciones aportadas.
 - ✓ Las cifras de las partidas “útiles y materiales diversos”, “servicios profesionales” y “otros servicios” difieren en los años 2015 y 2016, debido a que éstas no presentan datos históricos en el año base y no demuestra su incremento con documentación que permita validar los datos proyectados.
 - ✓ La entidad no presentó documentación para demostrar el incremento en la partida “seguros”.
 - ✓ Los gastos de “administración de planta general asignados directamente al negocio 03” incluidos en las tarifas corresponden a los montos de ¢1 589,28 y ¢1 709,21 millones para los años 2015 y 2016, respectivamente.
 - ✓ Se asignó un 54,52% al sistema de distribución, para un total de ¢866,48 y ¢931,86 millones para los años 2015 y 2016, según el orden citado.
 - **Administración de planta general asignada de forma indirecta a los 8 negocios de la empresa**
 - ✓ La empresa justificó el incremento de la partida “Dieta miembros junta directiva” con el ajuste en el monto de las sesiones que asciende a ¢120 575 para cada una, hasta un máximo de 8 por mes, sin embargo se debe comprobar el número y monto de reuniones ejecutadas al mes y al año, para efectos de proyección de consideró el año base, aunado a la inflación (folio 111).
 - ✓ La partida “servicios de limpieza” considera el monto descrito en el contrato correspondiente a la suma de ¢64,26 millones al año.
 - ✓ La entidad no presentó documentación para demostrar el incremento en la partida “otros servicios”, el contrato de “servicios nuevos” está incluido en los datos del periodo 2013.
 - ✓ La partida “mantenimiento de equipo” presenta mantenimientos correctivos que se califican como erogaciones no recurrentes, por ejemplo, el mantenimiento correctivo y la reparación de impresoras, microondas, etc.
 - ✓ En la partida “alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario”, la empresa no presentó justificación del incremento en el alquiler de vehículos, ni indicó el motivo por el cual el alquiler de fotocopiadoras de plataforma y junta directiva pasó de 300 000 a 600 000 del año 2013 al 2014. Se proyectó el año base en relación a lo que establecen los criterios generales de proyección.
 - ✓ Se excluyó los gastos de naturaleza no recurrentes identificados en las partidas de “alquileres diversos” y “alimentación (Viáticos)”.
 - ✓ Se excluyó las erogaciones cuyo objeto no demuestra su relación con el servicio eléctrico, por ejemplo, el pago de alquiler de un sitio alterno incluido en la partida “alquileres diversos” por el monto de ¢0,90 millones, el vestuario (uniformes) y gastos varios de la partida “gastos ambientales” tales como desayuno y almuerzo de docentes y estudiantes, compra e impresión de libros “la calidad del agua” y “la basura y sus tesoros”, entre otros.

- ✓ El detalle que remite el petente para justificar la partida "licencias de software" muestra el detalle de activos intangibles pertenecientes al negocio 03, por tal motivo se incluyó la amortización del periodo (estimada a partir de los datos suministrados) en la cuenta "administración del negocio 03".
 - ✓ Las "pérdidas en venta división energía eléctrica" se incorpora en los cálculos que muestra el apartado de mercado, por lo tanto no se proyecta en resultados.
 - ✓ Las "diferencias de inventario" no se deberían trasladar al usuario como un costo en las tarifas, ya que estas se originan por la gestión de la empresa en el manejo de sus inventarios.
 - ✓ Los gastos de "administración de planta general asignada de forma indirecta a los 8 negocios" incluidos en las tarifas corresponden a los montos de €613,21 y €644,03 millones para los años 2015 y 2016, respectivamente.
 - ✓ Se asignó un 51,08% al negocio 03, posteriormente éste dato se distribuyó en un 45,48% y 54,52% para los sistemas de generación y distribución, respectivamente; éste último asciende a los montos de €170,76 y €179,35 millones para los años 2015 y 2016, según el orden citado.
- **Gastos de operación, mantenimiento del sistema de distribución:**
 - ✓ En la partida de "salarios" se consideró lo descrito en los criterios generales, y se realizó la estimación, por el monto total de €1 012,91 millones y €1 053,42 millones, para los años 2015 y 2016 respectivamente, considerando los rubros de sueldos y cargas sociales. No se incluyó los montos adicionales que la empresa estimó en el rubro de remuneraciones, ya que estos carecen de justificación suficiente para su validación; además, no presentó los cálculos que permitan verificar el origen de los datos.
 - ✓ Se ajustó el monto de la partida "energía eléctrica" debido a que el detalle del año 2013 presentó un registro que corresponde a otro sistema, el saldo se proyectó considerando los criterios generales.
 - ✓ Se excluyó los gastos de naturaleza no recurrentes identificados en las partidas de "materiales de construcción" y "materiales y utensilios de aseo e higiene".
 - ✓ En la partida "repuestos" se excluyó el registro incluido en el archivo "Justificación de gastos 2013 (Distribución y Administración) definitivo.xls", que asciende al monto de €1,50 millones por corresponder a la Planta Hidroeléctrica Jorge Manuel Dengo del sistema de generación.
 - ✓ Se excluyó de la partida "otros servicios" el registro incluido en el archivo "Justificación de gastos 2013 (Distribución y Administración) definitivo.xls", concerniente al negocio de telecomunicaciones por el monto de €22,1 millones.
 - ✓ Se excluyó de la proyección el monto incluido en la partida "alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario" para el año 2013, debido a que la empresa no justificó el dato, ni demostró su recurrencia, esto al considerar que la partida no presentó datos históricos.
 - ✓ Se identificó en la partida "alquileres diversos" un registro que corresponde al periodo anterior por el monto de €0,81 millones, según la información contenida en el archivo denominado "Justificación de gastos 2013 (Distribución y Administración) definitivo.xls", éste se excluyó de la proyección.
 - ✓ El detalle que remite el petente para justificar la partida "licencias de software" muestra los activos intangibles pertenecientes al negocio 03, por tal motivo se incluyó la amortización del periodo (estimada a partir de los datos suministrados) en la cuenta "administración del negocio 03".
 - ✓ No justificó el incremento en las partidas "materiales y útiles de oficina", "servicios de alimentación", "otros servicios", "mantenimiento de equipo", "operación de vehículos", "seguros" y "hospedaje dentro del país", por lo que se excluyó su variación de la proyección.
 - ✓ Se proyectó la partida "alquileres diversos" conforme a las cifras que muestra el archivo "Justificación de gastos 2014 julio.xls".
 - ✓ Se excluyó en la partida "diversos" el gasto por concepto de "reversión de una cuenta por cobrar de daño vehículo", esta erogación carece de justificación y documentación que demuestre su relación con el servicio eléctrico prestado.
 - ✓ De acuerdo con los resultados anteriores, los gastos de distribución son €1 345,76 y €1 399,59 millones para los años 2015 y 2016.

- **Servicio de regulación**

- ✓ *El canon asignado al sistema de distribución corresponde a las sumas de ¢33,13 y ¢56,52 millones, para los años 2015 y 2016, respectivamente, estimado al aplicar un 54,52%, sobre el canon del sector energía para el periodo 2015, publicado en La Gaceta del 20 de octubre del 2014 (Alcance 57) y el canon del año 2016 (según los datos suministrados por la Dirección de Planificación Estratégica). El porcentaje fue fijado según los datos de ESPH, S.A. para distribuir los gastos atribuibles al sector energía (negocio 03).*

- **Depreciación de activos**

- ✓ *El monto incluido en las tarifas del sistema de distribución por concepto de “depreciación de activos” corresponde a ¢1 323,11 y ¢1 397,13 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.*

- **Otros Ingresos**

- ✓ *Se incluyó los “otros ingresos” derivados de la prestación del servicio de distribución eléctrica, una vez que se deduce la porción que corresponde al sistema de generación. Para la proyección de los años 2015 y 2016, se utilizó el promedio de los últimos 5 años, para un total de ¢656,46 y ¢686,70 millones, respectivamente.*

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 2011, 2012 y 2013. 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 13,59 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 un aumento en el total de costos del 2% para los años 2015 y 2016, en relación a los costos solicitados por ESPH, S.A. en esos periodos; cabe señalar, que el efecto en los costos propios, representa una disminución del 5% y 7%, en el mismo orden citado.

La diferencia radica principalmente en las variaciones de precios que presentan las compras al ICE, incluido el rezago que se consideró en el ET-106-2014 “ajuste extraordinario por concepto de importaciones ICE” y el ajuste ordinario según consta en el expediente ET-145-2014. Éste último no fue considerado por ESPH al momento de presentar la solicitud de ajuste tarifario, por lo tanto la estructura de costos y rentabilidad propuestas por el petente no es comparable con la realidad del negocio y por ende con los resultados que estimó esta Intendencia.

Pese a que en el año 2016, no se incorpora el rezago del “ajuste extraordinario por concepto de importaciones ICE” que consta en el expediente ET-106-2014, se evidenció un aumento en la base tarifaria, las compras del ICE (causado por ajustes en el precio y demanda), así como un leve incremento en los costos propios de la empresa, estas variables inciden en los ingresos a generar para ese periodo, por lo que la disminución es poco notable.

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

Cuadro # 19
ESPH –Sistema de Distribución
Resumen de Costos y Gastos de Operación 2015-2016
(en millones de colones)

DETALLE	2 015				2 016			
	ESPH	ARESEP	Variación Absoluta	Variación Porcentual	ESPH	ARESEP	Variación Absoluta	Variación Porcentual
GASTOS DE OPERACIÓN - DISTRIBUCIÓN								
Compras de Energía Eléctrica ICE	27 993,56	30 993,76	3 000,20	11%	27 188,75	30 740,70	3 551,95	13%
Rezago en incremento en compras al ICE 2014	336,00	326,05	-9,95	-3%				
Compras División Generación ESPH, S.A.	5 579,16	4 764,10	-815,06	-15%	5 919,23	4 809,30	-1 109,93	-19%
Gastos Distribución	2 570,07	1 662,03	-908,04	-35%	2 676,74	1 711,29	-965,45	-36%
Operación y mantenimiento	1 945,01	1 345,76	-599,24	-31%	2 022,81	1 399,59	-623,21	-31%
Administración de energía (Negocio 03)	625,07	316,27	-308,80	-49%	653,93	311,69	-342,23	-52%
Canon de regulación	0,00	33,13	33,13	0%	0,00	56,52	56,52	0%
Total Gastos Distribución	36 478,79	37 779,08	1 300,28	4%	35 784,72	37 317,81	1 533,09	4%
Gastos Administración General Asignados								
Gastos Generales y de Administración (Asignados)	1 310,81	1 037,24	-273,57	-21%	1 384,83	1 111,21	-273,62	-20%
Planta general asignado de forma directa al negocio 03	0,00	866,48	866,48		0,00	931,86	931,86	
Planta general asignado de forma indirecta a todos los negocios	0,00	170,76	170,76		0,00	179,35	179,35	
Gastos Comercialización (Asignados)	741,34		-149,66	-20%	818,45		-203,10	-25%
Gastos por Venta de Bienes y Servicios	81,61	591,68	-81,61	-100%	84,87	615,35	-84,87	-100%
Total Gastos Administración General Asignados	2 133,75	1 628,92	-504,83	-24%	2 288,15	1 726,56	-561,60	-25%
Depreciación Distribución	1 247,74				1 447,78			
Depreciación Administrativa (Asignada)	0,02	1 323,11		0%	0,02	1 397,13		0%
Depreciación Comercialización (Asignada)	0,03			0%	0,03			0%
Total Depreciación	1 247,79	1 323,11	75,32	6%	1 447,84	1 397,13	-50,70	-4%
TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN	39 860,33	40 731,11	870,77	2%	39 520,71	40 441,50	920,78	2%

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 ESPH necesita un aumento promedio del 16,2% en sus tarifas a partir del 01 de abril del año 2015, generando un rédito ajustado por plazo y redondeo del 5,71%. Asimismo, para el periodo 2016 se requiere una disminución promedio del 6,5% en las tarifas para alcanzar el rédito anual ajustado por redondeo del 5,68%.

3. Estructura tarifaria

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible de ESPH correspondiente al periodo 2015-2016, según la resolución RIE-059-2013 del 18 de junio del 2013, debe ajustarse un 16,2% a partir del 01 de abril del 2015 y hasta el 31 de diciembre del 2015, y una rebaja del 6,5% a partir del 01 de enero del 2016 a partir de las tarifas del 2015, de tal manera que permita compensar el aumento en el costo de las compras de energía al sistema de generación del ICE.

Al haber un cambio en la tarifa sin combustibles, se deben recalcular los cargos del CVC. Para el segundo trimestre según la RIE-029-2015 del 17 de marzo de 2015 el cargo para ESPH es de 1,19%, el cual con los nuevos ingresos pasaría a un valor de 1,03% (ver columna No.4). Con respecto a la RIE-098-2014 del 12 de diciembre de 2014 se tiene que el cargo para el tercer trimestre corresponde a 7,10% y para el cuarto trimestre de 3,22%, valores que al actualizarse quedan en 6,82% (ver columna No.5) y 3,16% (ver columna No.6), respectivamente, según el siguiente detalle:

Cuadro # 20
ESPH: Nuevos cargos de CVC

Trimestre	CD
II	1,03%
III	6,82%
IV	3,16%

Con base en los puntos anteriores, se procede a calcular las tarifas del 2015, partiendo de la estructura de costos sin combustible de la RIE-059-2013 del 18 de junio del 2013 (ver columna No.2), la cual se debe aumentar en un 16,2% (ver columna No.4) del 01 de abril del 2015 al 31 de diciembre del 2015 y una rebaja del 6,5% a partir del 01 de enero de 2016 (ver columna No.7).

Por lo anterior, el pliego tarifario para el servicio de Distribución de ESPH sería el siguiente:

Cuadro # 21
ESPH
Estructura de costos y tarifas del sistema de distribución

ESPH		Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6	Columna 7
		Estructura de Costos sin combustible vigente	Estructura de Costos sin combustible 01 abril-dic 2015	Rige del 1 abril 30 junio 2015	Rige del 1 julio 30 setiembre 2015	Rige del 1 octubre al 31 diciembre 2015	Estructura de Costos sin combustible 2016
Sistema de Distribución		Tarifa		Tarifa	Tarifa		
T-RE Residencial	Primeros 200	58,00	67,40	68,09	72,00	69,53	63,05
	Por cada kWh adicional	75,00	87,15	88,04	93,09	89,91	81,53
T-GE General							
Menos de 3 000 kWh	Cada kWh	80,00	92,96	93,91	99,30	95,90	86,96
Más de 3 000 kWh	Mínimo 10 kW	73 070,00	84 907,30	85 778,00	90 697,20	87 594,60	79 427,10
	Por cada kW adicional	7 307,00	8 490,73	8 577,80	9 069,72	8 759,46	7 942,71
	Mínimo 3000 kWh	135 000,00	156 870,00	158 490,00	167 580,00	161 820,00	146 760,00
	Por cada kWh adicional	45,00	52,29	52,83	55,86	53,94	48,92
T-CS Preferencial							
Menos de 3 000 kWh	Por cada kWh	58,00	67,40	68,09	72,00	69,53	63,05
Más de 3 000 kWh	Mínimo 10 kW	62 430,00	72 543,70	73 287,70	77 490,50	74 839,70	67 861,40
	Por cada kW	6 243,00	7 254,37	7 328,77	7 749,05	7 483,97	6 786,14
	Primeros 3000 kWh	120 000,00	139 440,00	140 880,00	148 950,00	143 850,00	130 440,00
	Por cada kWh adicional	40,00	46,48	46,96	49,65	47,95	43,48
T-MT Media tensión							
Cargo por Potencia							
Periodo punta	Por cada kW adicional	8 880,00	10 318,56	10 424,38	11 022,19	10 645,14	9 652,56
Periodo valle	Por cada kW adicional	6 170,00	7 169,54	7 243,07	7 658,44	7 396,45	6 706,79
Periodo nocturno	Por cada kW adicional	4 112,00	4 778,14	4 827,14	5 103,97	4 929,37	4 469,74
Cargo por energía							
Periodo punta	Por cada kWh adicional	53,00	61,59	62,22	65,79	63,54	57,61
Periodo valle	Por cada kWh adicional	27,00	31,37	31,69	33,51	32,36	29,35
Periodo nocturno	Por cada kWh adicional	22,00	25,56	25,82	27,30	26,37	23,91

III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN LOS RESULTADOS FINALES

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

1. El trámite de esta solicitud tarifaria de ESPH inició antes de aprobarse los últimos ajustes tarifarios del ICE (resoluciones RIE-017-2015 y RIE-018-2015 publicados en el Alcance # 11 a La Gaceta # 40 del 26 de febrero del 2015), por lo que dicha solicitud no incorpora los ajustes tarifario que finalmente se le aprobaron al ICE. Esto implica que los cálculos de costos aportados por la Empresa están subestimados en las cuentas relacionadas con las compras de energía al ICE.
2. Los gastos que la IE estima para los años 2015 y 2016 serían ¢40 731,1 y ¢40 441,5 millones respectivamente. Los costos propios de la entidad reflejan una disminución del 5% y 7% para los años 2015 y 2016, en el mismo orden citado. Algunos de los costos que más se han ajustado, según los cálculos de la IE con respecto a los presentados por ESPH son:

- *Las compras al ICE (que presenta un incremento del 11% y 13% para los años 2015 y 2016 respectivamente, respecto a lo solicitado por la empresa), sobre todo debido a lo comentado en el punto anterior.*
 - *Las compras al sistema de generación eléctrica (que presenta una reducción del 15% y 19% para los años 2015 y 2016 respectivamente, respecto a lo solicitado por la empresa).*
 - *Los gastos de operación, mantenimiento y administrativos del negocio 03 (sector energía) asignados al sistema de distribución (que presenta una reducción del 35% y 36% para los años 2015 y 2016 respectivamente, en relación a lo indicado por el petente) y,*
 - *Los gastos de administración “planta general” y “comercialización”.*
3. *ESPH, S.A. supuso en sus cálculos que el ajuste tarifario entraría a regir en “enero del 2014” (folio 4, entiéndase enero del 2015), mientras que la IE estima que este entraría a regir en abril del 2015, conforme a los plazos definidos por ley.*
 4. *Todo lo anterior implica que mientras ESPH, S.A. solicita unos ingresos adicionales de €3 428,65 y €2 526,39 millones para los años 2015 y 2016, la IE recomienda aprobar el monto de €4 439,2 y €3 323,2 millones, en el mismo orden citado.*

(...)

V. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN

De acuerdo con el análisis que antecede y las limitaciones de información evidenciadas en el expediente ET-167-2014, se considera necesario que para el siguiente estudio tarifario correspondiente al servicio de distribución de energía eléctrica que presta ESPH, S.A. o en la oportunidad que se indica, se cumplan con los siguientes requerimientos, en el caso de los cuadros solicitados (impresos y electrónicos) deben contener los totales para filas y columnas y estar debidamente vinculados y formulados entre ellos si así se amerita:

1. *Los estados financieros auditados deben estar acompañados por la información complementaria que contenga la información financiero-contable del sector y de cada uno de los negocios y/o sistemas. Asimismo debe identificar de forma separada los gastos de operación y mantenimiento, administración del negocio 03 y planta general.*
2. *Justificar los recursos financieros ejecutados y que fueron asignados en la última fijación tarifaria del último año calendario y del año en ejercicio con corte al mes inmediato anterior a la presentación de la petición tarifaria.*
3. *Presentar para cada sistema el levantamiento de activos, que reflejen el saldo ajustado deduciendo el retiro de activos, con corte al mes de diciembre de cada año.*
4. *Justificar los salarios capitalizables en las inversiones de todos los sistemas (y que cumplan con el criterio que establece la Norma Internacional de Información Financiera N°16 “Propiedades, planta y equipo”). Éstos se deben identificar de forma separada en los cálculos de las inversiones y adiciones.*
5. *Presentar un análisis vertical y horizontal de todos los gastos y para los gastos (relevantes) cuyo peso representa más del 5% del grupo de cuentas al que pertenece o su variación año con año sea superior a la inflación u otro indicador económico que aplique para el tipo de gasto (ejemplo: decretos de salarios mínimos, etc.), deberá remitir los comprobantes o documentos de respaldo que justifican las erogaciones incurridas para brindar el servicio eléctrico y los gastos que se prevé a futuro (ejemplo: facturas, contratos, proformas, estadísticas, planes de mantenimiento correctivos o preventivos, intención escrita para renovar contratos, entre otros). En el caso que un comprobante justifique dos o más partidas y/o grupos, éste debe referir a la matriz donde se evidencia la distribución y asignación de este costo entre las diferentes partidas.*
6. *Incluir en una matriz de referencia (Anexos N° 6 y 7) las erogaciones (relevantes) incurridas o previstas para los años de estudio, indicando el grupo de cuenta al que pertenece y partida objeto de gasto que justifica, referir al documento de respaldo con el número de folio de la petición donde se incluye.*
7. *Incluir en la justificación de las partidas relevantes el análisis costo-beneficio de incurrir o no en ese costo.*

8. Remitir el "detalle de cuotas de seguro social y otras instituciones" y la planilla de cada uno de los negocios reportados a la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS).
9. Remitir la conciliación de salarios para cada uno de los negocios de forma refleje los saldos de la documentación que se presenta a la CCSS, en el caso del negocio 03, deberá identificar claramente los salarios de los sistemas de generación, distribución y administrativos de energía; en relación al negocio 06, deberá identificar los salarios por concepto de "planta general" y "comercialización" con su respectiva distribución entre los 8 negocios.

Deberá indicar en la conciliación la porción de salarios que se carga a gasto e inversión en cada uno de los negocios, sistemas y grupos de cuentas (mensual y anual), ejemplo para el caso de los gastos de planta general, éste se debe presentar de forma mensual con la porción que corresponde a gasto e inversión, la sumatoria de saldos mostrará el monto anual por ese concepto.

Adicionalmente, la conciliación de salarios debe identificar las erogaciones que resultan de la prestación de servicios interinstitucionales o a terceros.

10. Presentar el informe que propone ajustes salariales distintos a los decretos del poder ejecutivo, éste deben contener como mínimo el efecto costo-beneficio de los ajustes, procedimiento, fuente u origen de los datos, conclusiones, resultados y recomendaciones del estudio.
11. Detallar el plazo y montos que perciben los funcionarios contratados bajo modalidad de tiempo definido, ejemplo servicios especiales.
12. Detallar los costos comunes (comercialización, administración negocio 03, planta general, etc.) que muestre el saldo global y separado para cada uno de los negocios. Remitir los criterios, metodología y cálculo que se utiliza en cada cuenta y/o partida para su asignación.
13. Indicar el número de sesiones que realiza la Junta Directiva en el año base, así como el costo promedio incurrido en cada una de ellas.
14. Remitir el criterio para elegir el proveedor del servicio de vigilancia y aseo, indicar los metros cuadrados que cubre el servicio y el número de oficiales, para cada área o sector descrito en los contratos.
15. Detallar los costos incluidos en la partida "materiales de construcción" e indicar los montos cargados a cada uno de los proyectos que desarrolla la entidad.
16. Revelar la información que indica la NIC 38 para justificar el gasto "absorción de partidas amortizables e intangibles", así como un detalle que muestre la fecha de adquisición del activo intangible, vida útil, descripción u objeto de éste, proyección de su amortización (que incluya las fechas de corte, visualizado de dos formas: a. detalle general consolidado y b. separado para cada uno de los negocios y grupo de gasto) y la documentación necesaria para demostrar el gasto incurrido y la justificación técnica de las proyecciones (ejemplo, facturas, cotizaciones, contratos, etc.).
17. Los intangibles que corresponden a varios negocios, deben evidenciar la asignación a todas las actividades de la empresa, para ello debe aportar los criterios y metodología de distribución.
18. Un detalle de los gastos no recurrentes u ocasionales, separado por cuentas y partidas contables y e indicar aquellos gastos que por su naturaleza son de un periodo específico y no se van a dar en el próximo, en caso de excepciones si el gasto se contempla en varios periodos, indicar su justificación y el monto que corresponde a cada ejercicio.
19. Remitir copia de las pólizas de seguros y detalle de su registro en las cuentas contables.
20. Presentar los "otros ingresos" del sistema de generación de forma separada al sistema de distribución, en cumplimiento de la RIE-013-2014.
21. Presentar la información con el estado de las obras de distribución, que muestre el avance en términos monetarios y físicos.
22. Presentar el histórico de ejecución de las obras para los años 2009 al 2014, utilizar como base de comparación la información real contenida en el expediente ET-227-2012, identificando aquellas que son propias del sistema de generación.

- 23.** *Separar en el análisis de inversiones y base tarifaria, la información de los activos que corresponde a cada una de las actividades que brinda la empresa. Asimismo, separar para cada uno de los sistemas, todos los datos y documentación pertinentes a las obras, activos y/o costos asociados a su mantenimiento, ejemplo, los costos relacionados con el Sistema de medición de las plantas de generación.*
- 24.** *Indicar la metodología, criterios y cálculos para asignar los activos de uso común (ejemplo: planta general), entre todas las actividades que brinda su representada. En el caso de que los activos utilizados en la administración del negocio (ejemplos: equipo de cómputo, transporte y oficina) sean propios del sistema de generación, deberá suministrar un detalle de estos (auxiliar de inventario), que muestre los saldos con corte a diciembre 2013 y 2014.*
- 25.** *Detallar los retiros de activos según el siguiente desglose: fecha del retiro, descripción del activo retirado, número de activo, valores (costo, revaluado y sus respectivas depreciaciones), sistema y grupo de activos al que pertenece, uso final del activo (venta, desecho, reparación u otro). En el caso que la venta del activo diera origen a una pérdida o ganancia indicar el valor de ésta; si por el contrario se retira para su reparación, deberá indicar la fecha y monto de su reincorporación dentro de la operación del negocio.*
- 26.** *Remitir la documentación que demuestre la forma de valorar las adiciones más significativas para los periodos 2015 y 2016, ejemplo: cotización de un proveedor, precio de la última compra, etc.*
- 27.** *Debe la ESPH remitir a la Autoridad Reguladora, cada semestre y al momento de presentar cada estudio tarifario, un informe del avance o estado de las obras ejecutadas de su programa de inversiones reconocidas por la Autoridad Reguladora, con los formatos actualmente empleados, así como un resumen del estado actual de las obras red (afectación de índices, capacidad de las subestaciones, kilómetros de líneas y otros).*
- 28.** *En las próximas peticiones tarifarias que tramite la ESPH:*
 - a) Indicar la razón clara de la baja ejecución de obras. En los planes de inversión deben contemplarse únicamente los proyectos listos para construirse o ejecutarse (materiales, equipo adquirido, estudios topográficos, permisos de paso, permisos de construcción, servidumbres, coordinación institucional, otros).*
 - b) Debe adjuntar en la justificación de las inversiones, las estadísticas asociadas y solicitadas en la Resolución RRG-3227, de las catorce horas y treinta minutos del quince de octubre del dos mil tres, Expediente ET-089-2003, publicada en el Diario Oficial La Gaceta No.215, del siete de noviembre del dos mil tres, Por Tanto VII, de los últimos 5 años y esquematizar el plan de inversiones tanto en forma semestral como anual.*
- 29.** *Presentar la información sobre las revaluación de activos, el rédito para el desarrollo y la determinación de la base tarifaria de acuerdo con los formatos que le señale la Intendencia de Energía, estos formularios servirán para la uniformidad de los cálculos necesarios para el desarrollo de los estudios tarifarios y le serán suministrados oportunamente por la Intendencia.*
- 30.** *Los datos de activos, adiciones, depreciaciones, revaluación e inversiones deben presentarse y realizarse bajo un sistema de cuentas contables específicas, las cuales deben estar codificadas y presentar uniformidad entre todos estos segmentos, es decir todas estas secciones se deben realizar con el mismo catálogo de cuentas y con la misma modificación, lo anterior pues estas secciones se realizaron con cuentas similares, pero con nombres que presentaban algún nivel de diferencia, razón por la cual se requiere una uniformidad completa.*
- 31.** *Presentar un análisis de la procedencia de todos los activos, de modo que se determine el porcentaje local y externo, lo anterior pues en este momento se utilizan cuentas generales, diferentes a las cuentas presentadas en los estados financieros, por ello se requiere que se haga un análisis más explícito sobre la determinación del componente local y externo y que el nivel de desagregación sea coincidente con las cuentas específicas utilizadas en los activos, revaluaciones, depreciaciones, adiciones e inversiones, tal y como se explicitó en el punto anterior.*
- 32.** *Para el próximo estudio tarifario se requiere que además de la información de deuda presentada con cierta periodicidad, se adjunte un informe de los gastos cubiertos con los desembolsos efectuados, de modo que se pueda determinar explícitamente la asignación de dichos recursos.*
- 33.** *Presentar un estudio de los activos totalmente depreciados por sistema o servicio.*

34. *Presentar un levantamiento de activos (con el mismo nivel de desagregación que los puntos anteriores) que refleje el saldo ajustado, deduciendo el retiro de activos, incluyendo un informe de auditoría cuyo alcance refleje la verificación de los ajustes y saldos de los activos en los estados financieros.*
35. *Presentar estados financieros auditados que contengan el mismo nivel de desagregación que las solicitudes tarifarias con respecto a las cuentas relacionadas con adiciones, retiros, depreciaciones y revaluaciones.*
36. *Todos los cuadros incluidos en los informes remitidos a esta Intendencia (impresos y electrónicos) deben contener los totales para filas y columnas y debidamente vinculados.*
37. *Presentar un informe semestral sobre los costos efectivamente incurridos (con su respecto respaldo) en la ejecución de las inversiones que realice la empresa. Este informe debe indicar el lugar de procedencia de los bienes (no de la empresa que lo comercialice).*
38. *Presentar semestralmente un informe que indique las características de la deuda, es decir: el plazo, tasa de interés, objeto del préstamo (relacionar con los planes de inversión de la empresa), monto, institución prestamista, proyecciones de amortización e intereses; además, se requiere que se adjunte los contratos de préstamos.*

(...)

VI. CONCLUSIONES

1. *ESPH solicitó fijar un incremento promedio en las tarifas de servicio de distribución del 9,41%, a partir del 1 de enero del 2015 y una disminución de 2,42% a partir del 1 de enero del 2016.*
2. *Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se propone un aumento en las tarifas de distribución de ESPH, sobre la base sin combustibles, de un 16,20% a partir del 1 de abril del 2015 y en el 2016 una disminución del 6,5% respecto al 2015.*
3. *Este ajuste genera ingresos adicionales para ESPH de ¢ 4 439,2 millones en el 2015 y ¢ 3 323,2 millones en el 2016.*

(...)

- II. *Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la consulta pública, del oficio 525-IE-2015 del 20 de marzo de 2015, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:*

(...)

A continuación se procede a resumir las oposiciones presentadas y a su respectivo análisis:

1. **Bernal Lara Soto**, portador de la cédula de identidad 4-0077-0333:
Observaciones: No presenta escrito. Hizo uso de la palabra en la audiencia pública. Teléfono: 8390-7282
Notificaciones: Apartado Postal 1066-3000 Heredia.

(...)

Como parte del estudio efectuado por la Intendencia de Energía (IE) se han analizado las partidas de inversiones presentadas por la Empresa en su solicitud tarifaria, ajustando los valores según los criterios técnicos que se detallan en este informe. También se han analizado las partidas de gastos y costos, para ajustarlas de acuerdo con los criterios que establece la legislación vigente, especialmente en lo correspondiente a no reconocer gastos desproporcionados, y en el tema salarial, al no aportar la empresa información suficiente sobre los ajustes se reconoce únicamente los aumentos decretados por el Ministerio de Trabajo.

2. Juan Rafael Morales Rojas, portador de la cédula de identidad N.° 4-0102-0283:

Observaciones: No presenta escrito. Hizo uso de la palabra en la audiencia pública. Teléfono: 8925-6613

Notificaciones: Fax: 2263-5445 y al correo electrónico: jrmorales@ice.co.cr

(...)

Se le aclara al señor Morales, que la respectiva convocatoria a audiencia pública que se ha publicado en los periódicos nacionales y en La Gaceta indica claramente que se trata de los ajustes tarifarios tramitados bajo los expedientes ET-164-2015, ET-167-2015 y ET-172-2015.

(...)

Se incide que la cuenta correspondiente a gastos en salarios y sus cargas sociales ha sido analizada en detalle como parte del estudio tarifario que realiza la Intendencia de Energía (IE); en este informe se incluyen los criterios que se utilizan para este análisis, concluyéndose que en general, los gastos que incluye la Intendencia de Energía (IE) son menores que los incluidos en la solicitud tarifaria de ESPH. En la proyección realizada por la Intendencia de Energía (IE), los gastos salariales se ajustan según los parámetros de inflación y ajustes salariales aprobados por el Gobierno y se incluye personal nuevo al cálculo bajo el criterio de la relación que debe tener el personal contratado con la cantidad de servicio que presta la empresa, esto como medida de eficiencia a nivel tarifario.

(...)

Como parte del análisis efectuado en este estudio tarifario, se incluye el análisis de lo ocurrido financieramente en el pasado reciente (v.g. 2013 y 2014), ajustando los costos y gastos que se consideran han tenido o tienen comportamientos no justificados, lo cual se detalla en el desarrollo de este informe.

(...)

La Autoridad Reguladora procura poner a disposición de todos los usuarios toda la información que se relaciona con los servicios públicos. Toda la información que sustenta cada estudio tarifario está disponible en los respectivos expedientes tarifarios, los cuales son públicos y de acceso por diferentes medios: impresos (en nuestras oficinas), en digital (en nuestra página web), etc.

Se hará llegar su observación sobre las dificultades que ha tenido para acceder información de nuestra página web a los encargados del tema.

(...)

Las nuevas inversiones o adiciones de activos son un elemento en la metodología tarifaria que aplica la Autoridad Reguladora en este caso. En el estudio de Alumbrado Público, las luminarias que se incluyen en los cálculos corresponden a cambios de las más antiguas, para mejorar el nivel de eficiencia en la gestión de ese servicio.

(...)

La energía que la ESPH tiene disponible para sus usuarios directos proviene de dos fuentes: de la generación propia y de las compras al ICE. Ambas fuentes tienen costos diferentes y estos están incluidos en los costos de las tarifas.

En esta ocasión se separa de la estructura de costos los gastos e ingresos asociados a la generación eléctrica, los cuales hasta el momento se encontraban en un único servicio de distribución. Eso es importante, toda vez que a nivel regulatorio son servicios diferentes, y su separación contable hace que se transparenten mejor los costos de cada uno de ellos.

3. Gladys Buitrago Vallejos, portadora de la cédula de identidad N.° 1-0447-0395:

Observaciones: No presenta escrito. Hizo uso de la palabra en la audiencia pública. Teléfono: 6073-2831

Notificaciones: Al correo electrónico: gladysbuitrago76@gmail.com

(...)

Como parte de análisis tarifario realizado en este estudio, se han realizado ajustes en todos los costos incluidos en la tarifa eléctrica, para garantizar que se aplica criterios de racionalidad en sus cálculos. Se debe tomar en cuenta que los costos relacionados con el servicio eléctrico evolucionan según el comportamiento de muchas variables (económicas, ambientales, internas, externas, etc.) y no solo con respecto a la inflación local.

(...)

Identificada que su inquietud se refiere a temas referentes a la facturación del suministro de electricidad, se le informa que la misma será trasladada a la Dirección General de Participación del Usuario de la ARESEP para su respectiva atención.

(...)

Como parte del análisis efectuado, se considera el porcentaje de pérdidas del sistema, para determinar su razonabilidad, dichas pérdidas de electricidad se constituyen de las llamadas pérdidas técnicas, que tiene que ver con el funcionamiento normal de la red de distribución y las llamadas pérdidas no técnicas, que tienen que ver con lo indicado por la opositora. Así que se analizan los porcentajes de tal forma que se reconoce a nivel tarifario únicamente el monto promedio para el territorio nacional.

4. Defensoría de los Habitantes de la República, representada por la Licda. Ana Karina Zeledón Lépiz, Directora de Asuntos Económicos, cédula 1-0812-0378.

Observaciones: Presenta escrito. No hizo uso de la palabra en la audiencia pública.

Notificaciones: Al fax 4000-8700.

(...)

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

(...)

Efectivamente, como parte del análisis efectuado por parte de la Intendencia de Energía (IE) se ha realizado un análisis detallado de las diferentes partidas de ingresos, gastos e inversiones presentados por ESPH, así como las justificaciones brindadas por la Empresa, y se han ajustado todas las partidas que se ha creído conveniente de acuerdo con los principios y criterios establecidos en la Ley 7593.

(...)

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

(...)

La metodología seguida por la Autoridad Reguladora considera este aspecto, de tal forma se ajustan las cifras de inversión tomando en cuenta la ejecución real mostrada por la ESPH en los últimos años.

(...)

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

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

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

ESPH		Estructura de Costos sin combustible vigente	Estructura de Costos sin combustible 01 abril-dic 2015	Rige del 1 abril 30 junio 2015	Rige del 1 julio 30 setiembre 2015	Rige del 1 octubre al 31 diciembre 2015	Estructura de Costos sin combustible 2016
				Tarifa	Tarifa	Tarifa	
Sistema de Distribución							
T-RE Residencial	Primeros 200	58,00	67,40	68,09	72,00	69,53	63,05
	Por cada kWh adicional	75,00	87,15	88,04	93,09	89,91	81,53
T-GE General							
Menos de 3 000 kWh	Cada kWh	80,00	92,96	93,91	99,30	95,90	86,96
Más de 3 000 kWh	Mínimo 10 kW	73 070,00	84 907,30	85 778,00	90 697,20	87 594,60	79 427,10
	Por cada kW adicional	7 307,00	8 490,73	8 577,80	9 069,72	8 759,46	7 942,71
	Mínimo 3000 kWh	135 000,00	156 870,00	158 490,00	167 580,00	161 820,00	146 760,00
	Por cada kWh adicional	45,00	52,29	52,83	55,86	53,94	48,92
T-CS Preferencial							
Menos de 3 000 kWh	Por cada kWh	58,00	67,40	68,09	72,00	69,53	63,05
Más de 3 000 kWh	Mínimo 10 kW	62 430,00	72 543,70	73 287,70	77 490,50	74 839,70	67 861,40
	Por cada kW	6 243,00	7 254,37	7 328,77	7 749,05	7 483,97	6 786,14
	Primeros 3000 kWh	120 000,00	139 440,00	140 880,00	148 950,00	143 850,00	130 440,00
	Por cada kWh adicional	40,00	46,48	46,96	49,65	47,95	43,48
T-MT Media tensión							
Cargo por Potencia							
Periodo punta	Por cada kW adicional	8 880,00	10 318,56	10 424,38	11 022,19	10 645,14	9 652,56
Periodo valle	Por cada kW adicional	6 170,00	7 169,54	7 243,07	7 658,44	7 396,45	6 706,79
Periodo nocturno	Por cada kW adicional	4 112,00	4 778,14	4 827,14	5 103,97	4 929,37	4 469,74
Cargo por energía							
Periodo punta	Por cada kWh adicional	53,00	61,59	62,22	65,79	63,54	57,61
Periodo valle	Por cada kWh adicional	27,00	31,37	31,69	33,51	32,36	29,35
Periodo nocturno	Por cada kWh adicional	22,00	25,56	25,82	27,30	26,37	23,91

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

- II. Mantener la descripción del pliego tarifario para el servicio de distribución de electricidad de ESPH, S.A. de conformidad con la resolución 1031-RCR-2012 del 21 de diciembre del 2012.
- III. Establecer los cargos por Costo Variable por Combustibles (CVC) de ESPH para el 2015 según se detalla a continuación:

Trimestre	CD
II	1,03%
III	6,82%
IV	3,16%

- IV. Indicarle a ESPH que como parte de la justificación de las próximas solicitudes tarifarias del servicio de distribución, deberá presentar la información enlistada en el considerando I apartado V de la presente resolución.

- V. Tener por analizadas y respondidas las diferentes oposiciones con el contenido en el considerando II de la presente resolución. Agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, 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° 29917.—O. C. N° 8377-2015.—C-2279160.—(IN2015020719).

ECA/RSV

C.c: ET-167-2014

INTENDENCIA DE ENERGIA
RIE-033-2015 A LAS 16:15 HORAS DEL 20 DE MARZO DE 2015

SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE HEREDIA (ESPH)
PARA EL SERVICIO DE ALUMBRADO PUBLICO.

ET-172-2014

RESULTANDO

- I. Que el 18 de diciembre del 2014, mediante el oficio SJD-320-2014, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia presentó solicitud de ajuste tarifario para el servicio de alumbrado público que presta (folio 1 al 618).
- II. Que el 7 de enero del 2015, mediante el oficio 0052-IE-2014 (sic), la Intendencia de Energía le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por la ESPH para el servicio de alumbrado público (folios 621 a 622).
- III. Que el 22 de enero del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 15 (folios 627 al 628).
- IV. Que el 23 de enero del 2015, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Teja y La Extra (folio 629).
- V. Que el 03 de febrero del 2015, mediante el oficio 416-DGAU-2015/003279 la Dirección General de Atención al Usuario emite el informe de Instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 647 a 648).
- VI. Que el 10 de febrero del 2015, mediante el oficio 0221-IE-2015, la Intendencia de Energía le solicitó a la ESPH aclaración y detalle de la información aportada (folios 653 a 664).
- VII. Que el 16 de febrero del 2015, mediante el oficio GG-133-2015-R, la ESPH solicitó una prórroga para la entrega de información (folio 665)
- VIII. Que el 19 de febrero del 2015, mediante el oficio 0309-IE-2015/5242, la Intendencia de Energía otorgó la prórroga solicitada por la ESPH mediante el oficio GG-133-2015-R dando plazo al 20 de febrero del 2015 (folio 816 a 817).
- IX. Que el 20 de febrero del 2015, mediante el oficio GG-172-2015, la ESPH solicitó nueva prórroga al plazo otorgado mediante oficio 0309-IE-2015/5244 para la entrega de información al día 23 de febrero 2015. (folio 666)
- X. Que el 23 de febrero del 2015, mediante el oficio GG-165-2015, la ESPH presentó la información solicitada en el oficio 0221-IE-2014 (folios 667 a 814).

- XI.** Que según el informe de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, (oficio 917-DGAU-2015/82943), se recibieron oposiciones válidas por parte de Bernal Lara Soto (cédula 4-0077-0333), Juan Rafael Morales Rojas (cédula 4-0102-0283), Rita Gladys Buitrago Vallejos (cédula 1-0447-0395) y la Defensoría de los Habitantes, representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz (cédula 1-0812-0378).
- XII.** Que el 20 de marzo de 2015, mediante el oficio 526-IE-2015, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar la tarifa para el servicio de alumbrado público que presta ESPH.

CONSIDERANDO

- I.** Que del estudio técnico 526-IE-2015, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

"II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria:

La Empresa de Servicios Públicos de Heredia solicitó fijar las tarifas del sistema de alumbrado público, tal y como se detalla:

Bloque de Aplicación	Precio Vigente	Precio Propuesto	Aumento Porcentual
Año 2015			
Precio mensual por kWh	₡3,05	₡3,41	11,68%
Año 2016			
Precio mensual por kWh	₡3,05	₡3,56	16,83%
Cargo fijo mínimo aplicación 30 kWh			
Máximo de aplicación 50 000 kWh			

La ESPH justificó su petición en lo siguiente: "i) Obtener ingresos adicionales para servicio de Alumbrado Público, de tal forma que se alcance el rédito requerido según lo estimado como deseable bajo la metodología avalada por el ente regulador, que indica un resultado necesario igual o superior a 4,94%, ii) dar continuidad al servicio de alumbrado público, contando con los recursos necesarios para mantener la operación y mantenimiento de la actividad, de forma eficiente y eficaz, iii) cubrir los costos de compra de la energía a la División Energía Eléctrica según los niveles de los precios aprobados por el ente regulador para el Sistema de Generación del ICE y iv) para ejecutar los planes de inversión programados durante el periodo 2014-2016, los cuales contribuyen a las prestación de un servicio más eficiente."

Es importante señalar que ESPH no incluye dentro de su pretensión de ajuste tarifario, lo correspondiente al ajuste en las tarifas de generación y transmisión que solicitó el ICE y que fueron aprobadas en febrero del 2015 y empezaron a regir en marzo del 2015.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por la ESPH para el servicio de alumbrado público.

a. Parámetros utilizados

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la Intendencia de Energía, han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica realizado por el Banco Central de Costa Rica (BCCR), en su Programa Macroeconómico 2015-2016 (PMBCCR), las perspectivas de la economía mundial según el Fondo Monetario Internacional, así como, las expectativas de inflación y variación de tipo de cambio plasmadas en las diferentes encuestas formuladas por el BCCR. Debido al cierre de la información, los parámetros reales utilizados tienen corte al día de la audiencia pública, siendo el resto de parámetros estimados con base en los criterios que se señalan.

Según el PMBCCR, en el 2014 el crecimiento económico en las naciones avanzadas continuó mostrando signos de debilidad, con excepción de Estados Unidos, mientras que la mayoría de las economías emergentes se desaceleraron. Asimismo, la inflación internacional permaneció en niveles bajos, dada la holgura en la capacidad productiva y la estabilidad (y posterior reducción) en los precios de las materias primas. Por su parte, los mercados financieros experimentaron algunos eventos de volatilidad, principalmente como consecuencia del retiro gradual del estímulo monetario en Estados Unidos y de los conflictos geopolíticos en Europa del Este y el Medio Oriente.

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

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2015-2016, estableció como objetivo de inflación un 4% para ambos años, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.). La proyección de inflación propuesta por el Ente Emisor está encaminada en continuar gradual y ordenadamente hacia un esquema monetario de metas de inflación, en procura de ubicarla en el mediano plazo, en niveles similares a los que presentan los principales socios comerciales del país (inflación estimada en un 3%); aun cuando existen ciertos riesgos a considerar, tales como los cambios en la confianza de los consumidores y la volatilidad de los mercados financieros internacionales, especialmente en las economías de mercados emergentes, dado que la caída de los precios del petróleo ha generado vulnerabilidades externas y afectación sobre los países exportadores de este producto.

Las expectativas de la economía costarricense para el bienio 2015 y 2016 ubican el crecimiento del PIB entre un 3,4% y 4,1% respectivamente, ya que se estima que la demanda interna crecería 7,3% en el 2015, superior al promedio de la década previa (4,4%) y 4,3% en el 2016. En ambos años, el comportamiento estaría determinado por el aporte del consumo privado y la inversión.

En lo que respecta a la demanda externa, para el 2015 se prevé una caída de 7,4% debido a la reducción de exportaciones de artículos electrónicos, atenuada parcialmente por mayores colocaciones de productos ligados a implementos y equipo médico. La demanda externa en el 2016 (4,3%) supone la recuperación económica de nuestros principales socios comerciales y la normalización en las condiciones de oferta en la producción local.

Por su parte, las importaciones a precios constantes disminuirían en el 2015 (0,4%) y se recuperarían en 2016 (4,8%), dada la disminución esperada en la demanda de insumos para la industria manufacturera. La aceleración en el crecimiento de la producción prevista en el 2016 supondría una recuperación en las compras de materias primas, así como las destinadas al consumo final y una moderación en el ritmo de crecimiento de las de bienes de capital.

No obstante que las condiciones previstas para el crecimiento económico mundial favorecen la estabilidad de sus precios en los próximos dos años, eventos no predecibles relacionados con factores climáticos o conflictos políticos en los países productores de petróleo, pueden desestabilizar los precios internacionales de dichos insumos.

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

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

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

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

Cuadro # 1
Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario
Porcentajes de Variación Anuales (%)
Periodo 2012-2016

INDICES	2012	2013	2014	2015	2016
Variaciones según ARESEP (al final del año)					
Inflación Interna (IPC-CR)	4,55%	3,68%	5,13%	3,70%	4,00%
Inflación Externa (IPC-US)	1,74%	1,50%	0,76%	1,35%	2,00%
Depreciación (¢ / U.S.\$)	-2,54%	0,16%	7,82%	-0,50%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)					
Inflación Interna (IPC-CR)	4,50%	5,23%	4,52%	3,08%	4,00%
Inflación Externa (IPC-US)	2,07%	1,46%	1,62%	-0,38%	2,00%
Depreciación (¢ / U.S.\$)	-0,82%	-0,56%	7,59%	-0,20%	0,00%
Notas: Los años 2015 y 2016 son estimaciones. Las variaciones se estiman a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
Fuente: Programa Macroeconómico 2015 - 2016 y el Fondo Monetario Internacional					

b. Análisis del mercado

i. Análisis de mercado

El presente informe exhibe el análisis de mercado elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario del sistema de alumbrado público de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH). Este análisis de mercado se encuentra conformado por dos secciones básicas, en la primera se realiza una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homólogo realizado por ESPH, y en una segunda parte se muestran los escenarios estimados por

la Intendencia de Energía (IE), además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por IE.

ii. Mercado presentado por el ESPH:

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 ESPH. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:

- ✓ ESPH solicita un incremento del 11,68% sobre la tarifa vigente a partir de enero de 2015, y del mismo modo un incremento de 16,83% a partir de enero de 2016. Esto provocará que la tarifa pase de ¢3,05 por KWh a ¢3,41 colones por KWh para el año 2015 y de ¢3,56 para el año 2016 (folio 3). 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.
- ✓ ESPH presenta información real hasta julio de 2014 y estima el resto del periodo hasta diciembre de 2016. Se proyecta cerrar los años 2015 y 2016 con un total de luminarias de 14 060 y 14 338 respectivamente (Folio 258).
- ✓ Se contempla un porcentaje de pérdidas por distribución del 7,73%, esto para efecto del cálculo de energía a comprar para brindar el servicio de alumbrado público (Folio 227).
- ✓ 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 ESPH.
- ✓ Con las consideraciones anteriores el consumo de la red de alumbrado público del servicio facilitado por ESPH será de 9 799 MWh para el año 2015 y de 10 700 MWh para el año 2016.
- ✓ El consumo de energía de las luminarias multiplicado por un precio estimado (que incluye un porcentaje de pérdidas por distribución, forma el monto que debe cancelar el sistema de Alumbrado Público como gasto por compras de energía. Según ESPH este gasto será de ¢511,6 millones para el año 2015 y ¢529,1 millones para 2016.
- ✓ Para proyectar la electricidad no sujeta a cobro de alumbrado público ESPH utilizó 34,5%, como el porcentaje que representa la división entre la energía total consumida por el sistema de alumbrado público y la energía excedente a 50 000 kWh de los clientes conectados a las tarifas T-GE, T-RE y TMT, para el año 2015 (folio 246).
- ✓ Los ingresos por ventas de energía del Sistema de Alumbrado Público con tarifas vigentes se estiman en ¢1 192 millones en el 2015 y ¢1 225 millones para 2016.

iii. Mercado estimado por la Intendencia de Energía

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

- ✓ La Intendencia de Energía actualiza la información real a enero 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 ESPH y la información real, esta es parte de las justificaciones para las diferencias descubiertas entre el mercado desarrollado por ESPH y el desarrollado por la IE.

- ✓ Se hicieron ajustes en las unidades físicas proyectadas, de acuerdo con el plan de inversión reconocido por ARESEP. De esta forma se proyecta que el inventario de luminarias totales seguirá la siguiente estructura:

Cuadro # 2
ESPH, Cantidad de Luminarias

Año	Capacidad de las luminarias de alta presión de sodio		
	100 W	150 W	250 W
2014 (*)	7 650	3 393	2 794
2015	5 502	5 752	2 590
2016	3 578	7 854	2 656

(*) Para el año 2014 la información es real

Este ajuste realizado por la IE en las luminarias totales provoca diferencias entre las proyecciones de ESPH e IE en el consumo esperado para los próximos años y esto incide en los ingresos vigentes y propuestos.

- ✓ La Intendencia de Energía utiliza como porcentaje de pérdidas por distribución 6,34%. Este valor es el mismo alcanzado por la ESPH para el año 2014 y que se reconoce como un porcentaje razonable para la IE. 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 ESPH.
- ✓ Sobre los porcentajes de pérdidas por balastro, se incorporan los valores propuestos por la ESPH 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%.
- ✓ Con los términos anteriores se realizan las siguientes proyecciones del mercado del Sistema de Alumbrado Público de ESPH para los años de 2015 y 2016:

Cuadro # 3
ESPH; SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO. NÚMERO DE LÁMPARAS, ENERGÍA REQUERIDA POR LAS LUMINARIAS Y COMPRAS. 2015 - 2016

CONCEPTO	2015	2016
Luminarias		
Cantidad_1/	13 884	14 087
Consumo (MWh)_2/	9,1	11,0
Compras		
Físicas (MWh)_3/	9,8	11,7
Monetarias (Miles de colones)	602,8	628,5
Colones / kWh	61,8	53,6

_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

- ✓ Las diferencias relativas para la proyección del consumo de luminarias calculadas por ESPH son 7% mayores a las esperadas por ARESEP para el año 2015, mientras que para el año 2016 la proyección de ARESEP es 2,58% mayor a la estimación de ESPH. 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.

- ✓ 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 ¢61,8 para el año 2015 y de ¢53,6 para el año 2016. Dentro del cálculo del precio promedio ARESEP considera las tarifas con 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.
- ✓ Estos precios medios incorporan las modificaciones tarifarias del último estudio de los sistemas de generación y transmisión del ICE, definidos en RIE-017-2015 y publicados en Gaceta N°40 del 26 de febrero de 2015. Esta modificación en los precios de los distintos sistemas del ICE no es contemplada por el análisis realizado por ESPH, esto evidentemente eleva las diferencias entre las estimaciones, en cifras monetarias de ARESEP y ESPH. por este motivo los importes por compras de energía entre los mercados no pueden compararse.
- ✓ Respecto a los ingresos que percibe el sistema de Alumbrado Público de ESPH. Como se establece en el procedimiento metodológico, el alumbrado público se cobra a los abonados del servicio de distribución, según la cantidad de kWh. Las ventas netas que se consideran dentro del cobro de alumbrado público son aquellos kWh consumidos al mes hasta un máximo de 50 000 kWh, es decir a las estimaciones de ventas de la empresa deben disminuirse las unidades físicas sobre las cuales no se cobra ese servicio. ARESEP estima la cantidad de abonados con consumo superior a los 50 000 kWh en 0,10% de los abonados totales y supone en 61,5% 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 5,3% los abonados cuyo consumo mensual se encuentra por debajo de los 30 kWh.
- ✓ Considerando los aspectos y supuestos descritos, se estima que para la empresa obtendrá los ingresos:

Cuadro # 4

ESPH; 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/	559,1	580,4
Excesos (en GWh) _2/	166,9	174,0
Ventas netas (en GWh) _3/	392,3	406,5
Ing. Vigentes (millones de colones)	1 196,4	1 239,8
Ing. Propuestos (en millones de colones)	1 295,0	1 373,9

_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: ESPH y Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía.

- ✓ Los ingresos estimados dependen de las ventas de energía que facturará el sistema de distribución de la empresa de ESPH para cada uno de sus abonados. Los supuestos utilizados y los valores de la demanda de energía de los abonados de ESPH se encuentran en el estudio de ajuste tarifario paralelo del sistema de distribución de la misma empresa.
- ✓ A pesar de los términos anteriores, la diferencia entre los ingresos con tarifa vigente calculados por ARESEP y ESPH son de 0,3% para 2015 y 1,2% para el 2016; y estos se consideran menores.

- ✓ Dado lo anterior, la Intendencia de Energía propone una tarifa de €3,38 por kWh consumido y hasta 50 000 kWh, a partir del primero de abril del 2015. Esto representa un incremento de 10,8% con respecto a la tarifa vigente. Con esta propuesta el Sistema de Alumbrado Público alcanzarán ingresos por €1 295,0 millones para 2015 y €1 373,9 millones para 2016.

c. Análisis de inversiones

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

i. Inversiones en el sistema de alumbrado público, propuesta ESPH

Indica la ESPH, a folio 35, Tomo I del expediente ET-172-2014, el detalle de las inversiones en capital fijo que espera realizar la empresa durante el período de proyección 2014-2016, exponiendo los datos de las macro y micro – inversiones a ejecutar, compra de equipos y el detalle de las inversiones de las unidades de apoyo administrativo de la empresa.

Justifica la ESPH en su petitoria las siguientes consideraciones: Respecto a las macro inversiones contemplan la implementación del taller de alumbrado para garantizar una excelente reparación de las luminarias y la modernización de luminarias en el casco central de Heredia, con el propósito de mejorar sustancialmente el servicio de alumbrado público en la ciudad y adicionalmente reducir los costos y tiempo de mantenimiento (folios 121-139).

Por su parte, las micro inversiones comprenden las obras asociadas con la instalación de nuevas luminarias, la sustitución por averías y la compra de equipos de tecnología de la información para uso del sistema de alumbrado (folios 141-144).

En el siguiente cuadro se muestran las inversiones para el sistema de alumbrado público propuestas por la ESPH, para el período 2014-2016, que contempla obras para dar continuidad al proyecto de reemplazo de luminarias por otras más eficientes, la implementación del taller de alumbrado y el crecimiento vegetativo del sistema (folio 116, Tomo I).

Cuadro # 5

Sistema Alumbrado Público Programa de Inversiones 2014-2016 Propuesta ESPH (Millones de Colones)				
	AÑO			Total Período
	2014	2015	2016	
ALUMBRADO PÚBLICO				
Macro Inversiones				
Subtotal	0,00	849,49	955,80	1 805,28
Micro Inversiones				
Subtotal	80,50	105,97	104,79	291,25
PLANTA GENERAL				
Subtotal	0,00	512,38	105,67	618,05
Comercialización				
Subtotal	0,00	58,73	0,00	58,73
INVERSIONES TOTALES ALUMBRADO PÚBLICO	80,50	1 526,56	1 166,26	2 773,31

Folio 116, Tomo I

ii. Capacidad de Ejecución.

En lo que se refiere a la capacidad de ejecución de la ESPH en el pasado, se muestra en el Cuadro No.2-3-a (folio 72, tomo I) del expediente en estudio, a continuación se presentan, los porcentajes de ejecución que se han tenido para los años 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013 respecto a la realización de obras.

Cuadro # 6
Porcentajes de Obras ejecutadas según Plan Inversiones Alumbrado Público

	2009	2010	2011	2012	2013	% Promedio
Micro Inversiones	69,06%	92,59%	126,87%	175,78%	141,42%	121,14%
Macro Inversiones	23,46%	151,08%	1,58%	58,66%	25,36%	52,03%
Promedio Anual	46,26%	121,83%	64,23%	117,22%	83,39%	86,58%

Folio 191, Tomo I.

Para efectos de determinar las inversiones y adiciones reconocidas por la Intendencia de Energía (IE), se utiliza este porcentaje promedio de ejecución de inversiones (86,58%), ajustado por un factor que mide la diferencia promedio entre los indicadores económicos que utiliza la Intendencia de Energía (IE) y los presentados por ESPH, para cada año. Los porcentajes finales de ajuste en las inversiones y adiciones son de 86,49%, 85,22% y 85,19% para los años 2014, 2015 y 2016 respectivamente.

iii. Inversiones en el sistema de distribución, propuesta 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 ESPH para sus cálculos tarifarios, se procedió a recalcular, los montos de las inversiones propuestas, considerando únicamente el porcentaje de ejecución, por lo que las inversiones y montos a considerar son los que se señalan en el cuadro siguiente:

Cuadro # 7

<i>Sistema Alumbrado Público</i> <i>Programa de Inversiones 2014-2016</i> <i>Propuesta ARESEP</i> <i>(Millones de Colones)</i>				
	AÑO			
	2014	2015	2016	Total Período
ALUMBRADO PÚBLICO				
<i>Macro Inversiones</i>				
<i>Subtotal</i>	0,00	723,93	814,26	1 538,18
<i>Micro Inversiones</i>				
<i>Subtotal</i>	69,62	90,30	89,27	249,19
PLANTA GENERAL				
<i>Subtotal</i>	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Comercialización</i>				
<i>Subtotal</i>	0,00	0,00	0,00	0,00
INVERSIONES TOTALES ALUMBRADO PÚBLICO	69,62	814,23	903,53	1 787,37

Elaboración ARESEP

Para la elaboración del cuadro anterior, se consideró que la descripción y justificación, de las inversiones en equipo resultan insuficientes, ya que no se tiene detalle de cuánto y cómo impacta la calidad y beneficios para los clientes, por lo que dichos montos fueron eliminados.

iv. Adición de activos del sistema de alumbrado público

La ESPH en su petición tarifaria, expediente ET-172-2014, presenta un resumen de adición de activos (Folio 78, Tomo I). Con base en estos datos presentados por la ESPH y las proyecciones de inflación y tipo de cambio, utilizados por la Autoridad Reguladora, para los citados años, se procedió a re calcular los montos de las adiciones propuestas.

En el cuadro siguiente se muestran las adiciones propuestas por la ESPH:

Cuadro # 8

Sistema Alumbrado Público				
Programa de Adición de Activos 2014-2016				
Propuesta ESPH				
(Millones de Colones)				
	AÑO			
	2014	2015	2016	Total Período
ALUMBRADO PUBLICO				
Poste torres y accesorios	0,00	0,00	0,00	0,00
Conductores y dispositivos aéreos	0,00	0,00	0,00	0,00
Transformadores de distribución	0,00	0,00	0,00	0,00
Luminarias y sus accesorios	69,70	557,93	592,40	1 220,03
Total Alumbrado Público	69,70	557,93	592,40	1 220,03
Planta Sistema de Alumbrado				
Total	0,00	269,34	325,91	595,25
PLANTA GENERAL ALUMBRADO				
Total	0,00	337,31	69,57	406,88
COMERCIALIZACION				
Total	0,00	38,66	0,00	38,66
TOTAL DE ADICIONES	69,70	1 203,25	987,87	2 260,82

Folio 120, Tomo I

El siguiente cuadro muestran las adiciones a reconocer por la ARESEP, una vez re calculados como se indicó anteriormente.

Cuadro # 9

Sistema Alumbrado Público				
Programa de Adición de Activos 2014-2016				
Propuesta ARESEP				
(Millones de Colones)				
	AÑO			
	2014	2015	2016	Total Período
ALUMBRADO PUBLICO				
Poste torres y accesorios	0,00	0,00	0,00	0,00
Conductores y dispositivos aéreos	0,00	0,00	0,00	0,00
Transformadores de distribución	0,00	0,00	0,00	0,00
Luminarias y sus accesorios	60,28	475,46	504,67	1 040,41
Total Alumbrado Público	60,28	475,46	504,67	1 040,41
Planta Sistema de Alumbrado				
Total	0,00	229,53	277,65	507,18
PLANTA GENERAL ALUMBRADO				
Total	0,00	0,00	0,00	0,00
COMERCIALIZACION				
Total	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL DE ADICIONES	60,28	704,99	782,32	1 547,59

Elaboración ARESEP

Los montos Planta General y Comercialización, por estar considerados en el Sistema de Distribución no fueron considerados en el Sistema de Alumbrado Público, según el análisis efectuado en el respectivo informe tarifario del Sistema de Distribución.

En el siguiente cuadro se muestra el Resumen consolidado de las inversiones y adiciones, del Sistema de Alumbrado Público, conforme la propuesta de la ESPH.

Cuadro # 10
Sistema de Alumbrado Público - Inversiones y adiciones.
Propuesta ESPH-Período 2014-2016
(Millones de colones)

Año	2014	2015	2016	Total Período 2014-2016
Actividad				
INVERSIONES	80,50	1 526,56	1 166,26	2 773,31
ADICIONES	69,70	1 203,25	987,87	2 260,82

La propuesta presentada por la ESPH es inaceptable regulatoriamente pues como se señaló anteriormente, las inversiones consideradas por la Autoridad Reguladora para el sector de alumbrado público, se capitalizan de forma anual, por lo que debe de existir una relación directa entre los montos de inversión y los montos de capitalización para cada año. Así del análisis de la propuesta de inversiones y adición de activos de la ESPH, se pone de manifiesto una total desvinculación entre el plan de inversión y la adición de activos, lo que implica una sobre proyección de la empresa tanto, en sus necesidades, como en su capacidad de construcción o ejecución

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 consideradas
Propuesta ARESEP-Período 2014-2016
(Millones de colones)

Año	2014	2015	2016	Total Período 2014-2016
Actividad				
INVERSIONES	69,62	814,23	903,53	1 787,37
ADICIONES	60,28	704,99	782,32	1 547,59

v. Retiro de activos del sistema de alumbrado público

En los cuadros 2-4 y 2-5, folios del 79 al 80, Tomo I, respectivamente, la Empresa de Servicios Públicos, presenta el retiro de activos, tanto para el activo al costo y revaluado, como lo que concierne a activos depreciados y depreciados revaluados.

Indica la empresa eléctrica, que para el período 2014-2016, son años de proyección que aún no contiene datos reales, cuyo monto se obtiene a partir del promedio estimado con base en los años reales. Dicha proyección no incluye un crecimiento ya que el histórico muestra comportamientos variables (crecimientos-disminuciones).

El siguiente cuadro muestra el retiro de activos al costo, revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluado para las obras de alumbrado público, para el período 2014-2016, elaborado por la Intendencia de Energía, con el detalle de

las cuentas utilizadas por ESPH. El cuadro fue elaborado por la Intendencia con base en los cuadros 2-4 y 2-5, folios 79 y 80.

Cuadro # 12

Programa de Retiro de Activos según ESPH - Período 2014-2016				
(Millones de colones)				
	AÑO			
	2014			
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Total Planta Alumbrado Público	13,66	42,18	13,44	42,18
Total Planta General	75,57	51,75	67,63	50,07
Total Comercialización	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos	89,23	93,93	81,07	92,25
	2015			
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Total Planta Alumbrado Público	13,66	42,18	13,44	42,18
Total Planta General	75,57	51,75	54,56	47,94
Total Comercialización	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos	89,23	93,93	68,00	90,12
	2016			
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Total Planta Alumbrado Público	13,66	42,18	13,44	42,18
Total Planta General	75,57	51,75	54,56	47,94
Total Comercialización	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos	89,23	93,93	68,00	90,12

Folios 79 y 80, Tomo I

Con base en estos datos presentados por la ESPH y las proyecciones de inflación y tipo de cambio, utilizados por la Autoridad Reguladora, para los citados años, se procedió a re calcular los montos de los retiros de activos al costo, revaluado, depreciación al costo y depreciación revaluado para las obras de alumbrado público, para el período 2014-2016, elaborado por la Intendencia de Energía, con el detalle de las cuentas utilizadas por ESPH. El cuadro fue elaborado por la Intendencia con base en los cuadros 2-4 y 2-5, folios 79 y 80.

Cuadro # 13

Programa de Retiro de Activos según ARESEP - Período 2014-2016				
(Millones de colones)				
	AÑO			
	2014			
OBRAS	Act. Costo	Act. Revalúo	Dep. Costo	Dep. Revalúo
Total Planta Alumbrado Público	13,65	42,13	13,43	42,13
Total Planta General	75,48	51,69	67,55	50,02
Total Comercialización	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos	89,13	93,83	80,98	92,15
2015				
OBRAS	Act. Costo	Act. Revalúo	Dep. Costo	Dep. Revalúo
Total Planta Alumbrado Público	13,48	41,62	13,26	41,62
Total Planta General	74,56	51,06	53,83	47,29
Total Comercialización	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos	88,04	92,68	67,09	88,91
2016				
OBRAS	Act. Costo	Act. Revalúo	Dep. Costo	Dep. Revalúo
Total Planta Alumbrado Público	13,44	41,49	13,22	41,49
Total Planta General	74,32	50,90	53,66	47,15
Total Comercialización	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos	87,76	92,39	66,88	88,64

Folios 79 y 80, Tomo I

vi. Obras asociadas al régimen de calidad reflejadas en las inversiones en el sistema de alumbrado público

La mayoría de las obras que la ESPH propone, según la empresa, conllevan la intención de garantizar la confiabilidad y seguridad del alumbrado público, sin determinar cómo evalúan la confiabilidad y seguridad de la prestación del servicio de alumbrado público. Es importante señalar que la instalación de nuevas luminarias en forma continua, satisface la demanda generada por el crecimiento por nuevos clientes, la necesidad de iluminar vías públicas, brindar iluminación de centros de educación, cementerios, centros religiosos, canchas multiuso, centros de esparcimiento y otros.

d. Retribución al capital

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

ESPH obtuvo, en primera instancia para el sistema de alumbrado público, un rédito para el desarrollo para el 2015 del 4,94% según el modelo WACC, y un rendimiento sobre el capital propio de 5,43%.

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

El primero de estos modelos indica que la tasa de rentabilidad de la empresa, se obtiene ponderando las tasas del costo del capital propio y del costo de la deuda. Este último se puede obtener, por ejemplo, como el costo marginal del

endeudamiento (v.g. tasa de interés del último crédito obtenido); como el costo promedio ponderado de los diferentes préstamos que tiene la empresa o como la razón del costo de la deuda entre el pasivo promedio.

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

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

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

En donde:

r_{kp} = Costo del capital propio

r_m = Rendimiento de una cartera diversificada de acciones y

r_f = Tasa libre de riesgo.

$r_m - r_f$ = Prima de riesgo.

β = Mide la correlación entre los rendimientos de mercado y los de una inversión específica.

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

En donde:

r_k = Costo de capital de la empresa

r_d = Costo del endeudamiento

r_{kp} = Costo del capital propio

t = Tasa impositiva

D = Valor de la deuda

P = Valor del capital propio (KP) o patrimonio

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

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

- La tasa libre de riesgo (r_f) fue obtenida como el promedio de los promedios mensuales de los últimos 12 meses de la tasa de interés de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América a 10 años plazo, con corte a enero del 2015 (2,46%). Se utilizó como fuente de información, la siguiente dirección electrónica: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.
- La Prima por riesgo (PR) ($r_m - r_f$) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls>. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses, siendo éste de 5,27% con corte al mes de enero del 2015.
- El riesgo país (r_p) no se considera en este caso, dado que al ser una empresa pública, creada para la prestación del servicio de suministro de electricidad, el riesgo país es irrelevante para la decisión de colocación del capital aportado para la prestación de este tipo de servicio público, pues las empresas no tienen la opción de colocar sus recursos en ningún otro país alternativo y consecuentemente, tampoco tienen la posibilidad de mover su capital.
- El valor de la beta (β) se obtuvo de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York, USA, según la página: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>. Su valor se estimó en 0,42 (beta desapalancada) correspondiente al dato de enero de 2015. Para su estimación se utilizó la clasificación denominada Industria Utility (General), en la cual se agrupa las empresas eléctricas más representativas del área, con lo cual se ajusta al sector que se está regulando.

- El valor del costo de la deuda (r_d) se estimó en 10,39%, el cual se obtuvo de la ponderación de las tasas de interés de los pasivos de largo plazo que tiene el sistema de alumbrado público que presta ESPH.
- La tasa impositiva (t) se supuso igual a cero (0) dado el acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999).
- El valor de los pasivos (D) es de ¢482 225 406, el capital propio o patrimonio (P) es de ¢1 689 735 863 y el valor total de los activos contemplados (A) es de ¢2 171 961 269, según la información de los Estados Financieros a diciembre del 2013 de ESPH y los datos de deuda reportados para el estudio tarifario.

Debido a que ya han pasado unos meses del 2015 y se calcula las nuevas tarifas para un periodo remanente de 9 meses del presente año, se considera que sólo debería permitirse lograr una retribución proporcional a este plazo, calculada según la siguiente fórmula:

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

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

En donde:

Rk = Rédito de desarrollo recomendado para el periodo 2015.

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

rk = Costo del capital propio (modelo CAPM).

n = Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes durante el periodo 2015 (9 meses en este caso)¹.

En el caso de las deudas que se contrajeron para realizar proyectos comunes y que por tanto involucran a todos los negocios, la distribución entre estos se realizó según el criterio de proporcionalidad establecido por la empresa.

En el cálculo de la tasa de interés promedio se utilizaron los datos disponibles más recientes de saldos, amortizaciones, cuotas mensuales e intereses con el objetivo de utilizar saldos reales y actualizados para el cálculo de deuda y costo de la misma; 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 2013 y los datos de deuda más recientes enviados con el estudio tarifario, el costo promedio ponderado del capital para los servicios que presta el ESPH es el siguiente:

Cuadro # 14
Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.
Réditos de Desarrollo

Sistemas de la empresa ESPH	Estimación ESPH		Estimación ARESEP		
	Costo de capital propio CAPM	Costo promedio ponderado del capital WACC	Costo de capital propio CAPM	Costo promedio ponderado del capital WACC	Ajustado por plazo*
Sistema de generación	5,95%	5,33%	4,79%	4,96%	4,96%
Sistema de distribución	5,95%	5,68%	5,05%	5,72%	5,72%
Sistema de alumbrado público	5,43%	4,94%	5,30%	6,43%	4,98%
Nota:					
	* Se utiliza el rédito austado dado que se espera que las tarifas tengan una vigencia cercana a los 9 meses.				

¹ Se supone que las nuevas tarifas entrarán a regir a partir del 1 de abril del 2015, es decir estarán vigentes 9 meses del presente año.

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital de ESPH alumbrado público (modelo WACC) es de 6,43% y el costo del capital propio es de 5,30%, al tiempo que se recomienda para el servicio de alumbrado público de electricidad un costo ponderado de capital ajustado por plazo de 4,98% (ver anexo # 2).

e. Cálculo de la base tarifaria

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

Los saldos iniciales se tomaron de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre del 2013, remitidos por ESPH a la ARESEP por medio del oficio TA-054-2014 del 29 de mayo del 2014. Estos saldos coinciden con los reportados en el informe de revaluación de activos del período 2013 que se presentan en el estudio tarifario, específicamente en el segmento de revaluación de activos (folios 71 al 98 del ET-172-2014).

Las tasas de depreciación fueron tomadas del acuerdo correspondiente al artículo IX de la Sesión Ordinaria 2757-93 de la Junta Directiva del anterior Servicio Nacional de Electricidad (SNE), según oficio N° 1154-DEEF-93 del 2 de septiembre de 1993; de igual fuente son los correspondientes valores de rescate de los diferentes tipos de activos. Para los casos de activos no contemplados en este acuerdo del SNE, se utilizaron los porcentajes aportados por ESPH.

De igual modo se revisó que dichas depreciaciones fueran razonables y permitieran que el activo al costo y el revaluado mostrara valores consistentes con el método, por lo anterior se procedió a corregir las depreciaciones de ciertos activos, de modo que el valor neto no estuviera por debajo de su valor de rescate, y una vez alcanzado dicho valor cesaría de depreciarse y revaluarse, permitiendo que el valor mínimo de cada activo fuera congruente con lo estipulado en el oficio antes mencionado.

Los porcentajes de los componentes interno y externo para cada activo corresponden a los datos suministrados por la empresa para el presente estudio tarifario, sin embargo es necesario que la empresa realice un estudio sobre la consistencia de dichos montos, la procedencia de los activos y la razonabilidad del valor en libros en correspondencia a los valores de mercado de activos semejantes.

Dichos porcentajes se resumen de modo general a continuación:

Cuadro # 15
ESPH – Datos de componente local y externo
Datos porcentuales

Sistema	Promedio de Porcentaje Interno	Promedio de Porcentaje Externo
OTROS	95,01%	4,99%
Edificios, estructuras y Mejoras	100,00%	0,00%
Equipo de Cómputo	98,18%	1,82%
Herramientas Mayores	100,00%	0,00%
Luminarias y sus Accesorios	71,90%	28,10%
Mobiliario y Equipo de Oficina	100,00%	0,00%
Terrenos y Derechos sobre Terrenos	100,00%	0,00%
PLANTA DE GENERACIÓN HIDRÁULICA	78,74%	21,26%
Caminos y Puentes	100,00%	0,00%
Equipo de Generación Eléctrica	100,00%	0,00%
Equipo Misceláneo	14,97%	85,03%
Presas Embalses y Conductos para Agua	100,00%	0,00%
SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO	90,18%	9,82%
Conductores y Dispositivos Aéreos	100,00%	0,00%
Equipo de Transporte	100,00%	0,00%
Luminarias y sus Accesorios	71,90%	28,10%
Postes, Torres y Accesorios	100,00%	0,00%
Transformadores	79,00%	21,00%
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	80,14%	19,86%
Conductores y Dispositivos Aéreos	100,00%	0,00%
Equipo de Subestación Reductora	86,53%	13,47%
Equipo Misceláneo	100,00%	0,00%
Equipos de Comunicación	91,59%	8,41%
Equipos Varios	26,23%	73,77%
Instalación en Predios a Consumidores	100,00%	0,00%
Medidores y Acometidas	45,16%	54,84%
Postes, Torres y Accesorios	92,97%	7,03%
Transformadores para Distribución	78,74%	21,26%
Total general	85,72%	14,28%

Fuente: Datos suministrados en Estudio Tarifario.

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 # 16
ESPH – Estados Financieros Auditados
Saldos de las Cuentas de Activos al 31/12/2013
Millones de colones

Sistema	Activos al Costo	Depreciación Acumulada al Costo	Revaluación	Depreciación Acumulada Revaluación	Total
Alumbrado Público	1 972,23	559,78	1 528,79	1 241,44	1 699,80
Administración alumbrado público	109,83	74,49	84,96	81,21	39,10
Sistema de alumbrado	1 862,40	485,29	1 443,82	1 160,23	1 660,70
Distribución	17 677,72	3 136,85	17 351,06	7 557,10	24 334,83
Sistema de distribución Energía Eléctrica	17 677,72	3 136,85	17 351,06	7 557,10	24 334,83
Generación	3 637,01	683,39	2 394,67	865,51	4 482,78
Sistema de generación carrillos	398,69	92,41	819,39	586,09	539,58
Sistema de generación Eólica el solar	61,77	14,49	5,19	0,72	51,75
Sistema de generación los negros	2 968,75	569,16	1 553,44	276,52	3 676,51
Sistema de generación los negros 2	153,75	-	12,91	-	166,66
Sistema de generación tacares	54,05	7,32	3,75	2,18	48,29
Negocio 03 Administración Energía	1 922,83	742,83	722,43	606,33	1 296,11
Administración de energía eléctrica	1 922,83	742,83	722,43	606,33	1 296,11
Negocio 06 Planta General	3 514,54	910,68	1 663,17	806,54	3 460,49
Administración Planta general	3 514,54	910,68	1 663,17	806,54	3 460,49
Total	28 724,33	6 033,53	23 660,12	11 076,91	35 274,01

Fuente: Estados Financieros auditados ESPH

Estos constituyen los saldos iniciales de la revaluación de activos, los cuales son ajustados, para eliminar los montos de los activos que no son sujetos a revaluación y a depreciación, es importante mencionar que hay datos que se revalúan y deprecian sólo en algunos periodos, de modo general el proceso se realizó de la siguiente manera:

Se tomó cada cuenta de activos al máximo nivel de desagregación posible, luego se calculan las respectivas tasas de depreciación y por consiguiente el monto de depreciación según las fórmulas establecidas en la metodología, se revisan que el activo neto no presente un valor inferior al de rescate, en caso de que se presentara esta situación se recalcula la depreciación del periodo de modo que el activo neto alcance justamente el valor de rescate, una vez alcanzado este valor el activo dejará de depreciarse y revaluarse para los siguientes periodos. Este proceso se realizó así para cada activo y en cada periodo, verificando también que las adiciones y los retiros fueran consistentes con el método a fin de que se obtuvieran valores razonables, pues existían algunas adiciones y retiros que debieron suprimirse ya que generaban valores de activos por debajo de los valores de rescate.

ii. Adiciones y retiros

Las adiciones de activos y retiros se tomaron de las cifras estimadas por los técnicos de la Intendencia de Energía, de acuerdo con el análisis de inversiones efectuado, según se detalló en la sección Análisis de inversiones, y en algunos casos específicos se realizó la modificación indicada en el párrafo anterior.

iii. Cálculo del activo fijo neto revaluado

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

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

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

Cuadro # 17
ESPH - Electricidad
Porcentajes de Revaluación de Activos
2014-2016

Sistema	Porcentaje Revaluación 2014	Porcentaje Revaluación 2015	Porcentaje Revaluación 2016
Alumbrado Público	5,93%	3,04%	3,55%
Administración alumbrado público	5,13%	3,69%	4,00%
Sistema de alumbrado	5,99%	2,99%	3,52%
Distribución	5,79%	3,15%	3,62%
Sistema de distribución Energía Eléctrica	5,79%	3,15%	3,62%
Generación	5,21%	3,63%	3,95%
Sistema de generación carrillos	5,26%	3,58%	3,91%
Sistema de generación Eólica el solar	5,13%	3,70%	4,00%
Sistema de generación los negros	5,19%	3,64%	3,96%
Sistema de generación los negros 2	5,19%	3,65%	3,96%
Sistema de generación tacares	5,24%	3,60%	3,95%
Negocio 03 Administración Energía	5,22%	3,62%	3,95%
Administración de energía eléctrica	5,22%	3,62%	3,95%
Negocio 06 Planta General	5,14%	3,69%	3,99%
Administración Planta general	5,14%	3,69%	3,99%

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH.

Debido a todos los factores citados anteriormente, los saldos del total del activo neto en operación mostraron cambios con respecto a lo calculado por ESPH, según el siguiente detalle:

Cuadro # 18
ESPH - Electricidad
Detalle del activo neto en operación promedio - Cálculo IE
2014-2016
(millones de colones)

Sistema	AFNORP* 2014	AFNORP* 2015	AFNORP* 2016
Alumbrado Público	1 676,03	1 938,17	2 485,31
Administración alumbrado público	31,61	24,63	22,42
Sistema de alumbrado	1 644,41	1 913,54	2 462,89
Distribución	24 815,95	26 147,68	27 684,91
Sistema de distribución Energía Eléctrica	24 815,95	26 147,68	27 684,91
Generación	4 510,80	4 818,35	5 132,69
Sistema de generación carrillos	533,71	739,59	953,03
Sistema de generación Eólica el solar	49,73	45,07	39,63
Sistema de generación los negros	3 709,44	3 794,71	3 879,94
Sistema de generación los negros 2	170,98	178,50	185,30
Sistema de generación tacares	46,94	60,48	74,79
Negocio 03 Administración Energía	1 249,04	1 164,86	1 085,51
Administración de energía eléctrica	1 249,04	1 164,86	1 085,51
Negocio 06 Planta General	3 379,76	3 315,99	3 324,63
Administración Planta general	3 379,76	3 315,99	3 324,63
Total	35 631,58	37 385,05	39 713,06

Fuente: Elaboración propia con datos ESPH.

* Las siglas AFNORP significa Activo Fijo Neto Operativo Revaluado Promedio.

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

- Debido a que la cuenta administración de energía eléctrica, presenta datos tanto de generación como de distribución se tuvo que realizar una segregación según lo establecido en la "Metodología de distribución de los gastos administrativos", la cual fue avalada por el acuerdo de Junta Directiva de ESPH JD-190-R del día 24 de julio del 2012, que se basa en la resolución RCR-795-2012, publicada en la Gaceta número 94 del 16 de mayo de 2012, asignando las ponderaciones de 54,52% para distribución y el monto restante para generación.
- Para el caso de los activos pertenecientes a la cuenta de planta general, esta se dividió según lo estipulado en la metodología antes mencionada asignando de este modo el 2,46% de los montos de 2013 y el 6,20% de los montos de 2014 al sistema de alumbrado público. De modo semejante para distribución y generación se asignó el 53,90% de los montos de 2013 y el 51,08% de los montos de 2014, luego para hacer la separación entre ambos sistemas se utilizó el criterio establecido en el punto anterior.
- Finalmente, la revaluación de activos se calculó partiendo de los saldos auditados al 31 de diciembre del 2013, a este total se aplicó el respectivo índice de revaluación, calculado con base en la metodología utilizada por ARESEP, con el índice de revaluación obtenido para cada tipo de activo y tomando en cuenta los parámetros macroeconómicos señalados en el presente informe, calculado con base en el componente local y externo de cada tipo de activo.

Una vez aplicadas las distribuciones de las cuentas de planta general y el de la administración de energía se obtienen los siguientes saldos finales:

Cuadro # 19
ESPH - Electricidad
Detalle del activo neto en operación promedio por sistema - Cálculo IE
2014-2016
(millones de colones)

Sistema	AFNORP* 2014	AFNORP* 2015	AFNORP* 2016
Alumbrado Público	1 885,57	2 143,76	2 691,44
Distribución	26 438,15	27 706,23	29 202,60
Generación	5 864,02	6 118,48	6 398,73
Total	34 187,74	35 968,46	38 292,78

Fuente: Elaboración propia con datos ESPH.

* Las siglas AFNORP significa Activo Fijo Neto Operativo Revaluado Promedio.

f. Análisis financiero

i. Criterios generales de proyección aplicados

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

- Para la proyección de gastos de todos los sistemas (generación, distribución, y alumbrado público) correspondientes a los años 2014, 2015 y 2016, se tomó como año base el 2013, con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo.
- No se incluyó en el análisis la variación del año base respecto al periodo anterior, debido a que ESPH procedió a la reclasificación de los centros de costo del negocio de energía eléctrica; por consiguiente, esto limita la comparación de las cifras de los años 2012 y 2013.
- Se realizó un análisis histórico de las partidas para cada uno de los periodos 2013 y 2014, estos se anualizaron y se observó su variación respecto al indicador económico correspondiente (inflación, decretos salariales, etc.) de los periodos indicados.
- Para la proyección de los gastos generales se utilizaron los porcentajes de inflación de 4,52%, 3,08% y 4,00% para los periodos 2014, 2015 y 2016, respectivamente.
- Los tipos de cambio utilizados son de ¢543,91, ¢542,83 y ¢542,81 por US\$ para los periodos 2014, 2015 y 2016, respectivamente.
- Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:
 - ✓ El análisis horizontal sobre las partidas objeto de gasto y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).
 - ✓ El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.
- Para el análisis de las partidas objeto de gasto, se analizó las justificaciones que presentó ESPH, en el caso de las partidas relevantes dentro de la estructura de gastos, se procedió a verificar la documentación de respaldo que permitiera validar la justificación del gasto incurrido.
- Cabe señalar, que mediante nota 221-IE-2015, en los puntos 30 y 39, entre otros, esta Intendencia solicitó al petente aportar la documentación que respalda el gasto incurrido. Ante la omisión de ésta, se consideró los criterios generales de proyección para todas las partidas, exceptuando el rubro de "remuneraciones".

- En el caso de partidas cuya proyección o ejecución refleja un incremento menor al indicador económico, se consideró el dato que indica la empresa (en el tanto no exista evidencia de que la cuenta amerite otro valor).
- No se consideró la variación de las partidas en las que la entidad no presentó justificación alguna.
- Se excluyó de la proyección, las erogaciones de naturaleza no recurrente.
- Se analizaron las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:
 - ✓ Pese a que la empresa refiere a ajustes salariales producto de un estudio de mercado que refiere el acuerdo JD-211-2014 y cita:
 1. Mantener el ajuste salarial que se aplicó en el año 2014 a la escala general, y puesto secretario junta directiva el cual fue una tercera parte de los porcentajes propuestos por la administración.
 - 2- Suprimir los ajustes de los años 2015 y 2016 a la escala general, y secretario junta directiva, hasta tanto se realice el estudio de actualización e implementación del estudio elaborado por Price Waterhouse Cooper (PWC).
 - 3-Ordenar la actualización e implementación del estudio de mercado salarial contratado a (PWC) al 30 de junio del año 2014 para toda la organización de la ESPH, S.A. (...) (folio 968, ET-164-2014).

La entidad no incorporó el informe en el presente estudio para su análisis y validación. Ante la carencia de información que permita validar el procedimiento, conclusiones, resultados y recomendaciones del estudio, esta Intendencia proyectó las cifras de salarios de los ejercicios 2014, 2015 y 2016, a partir de las erogaciones incurridas por ese concepto para el periodo 2013, considerando como aumento máximo los decretos del poder ejecutivo que corresponden a un 0,43% y 4,00% para el primer y segundo semestre del 2014, respectivamente y la inflación para los años 2015 y 2016, correspondiente a un 3,84% y 4,00% respectivamente (el periodo 2015 incluye el ajuste pendiente en la categoría de profesionales).
 - ✓ Se contemplaron los siguientes porcentajes 8,33%, 8,19%, 24,17%, 0,50%, 1,50% y 7,00%, para las partidas denominadas “Décimo tercer mes”, “Salario escolar”, “CCSS”, “Contribución patronal al IMAS”, “Contribución patronal al INA” y “Aporte Especial al F.R.A.P.”, respectivamente.
 - ✓ La partida “CCSS” corresponde a un 24,33% a partir del año 2015, debido a que incluye el gasto por concepto de “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS”, éste se modificó (5,08% a partir de ese periodo), según el reglamento de la Caja Costarricense del Seguro Social (CCSS).
- El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de energía eléctrica y alumbrado público, con base en los siguientes porcentajes 97,74% y 2,26%, respectivamente.

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.

- **Administración de planta general asignada directamente al negocio 04**
 - ✓ Las plazas nuevas para los años 2015 y 2016 incluidas en la petición tarifaria del servicio de alumbrado público, corresponde a las plazas que el petente incorporó en el negocio 03 (energía), estas plazas se incluyeron en la partida de “administración de planta general asignada directamente al negocio 03”.
 - ✓ El rubro de remuneraciones de planta general del periodo 2013, no es comparable con las proyecciones de la empresa para los años 2015 y 2016, ya que éstos últimos incorporan la porción “administración” que se identificaba de forma separada en el año base.

Para la proyección de este rubro, se consideró la sumatoria de ambos, de manera que fuesen comparables con los datos suministrados por el petente.
 - ✓ El gasto por concepto de “pérdida en venta división alumbrado público” se considera en las proyecciones del área de “mercado”.

- ✓ Las pérdidas que se derivan de la gestión de la empresa para salvaguardar los activos, tales como “diferencias de inventario” o “diferencias de caja” no se incorporan en las tarifas, por cuanto el regulado tiene el deber de cumplir con la Ley de Control Interno (N° 8292).
 - ✓ El detalle que remite el petente para justificar la partida “licencias de software” muestra el detalle de activos intangibles pertenecientes al negocio 03, por tal motivo no se incluyó en el negocio 04 del servicio de alumbrado público.
 - ✓ La partida “servicios de limpieza” considera el monto descrito en el contrato correspondiente a la suma de ¢64,26 millones al año y éste se incluye en la partida de “planta general” que se asigna de forma indirecta a todos los negocios.
 - ✓ No remitió detalle de los costos de planta general asignados de forma directa al servicio de alumbrado público para el año 2014, por lo que consideró los criterios generales de proyección.
 - ✓ El total de costos incluidos por concepto de planta general asignado de forma directa al negocio 04 asciende a ¢159,94 y ¢148,52 millones para los años 2015 y 2016, según el orden citado.
- **Administración de planta general asignada de forma indirecta a los 8 negocios de la empresa**
 - ✓ La empresa justificó el incremento de la partida “Dietas miembros junta directiva” con el ajuste en el monto de las sesiones que asciende a ¢120 575 para cada una, hasta un máximo de 8 por mes, sin embargo se debe comprobar el número y monto de reuniones ejecutadas al mes y al año, para efectos de proyección de consideró el año base, aunado a la inflación (folio 111 del ET-164-2014).
 - ✓ La partida “servicios de limpieza” considera el monto descrito en el contrato correspondiente a la suma de ¢64,26 millones al año.
 - ✓ La entidad no presentó documentación para demostrar el incremento en la partida “otros servicios”, el contrato de “servicios nuevos” está incluido en los datos del periodo 2013.
 - ✓ La partida “mantenimiento de equipo” presenta mantenimientos correctivos que se califican como erogaciones no recurrentes, por ejemplo, el mantenimiento correctivo y la reparación de impresoras, microondas, etc.
 - ✓ En la partida “alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario”, la empresa no presentó justificación del incremento en el alquiler de vehículos, ni indicó el motivo por el cual el alquiler de fotocopiadoras de plataforma y junta directiva pasó de 300 000 a 600 000 del año 2013 al 2014. Se proyectó el año base en relación a lo que establecen los criterios generales de proyección.
 - ✓ Se excluyó los gastos de naturaleza no recurrentes identificados en las partidas de “alquileres diversos” y “alimentación (Viáticos)”.
 - ✓ Se excluyó las erogaciones cuyo objeto no demuestra su relación con el servicio eléctrico, por ejemplo, el pago de alquiler de un sitio alterno incluido en la partida “alquileres diversos” por el monto de ¢0,90 millones, el vestuario (uniformes) y gastos varios de la partida “gastos ambientales” tales como desayuno y almuerzo de docentes y estudiantes, compra e impresión de libros “la calidad del agua” y “la basura y sus tesoros”, entre otros.
 - ✓ El detalle que remite el petente para justificar la partida “licencias de software” muestra el detalle de activos intangibles pertenecientes al negocio 03, por tal motivo se incluyó la amortización del periodo (estimada a partir de los datos suministrados) en la cuenta “administración del negocio 03”.
 - ✓ Las “pérdidas en venta división energía eléctrica” se incorpora en los cálculos que muestra el apartado de mercado, por lo tanto no se proyecta en resultados.
 - ✓ Las “diferencias de inventario” no se deberían trasladar al usuario como un costo en las tarifas, ya que estas se originan por la gestión de la empresa en el manejo de sus inventarios.
 - ✓ Los gastos de “administración de planta general asignada de forma indirecta a los 8 negocios” incluidos en las tarifas corresponden a los montos de ¢613,21 y ¢644,03 millones para los años 2015 y 2016, respectivamente.
 - ✓ Se asignó un 6,20% al negocio 04 de alumbrado público; éste último asciende a los montos de ¢38,03 y ¢39,94 millones para los años 2015 y 2016, según el orden citado.
 - **Gastos de operación, mantenimiento y administración sistema de alumbrado público:**
 - ✓ En la partida de “salarios” se consideró lo descrito en los criterios generales, y se realizó la estimación después de analizar los datos incluidos en la carpeta “salarios semestrales” y el archivo “Resumen I SEM 13_II SEM 13 y

SEM 14 energía y alumbrado.xls” y cotejar éstos con los reportes a la CCSS para el periodo 2014. La proyección sobre estas cifras corresponden a los montos de ¢112,67 millones y ¢117,45 millones, para los años 2015 y 2016 respectivamente, considerando los rubros de sueldos y cargas sociales.

Conforme a lo descrito se refleja disminuciones por concepto de salarios de operación y mantenimiento de alumbrado público, por los montos de 8,33 y 10,50 millones, para los años 2015 y 2016 respectivamente, o su equivalente en términos porcentuales de 6,88% y 7,87%, en el mismo orden citado.

El rubro de “salarios” atribuibles a “planta general” se analizó de forma separada en el apartado correspondiente. Los costos de comercialización están implícitos en el negocio 03 (energía), ya que al verificar el año base el negocio 04, no contenía erogaciones por este concepto.

- ✓ No justificó el incremento en el año 2014, ni suministró documentación o cálculos que demuestren el monto cargado a las partidas “Impresos de Facturas por Servicios (Recibos)”, “Comisión por Cobro a los Abonados””, por lo que se excluyó su variación de la proyección.
- ✓ La cuenta “Servicio de reparto de recibos” presentó un movimiento inconsistente en el mes de agosto del año 2014, respecto a los registros de los demás meses de ese periodo, éste originó el incremento de la partida respecto al año base. Para la proyección se consideró lo descrito en los criterios generales.
- ✓ Se excluyó los gastos de naturaleza no recurrentes identificados en las partidas “materiales de papelería y útiles de oficina”, “Otros (Impresos, Reproducciones y Rótulos)”, “mantenimiento de equipo” y “Alimentación (viáticos Nacional)”.
- ✓ De acuerdo con los resultados anteriores, los gastos de operación, mantenimiento y administración son de ¢167,52 y ¢ 179,81 millones para los años 2015 y 2016, respectivamente.

- **Servicio de regulación**

- ✓ El canon asignado al servicio de alumbrado público corresponde a las sumas de ¢1,47 y ¢1,69 millones, para los años 2015 y 2016, respectivamente, estimado al aplicar un 2,26%, sobre el canon eléctrico para el periodo 2015, publicado en La Gaceta del 20 de octubre del 2014 (Alcance 57) y el canon del año 2016 (según los datos suministrados por la Dirección de Planificación Estratégica).

- **Depreciación de activos**

- ✓ El monto incluido en las tarifas del servicio de alumbrado público por concepto de “depreciación de activos” corresponde a ¢261,10 y ¢412,81 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.

- **Otros Ingresos**

- ✓ Se incluyó los “otros ingresos” derivados de la prestación del servicio de distribución alumbrado público. Para la proyección de los años 2015 y 2016, se utilizó el promedio de los últimos 5 años, para un total de ¢45,16 y ¢48,84 millones, respectivamente.

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 alumbrado público, según saldo promedio mostrado en los Estados Financieros Auditados de los años 2011, 2012 y 2013. El total de estas cuentas por cobrar se divide entre las ventas de alumbrado público, según los Estados Financieros Auditados y se multiplica por 360 días, para la obtención de un período medio de cobro de 143,60 días.

Cabe mencionar, que para futuros estudios tarifarios, se estará utilizando como parámetro de comparación el periodo medio de cobro de la industria, es criterio de la IE considerar el indicador más adecuado.

iv. Análisis de Resultados

Los siguientes son los resultados obtenidos para el sistema de alumbrado público una vez que se realizaron las modificaciones explicadas en los puntos anteriores; se disminuciones en el total de costos del 1% y 7% para los años 2015 y 2016, en relación a los costos solicitados por ESPH en esos periodos; cabe señalar, que el efecto en los costos propios, representa una disminución del 7% y 2%, en el mismo orden citado.

La diferencia radica principalmente en las variaciones de precios que presentan las compras al ICE, incluido el rezago que se consideró en el ET-106-2014 "ajuste extraordinario por concepto de importaciones ICE" y el ajuste ordinario según consta en los expedientes ET-145-2014 (generación) y ET-146-2014 (transmisión), que afectaron a las empresas distribuidoras y repercute sobre los servicios de alumbrado público que éstas prestan.

Éste último no fue considerado por ESPH al momento de presentar la solicitud de ajuste tarifario, por lo tanto la estructura de costos y rentabilidad propuestas por el petente no es comparable con la realidad del negocio y por ende con los resultados que estimó esta Intendencia.

Los costos de operación y mantenimiento se redujeron en un 21% y 20%, respectivamente. Asimismo, se evidencia un incremento en el gasto de depreciación y se incorpora el capital de trabajo dentro de la base tarifaria.

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

Cuadro # 20
ESPH –Sistema de Alumbrado Público
Resumen de Costos y Gastos de Operación 2015-2016
(en millones de colones)

DETALLE	2 015				2 016			
	ESPH	Aresep	Variación Absoluta	Variación Porcentual	ESPH	Aresep	Variación Absoluta	Variación Porcentual
GASTOS DE OPERACIÓN								
Compras de Energía Eléctrica	518,27	599,30	81,03	16%	535,41	464,70	-70,71	-13%
Gastos de Operación y Mantenimiento	416,62	328,92	-87,70	-21%	412,97	330,02	-82,95	-20%
Operación y administración de Alumbrado		167,52	167,52			179,81		
Planta general asignado de forma directa al negocio 04		159,94	159,94			148,52		
Canon de regulación		1,47	1,47			1,69		
Gastos de Administración Aplicados (a todos los negocios)	47,20	38,03	-9,17	-19%	49,22	39,94	-9,28	-19%
Depreciación Sistema Oper. Y Mantenimiento	254,19	261,10	6,91	3%	340,98	412,81	71,82	21%
TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN	1 236,28	1 227,35	-8,93	-1%	1 338,58	1 247,47	-91,11	-7%

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 ESPH necesita un aumento promedio del 10,80% en sus tarifas a partir del 01 de abril del año 2015, generando un rédito ajustado por plazo y redondeo del 4,93% Para el periodo 2016 se mantiene el precio en las tarifas para alcanzar el rédito anual ajustado por redondeo del 6,17%.

3. Estructura tarifaria

Dado el análisis efectuado en las secciones precedentes, lo recomendable es establecer la tarifa para el servicio de alumbrado público que presta la ESPH a partir del 1 de abril de 2015 en ¢ 3,38 por kWh, y mantener las descripciones del pliego tarifario aprobado en la resolución 1031-RCR-2012.

III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS

La variación en las tarifas del servicio de alumbrado público que presta ESPH, S.A. y las diferencias con respecto a lo solicitado inicialmente por esta empresa, se explica primordialmente por las siguientes razones:

- 1. El trámite de esta solicitud tarifaria de ESPH inició antes de aprobarse los últimos ajustes tarifarios del ICE (resoluciones RIE-017-2015 y RIE-018-2015 publicados en el Alcance # 11 a La Gaceta # 40 del 26 de febrero del 2015), por lo que dicha solicitud no incorpora los ajustes tarifario que finalmente se le aprobaron al ICE. Esto implica que los cálculos de costos aportados por la Empresa están subestimados en las cuentas relacionadas con las compras de energía al ICE.*
- 2. Los gastos que la IE estima para los años 2015 y 2016 serían de ¢1 227,35 y ¢1 247,47 millones respectivamente. Los costos propios de la entidad reflejan una disminución del 7% y 2% para los años 2015 y 2016, en el mismo orden citado. Algunos de los costos que más se han ajustado, según los cálculos de la IE con respecto a los presentados por ESPH son:*
 - El efecto de las compras al ICE en el sistema de distribución que repercute en el servicio de alumbrado, sobre todo debido a lo comentado en el punto anterior.*
 - Los gastos de operación, mantenimiento y administrativos del negocio 04 (alumbrado público) que presenta una reducción del 21% y 20% para los años 2015 y 2016 respectivamente, en relación a lo indicado por el petente y,*
 - Los gastos de administración “planta general” y “comercialización”, éstos últimos se contemplaron en el negocio 03 (sector de energía).*
- 3. ESPH, S.A. supuso en sus cálculos que el ajuste tarifario contempla los años 2015 y 2016 (para los meses de enero a diciembre), mientras que la IE estima que este entraría a regir en abril del 2015, conforme a los plazos definidos por ley.*
- 4. Es importante reiterar que ESPH no contempló dentro de sus costos proyectados el efecto que tienen los ajustes tarifarios aprobados para los sistemas de generación y trasmisión del ICE a partir del 1 de marzo del 2015.*
- 5. Todo lo anterior implica que mientras ESPH, S.A. solicita unos ingresos adicionales de ¢118,41 y ¢204,82 millones para los años 2015 y 2016, la IE recomienda aprobar el monto de ¢98,64 y ¢134,11 millones, en el mismo orden citado.*

(...)

V. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN

De acuerdo con el análisis que antecede y las limitaciones de información evidenciadas en el expediente ET-172-2014, se considera necesario que para el siguiente estudio tarifario correspondiente al servicio de alumbrado público que presta ESPH o con la periodicidad que se indica, se cumplan con los siguientes requerimientos, en el caso de los cuadros solicitados (impresos y electrónicos) deben contener los totales para filas y columnas y estar debidamente vinculados y formulados entre ellos si así se amerita:

1. *Los estados financieros auditados deben estar acompañados por la información complementaria que contenga la información financiero-contable del sector y de cada uno de los negocios y/o sistemas. Asimismo debe identificar de forma separada los gastos de operación y mantenimiento, administración del negocio 04 y planta general (asignación directa e indirecta).*

Presentar el mismo nivel de detalle de los estados financieros certificados con corte reciente a la presentación de la solicitud de ajuste tarifario.

2. *Justificar los recursos financieros ejecutados y que fueron asignados en la última fijación tarifaria del último año calendario y del año en ejercicio con corte al mes inmediato anterior a la presentación de la petición tarifaria.*
3. *Presentar para cada sistema el levantamiento de activos, que reflejen el saldo ajustado deduciendo el retiro de activos, con corte al mes de diciembre de cada año.*
4. *Justificar los salarios capitalizables en las inversiones de todos los sistemas (y que cumplan con el criterio que establece la Norma Internacional de Información Financiera N°16 "Propiedades, planta y equipo"). Éstos se deben identificar de forma separada en los cálculos de las inversiones y adiciones.*
5. *Presentar un análisis vertical y horizontal de todos los gastos y para los gastos (relevantes) cuyo peso representa más del 5% del grupo de cuentas al que pertenece o su variación año con año sea superior a la inflación u otro indicador económico que aplique para el tipo de gasto (ejemplo: decretos de salarios mínimos, etc.), deberá remitir los comprobantes o documentos de respaldo que justifican las erogaciones incurridas para brindar el servicio eléctrico y los gastos que se prevé a futuro (ejemplo: facturas, contratos, proformas, estadísticas, planes de mantenimiento correctivos o preventivos, intención escrita para renovar contratos, entre otros). En el caso que un comprobante justifique dos o más partidas y/o grupos, éste debe referir a la matriz donde se evidencia la distribución y asignación de este costo entre las diferentes partidas.*
6. *Incluir en una matriz de referencia (Anexos N° 4 y 5) las erogaciones (relevantes) incurridas o previstas para los años de estudio, indicando el grupo de cuenta al que pertenece y partida objeto de gasto que justifica, referir al documento de respaldo con el número de folio de la petición donde se incluye.*
7. *Incluir en la justificación de las partidas relevantes el análisis costo-beneficio de incurrir o no en ese costo.*
8. *Detallar los costos históricos y proyectados según el tipo de gasto (operación y mantenimiento, administración, planta general, comercial, etc.).*
9. *Remitir el "detalle de cuotas de seguro social y otras instituciones" y la planilla de cada uno de los negocios reportados a la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS).*
10. *Remitir la conciliación de salarios para cada uno de los negocios de forma refleje los saldos de la documentación que se presenta a la CCSS, en el caso del negocio 03, deberá identificar claramente los salarios de los sistemas de generación, distribución y administrativos de energía; en relación al negocio 06, deberá identificar los salarios por concepto de "planta general" (asignación directa e indirecta) y "comercialización" con su respectiva distribución entre los 8 negocios.*

Deberá indicar en la conciliación la porción de salarios que se carga a gasto e inversión en cada uno de los negocios, sistemas y grupos de cuentas (mensual y anual), ejemplo para el caso de los gastos de planta general, éste se debe presentar de forma mensual con la porción que corresponde a gasto e inversión, la sumatoria de saldos mostrará el monto anual por ese concepto.

Adicionalmente, la conciliación de salarios debe identificar las erogaciones que resultan de la prestación de servicios interinstitucionales o a terceros.

11. *Detallar los salarios de todos los servicios eléctricos incluidos en los costos históricos y proyectados, especialmente los que conciernen a los meses de junio y diciembre de cada año.*

12. *Presentar el informe que propone ajustes salariales distintos a los decretos del poder ejecutivo, éste deben contener como mínimo el efecto costo-beneficio de los ajustes, procedimiento, fuente u origen de los datos, conclusiones, resultados y recomendaciones del estudio.*
13. *Detallar el plazo y montos que perciben los funcionarios contratados bajo modalidad de tiempo definido, ejemplo servicios especiales.*
14. *Detallar los costos comunes (comercialización, planta general, etc.) que muestre el saldo global y separado para cada uno de los negocios. Remitir los criterios, metodología y cálculo que se utiliza en cada cuenta y/o partida para su asignación.*
15. *Indicar el número de sesiones que realiza la Junta Directiva en el año base, así como el costo promedio incurrido en cada una de ellas.*
16. *Remitir el criterio para elegir el proveedor del servicio de vigilancia y aseo, indicar los metros cuadrados que cubre el servicio y el número de oficiales, para cada área o sector descrito en los contratos.*
17. *Detallar los costos incluidos en la partida "materiales de construcción" e indicar los montos cargados a cada uno de los proyectos que desarrolla la entidad.*
18. *Revelar la información que indica la NIC 38 para justificar el gasto "absorción de partidas amortizables e intangibles", así como un detalle que muestre la fecha de adquisición del activo intangible, vida útil, descripción u objeto de éste, proyección de su amortización (que incluya las fechas de corte, visualizado de dos formas: a. detalle general consolidado y b. separado para cada uno de los negocios y grupo de gasto) y la documentación necesaria para demostrar el gasto incurrido y la justificación técnica de las proyecciones (ejemplo, facturas, cotizaciones, contratos, etc.).*
19. *Los intangibles que corresponden a varios negocios, deben evidenciar la asignación a todas las actividades de la empresa, para ello debe aportar los criterios y metodología de distribución.*
20. *Detallar los mantenimientos y reparaciones de todos los servicios eléctricos que presta la empresa, brindando una descripción del gasto (monto, fecha del gasto, recurrencia, referencias, etc.), así como el plan de mantenimiento para años futuros, que muestre los posibles costos de los mantenimientos (clasificándolos en preventivo y correctivo) y los periodos que éstos se ejecutarán.*
21. *Un detalle de los gastos no recurrentes u ocasionales, separado por cuentas y partidas contables y e indicar aquellos gastos que por su naturaleza son de un periodo específico y no se van a dar en el próximo, en caso de excepciones si el gasto se contempla en varios periodos, indicar su justificación y el monto que corresponde a cada ejercicio.*
22. *Remitir copia de las pólizas de seguros, detalle de su registro en las cuentas contables, cálculos y criterios para su asignación.*
23. *Todos los cuadros incluidos en los informes remitidos a esta Intendencia (impresos y electrónicos) deben contener los totales para filas y columnas y debidamente vinculados.*
24. *Presentar la información con el estado de estado de las obras de alumbrado público, que muestre el avance en términos monetarios y físicos.*
25. *Presentar el histórico de ejecución de las obras para los años 2009 al 2014, utilizar como base de comparación la información real contenida en el expediente ET-227-2012, identificando aquellas que son propias del sistema de alumbrado público.*
26. *Separar en el análisis de inversiones y base tarifaria, la información de los activos que corresponde a cada una de las actividades que brinda la empresa. Asimismo, separar para cada uno de los sistemas, todos los datos y documentación pertinentes a las obras, activos y/o costos asociados a su mantenimiento, ejemplo, los costos relacionados con el Sistema de medición de las plantas de generación.*
27. *Indicar la metodología, criterios y cálculos para asignar los activos de uso común (ejemplo: planta general), entre todas las actividades que brinda su representada. En el caso de que los activos utilizados en la*

administración del negocio (ejemplos: equipo de cómputo, transporte y oficina) sean propios del sistema de alumbrado público, deberá suministrar un detalle de estos (auxiliar de inventario), que muestre los saldos con corte a diciembre 2013 y 2014.

- 28.** *Detallar los retiros de activos según el siguiente desglose: fecha del retiro, descripción del activo retirado, número de activo, valores (costo, revaluado y sus respectivas depreciaciones), sistema y grupo de activos al que pertenece, uso final del activo (venta, desecho, reparación u otro). En el caso que la venta del activo diere origen a una pérdida o ganancia indicar el valor de ésta; si por el contrario se retira para su reparación, deberá indicar la fecha y monto de su reincorporación dentro de la operación del negocio.*
- 29.** *Remitir la documentación que demuestre la forma de valorar las adiciones más significativas para los periodos 2015 y 2016, ejemplo: cotización de un proveedor, precio de la última compra, etc.*
- 30.** *Debe la ESPH remitir a la Autoridad Reguladora, cada semestre y al momento de presentar cada estudio tarifario, un informe del avance o estado de las obras ejecutadas de su programa de inversiones reconocidas por la Autoridad Reguladora, con los formatos actualmente empleados, así como un resumen del estado actual de las obras en la actividad de alumbrado público.*
- 31.** *En las próximas peticiones tarifarias que tramite la ESPH:*
 - a) Indicar la razón clara de la baja ejecución de obras. En los planes de inversión deben contemplarse únicamente los proyectos listos para construirse o ejecutarse (materiales, equipo adquirido, estudios topográficos, permisos de paso, permisos de construcción, servidumbres, coordinación institucional, otros).*
 - b) Debe adjuntar en la justificación de las inversiones, las estadísticas asociadas y solicitadas en la Resolución RRG-3227, de las catorce horas y treinta minutos del quince de octubre del dos mil tres, Expediente ET-089-2003, publicada en el Diario Oficial La Gaceta No.215, del siete de noviembre del dos mil tres, Por Tanto VII, de los últimos 5 años y esquematizar el plan de inversiones tanto en forma semestral como anual.*
- 32.** *Presentar la información sobre la revaluación de activos, el rédito para el desarrollo y la determinación de la base tarifaria de acuerdo con los formatos que le señale la Intendencia de Energía, estos formularios servirán para la uniformidad de los cálculos necesarios para el desarrollo de los estudios tarifarios y le serán suministrados oportunamente por la Intendencia.*
- 33.** *Los datos de activos, adiciones, depreciaciones, revaluación e inversiones deben presentarse y realizarse bajo un sistema de cuentas contables específicas, las cuales deben estar codificadas y presentar uniformidad entre todos estos segmentos, es decir todas estas secciones se deben realizar con el mismo catálogo de cuentas y con la misma modificación, lo anterior pues estas secciones se realizaron con cuentas similares, pero con nombres que presentaban algún nivel de diferencia, razón por la cual se requiere una uniformidad completa.*
- 34.** *Presentar un análisis de la procedencia de todos los activos, de modo que se determine el porcentaje local y externo, lo anterior pues en este momento se utilizan cuentas generales, diferentes a las cuentas presentadas en los estados financieros, por ello se requiere que se haga un análisis más explícito sobre la determinación del componente local y externo y que el nivel de desagregación sea coincidente con las cuentas específicas utilizadas en los activos, revaluaciones, depreciaciones, adiciones e inversiones, tal y como se explicitó en el punto anterior.*
- 35.** *Para el próximo estudio tarifario se requiere que además de la información de deuda presentada con cierta periodicidad, se adjunte un informe de los gastos cubiertos con los desembolsos efectuados, de modo que se pueda determinar explícitamente la asignación de dichos recursos.*
- 36.** *Presentar un estudio de los activos totalmente depreciados por sistema o servicio.*
- 37.** *Presentar un levantamiento de activos (con el mismo nivel de desagregación que los puntos anteriores) que refleje el saldo ajustado, deduciendo el retiro de activos, incluyendo un informe de auditoría cuyo alcance refleje la verificación de los ajustes y saldos de los activos en los estados financieros.*

38. Presentar un informe semestral sobre los costos efectivamente incurridos (con su respecto respaldo) en la ejecución de las inversiones que realice la empresa. Este informe debe indicar el lugar de procedencia de los bienes (no de la empresa que lo comercialice).
39. Presentar semestralmente un informe que indique las características de la deuda, es decir: el plazo, tasa de interés, objeto del préstamo (relacionar con los planes de inversión de la empresa), monto, institución prestamista, proyecciones de amortización e intereses; además, se requiere que se adjunte los contratos de préstamos.
40. Se requiere que los estados financieros auditados presenten este nivel de desagregación para las cuentas específicas de modo que exista un apartado que presenten estados financieros por unidad de negocios con este nivel de detalle presentado en los puntos anteriores.
41. Todos los cuadros incluidos en los informes remitidos a esta Intendencia (impresos y electrónicos) deben contener los totales para filas y columnas y debidamente vinculados.

(...)

VI. CONCLUSIONES

1. ESPH presentó una solicitud para fijar la tarifa de alumbrado público en ¢ 3,41/kWh para el 2015 y ¢3,56/kWh para el 2016, lo que implica incrementos del 11,68% y 16,83% respectivamente sobre la tarifa actual (¢3,05 /kWh).
2. Luego de respectivo análisis técnico se reconocen gastos tarifarios por ¢ 1 227,3 millones en el 2015 y ¢ 1 247,4 millones en el 2016; lo que implica una disminución con respecto a lo solicitado por la empresa de 1% y 7% respectivamente.
3. Por lo anterior, se recomienda fijar una tarifa de ¢ 3,38/kWh. Esto implica un ajuste del 10,8% con respecto a la tarifa actual.
4. Dados los resultados financieros mostrados en el análisis efectuado por la IE no se considera necesario realizar una fijación diferenciada de esta tarifa para los años 2015 y 2016.

(...)

- II. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la consulta pública, del oficio 526-IE-2015 del 20 de marzo de 2015, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

(...)

A continuación se procede a resumir las oposiciones presentadas y a su respectivo análisis:

1. **Bernal Lara Soto**, portador de la cédula de identidad 4-0077-0333:
Observaciones: No presenta escrito. Hizo uso de la palabra en la audiencia pública. Teléfono: 8390-7282
Notificaciones: Apartado Postal 1066-3000 Heredia.

(...)

Como parte del estudio efectuado por la Intendencia de Energía (IE) se han analizado las partidas de inversiones presentadas por la Empresa en su solicitud tarifaria, ajustando los valores según los criterios técnicos que se detallan en este informe. También se han analizado las partidas de gastos y costos, para ajustarlas de acuerdo con los criterios que

establece la legislación vigente, especialmente en lo correspondiente a no reconocer gastos desproporcionados, y en el tema salarial, al no aportar la empresa información suficiente sobre los ajustes se reconoce únicamente los aumentos decretados por el Ministerio de Trabajo.

2. Juan Rafael Morales Rojas, portador de la cédula de identidad N.º 4-0102-0283:

Observaciones: No presenta escrito. Hizo uso de la palabra en la audiencia pública. Teléfono: 8925-6613

Notificaciones: Fax: 2263-5445 y al correo electrónico: jrmorales@ice.co.cr

(...)

Se le aclara al señor Morales, que la respectiva convocatoria a audiencia pública que se ha publicado en los periódicos nacionales y en La Gaceta indica claramente que se trata de los ajustes tarifarios tramitados bajo los expedientes ET-164-2015, ET-167-2015 y ET-172-2015.

(...)

Se incide que la cuenta correspondiente a gastos en salarios y sus cargas sociales ha sido analizada en detalle como parte del estudio tarifario que realiza la Intendencia de Energía (IE); en este informe se incluyen los criterios que se utilizan para este análisis, concluyéndose que en general, los gastos que incluye la Intendencia de Energía (IE) son menores que los incluidos en la solicitud tarifaria de ESPH. En la proyección realizada por la Intendencia de Energía (IE), los gastos salariales se ajustan según los parámetros de inflación y ajustes salariales aprobados por el Gobierno y se incluye personal nuevo al cálculo bajo el criterio de la relación que debe tener el personal contratado con la cantidad de servicio que presta la empresa, esto como medida de eficiencia a nivel tarifario.

(...)

Como parte del análisis efectuado en este estudio tarifario, se incluye el análisis de lo ocurrido financieramente en el pasado reciente (v.g. 2013 y 2014), ajustando los costos y gastos que se consideran han tenido o tienen comportamientos no justificados, lo cual se detalla en el desarrollo de este informe.

(...)

La Autoridad Reguladora procura poner a disposición de todos los usuarios toda la información que se relaciona con los servicios públicos. Toda la información que sustenta cada estudio tarifario está disponible en los respectivos expediente tarifarios, los cuales son públicos y de acceso por diferentes medios: impresos (en nuestras oficinas), en digital (en nuestra página web), etc.

Se hará llegar su observación sobre las dificultades que ha tenido para acceder información de nuestra página web a los encargados del tema.

(...)

Las nuevas inversiones o adiciones de activos son un elemento en la metodología tarifaria que aplica la Autoridad Reguladora en este caso. En el estudio de Alumbrado Público, las luminarias que se incluyen en los cálculos corresponden a cambios de las más antiguas, para mejorar el nivel de eficiencia en la gestión de ese servicio.

(...)

La energía que la ESPH tiene disponible para sus usuarios directos proviene de dos fuentes: de la generación propia y de las compras al ICE. Ambas fuentes tienen costos diferentes y estos están incluidos en los costos de las tarifas.

En esta ocasión se separa de la estructura de costos los gastos e ingresos asociados a la generación eléctrica, los cuales hasta el momento se encontraban en un único servicio de distribución. Eso es importante, toda vez que a nivel

regulatorio son servicios diferentes, y su separación contable hace que se transparenten mejor los costos de cada uno de ellos.

3. Gladys Buitrago Vallejos, portadora de la cédula de identidad N.º 1-0447-0395:

Observaciones: No presenta escrito. Hizo uso de la palabra en la audiencia pública. Teléfono: 6073-2831

Notificaciones: Al correo electrónico: gladysbuitrago76@gmail.com

(...)

Como parte de análisis tarifario realizado en este estudio, se han realizado ajustes en todos los costos incluidos en la tarifa eléctrica, para garantizar que se aplica criterios de racionalidad en sus cálculos. Se debe tomar en cuenta que los costos relacionados con el servicio eléctrico evolucionan según el comportamiento de muchas variables (económicas, ambientales, internas, externas, etc.) y no solo con respecto a la inflación local.

(...)

Identificada que su inquietud se refiere a temas referentes a la facturación del suministro de electricidad, se le informa que la misma será trasladada a la Dirección General de Participación del Usuario de la ARESEP para su respectiva atención.

(...)

Como parte del análisis efectuado, se considera el porcentaje de pérdidas del sistema, para determinar su razonabilidad, dichas pérdidas de electricidad se constituyen de las llamadas pérdidas técnicas, que tiene que ver con el funcionamiento normal de la red de distribución y las llamadas pérdidas no técnicas, que tienen que ver con lo indicado por la opositora. Así que se analizan los porcentajes de tal forma que se reconoce a nivel tarifario únicamente el monto promedio para el territorio nacional.

4. Defensoría de los Habitantes de la República, representada por la Licda. Ana Karina Zeledón Lépiz, Directora de Asuntos Económicos, cédula 1-0812-0378.

Observaciones: Presenta escrito. No hizo uso de la palabra en la audiencia pública.

Notificaciones: Al fax 4000-8700.

(...)

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

(...)

Efectivamente, como parte del análisis efectuado por parte de la Intendencia de Energía (IE) se ha realizado un análisis detallado de las diferentes partidas de ingresos, gastos e inversiones presentados por ESPH, así como las justificaciones brindadas por la Empresa, y se han ajustado todas las partidas que se ha creído conveniente de acuerdo con los principios y criterios establecidos en la Ley 7593.

(...)

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

(...)

La metodología seguida por la Autoridad Reguladora considera este aspecto, de tal forma se ajustan las cifras de inversión tomando en cuenta la ejecución real mostrada por la ESPH en los últimos años.

(...)

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

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

- I. Fijar para el servicio de alumbrado público que presta ESPH a partir del 1 de abril de 2015, en ¢ 3,38 por kWh.
- II. Mantener las descripciones del pliego tarifario aprobado en la resolución 1031-RCR-2012.
- III. Indicarle a ESPH que como parte de la justificación de las próximas solicitudes tarifarias del servicio de alumbrado público, deberá presentar la información enlistada en el considerando I apartado V de la presente resolución.
- IV. Tener por analizadas y respondidas las diferentes oposiciones con el contenido en el considerando II de la presente resolución. Agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, 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° 29918.—O. C. N° 8377-2015.—C-18569990.—(IN2015020718).

ECA/RSV

C.c: ET-172-2014