



Año CXXXVIII

San José, Costa Rica, miércoles 28 de setiembre del 2016

133 páginas

ALCANCE N° 201

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

**AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGIA

RIE-085-2016 del 22 de setiembre de 2016

SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA JUNTA ADMINISTRATIVA DEL SERVICIO ELÉCTRICO MUNICIPAL DE CARTAGO (JASEC) PARA EL SERVICIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ET-041-2016

RESULTANDO:

- I.** Que JASEC presta el servicio de generación eléctrica de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 7799, Ley de “Reforma de la Ley de Creación de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago, Ley N° 3300”.
- II.** Que el 30 de junio del 2016, mediante el oficio GG-435-2016, la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) presentó solicitud para ajustar las tarifas vigentes del servicio de generación de energía eléctrica que presta (folios 1 al 1798).
- III.** Que el 5 de julio del 2016, mediante el oficio 0884-IE-2016, la Intendencia de Energía (IE) emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para fijar las tarifas del sistema de generación de energía eléctrica presentada por JASEC (folios 1805-1806).
- IV.** Que el 5 de julio del 2016, mediante el oficio 885-IE-2016, la Intendencia de Energía otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por JASEC para el servicio de generación de electricidad (folios 1807-1808).
- V.** Que el 20 de julio del 2016, mediante el oficio 963-IE-2016, la IE le solicitó a JASEC aclaración y detalle de la información aportada (folios 1809-1814).
- VI.** Que el 22 de julio del 2016, mediante oficio 0996-IE-2016, la IE realizó una corrección a los oficios de admisibilidad 0885-IE-2016 y 0926-IE-2016 (folios 1816-1818).

- VII.** Que el 29 de julio del 2016, mediante oficio SG-067-2016, JASEC presentó, parcialmente, la información solicitada por medio del oficio 0963-IE-2016 y solicitó una prórroga para la entrega de la información restante (folios 1823-2026).
- VIII.** Que el 29 de julio del 2016, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 146, Alcance Digital N°132 (folios 2028-2029).
- IX.** Que el 01 de agosto del 2016, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 2044-2045).
- X.** Que el 3 de agosto del 2016, mediante oficio 1070-IE-2016, la IE otorgó la prórroga solicitada por JASEC mediante el oficio SG-067-2016, dando plazo al 05 de agosto del 2016 (folio 2070-2071).
- XI.** Que el 5 de agosto del 2016, mediante oficio SG-069-2016, JASEC presentó la información faltante solicitada en el oficio 963-IE-2015 (folios 2046-2069).
- XII.** Que el 18 de agosto de 2016, mediante el oficio 2924-DGAU-2016/134061 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 2100 a 2102).
- XIII.** Que el 23 de agosto del 2016 a las 17:30 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 30 de agosto del 2016 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 3014-DGAU-2016/135185), así como la respectiva Acta de la Audiencia Pública N° 44-2016 (oficio 3015-DGAU-2016/135186). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Mario Redondo Poveda cédula de identidad número 1-0589-0526, Rafael Calvo Ortega cédula de identidad número 3-218-205, Henry Cerdas Sánchez cédula de identidad número 3-287-021, Hugo Maroto Guzmán cédula de identidad número 9-003-188, Teresita Vargas Elizondo cédula de identidad número 1-585-471, Lidieth Vargas Elizondo cédula de identidad número 3-326-176, Luis Gerardo Barahona Gutiérrez cédula de identidad número 1-0367-0236, así como de la Cámara de Industrias de Costa Rica cédula jurídica 3-002-042023, representada por el señor Carlos Montenegro Godínez cédula de identidad 1-0632-0878.

- XIV.** Que el 23 de agosto de 2016, mediante el oficio 700-RG-2016, el Regulador General nombró al señor Mario Mora Quirós, Director de Energía con recargo de funciones de la Intendencia de Energía, a partir del 24 de agosto del 2016 hasta el 30 de noviembre de 2016, por motivo de la renuncia del Intendente de Energía.
- XV.** Que el 21 de setiembre de 2016, mediante el informe técnico 1318-IE-2016, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar las tarifas del sistema de generación que presta JASEC a partir del 1 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2017.

CONSIDERANDO:

- I.** Que del oficio 1318-IE-2016, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANALISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria

Según la información aportada por JASEC y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicita ajustar las tarifas de su sistema de generación de energía eléctrica, según el siguiente detalle:

Variable	Periodo Horario		Tarifa Vigente (Colones)	Tarifa Propuesta (Colones)	Variación Porcentual
Energía	Punta	De 10:00 AM a 12:30 MD	50,79	65,27	28,50%
		De 5:30 PM a 8:00 PM			
	Valle	De 6:00 AM a 10:00 AM	41,29	53,06	28,50%
		De 12:30 MD a 5:30 PM			
	Llano	De 8:00 PM a 6:00 AM	35,09	45,09	28,50%
Potencia	Punta	De 10:00 AM a 12:30 MD	2.877,55	3.697,65	28,50%
		De 5:30 PM a 8:00 PM			
	Valle	De 6:00 AM a 10:00 AM	2.877,55	3.697,65	28,50%
		De 12:30 MD a 5:30 PM			
	Llano	De 8:00 PM a 6:00 AM	0	0	0,00%

Las razones que motivaron la petición tarifaria propuesta por JASEC para este servicio son: a) hacer frente a una reducción considerable en la generación de energía, producto de la reducción de lluvias desde finales del periodo 2015 y que han afectado el verano 2016 y b) recuperar el nivel de rédito de desarrollo, el cual es requerido para realizar inversión y mantenimientos fuertes en operación del servicio de generación.

2. Análisis de la solicitud

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

a. Parámetros utilizados

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten, se elaboran tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2016-2017 y sus respectivas revisiones, así como las perspectivas de la economía mundial, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) y otras entidades internacionales.

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2016-2017, estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2016 y 2017, con un rango de tolerancia de

± 1 punto porcentual (p.p.)¹. El 26 de julio de 2016, el BCCR en su Revisión de Programa Macroeconómico 2016-2017, ha decidido mantener este objetivo de inflación².

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

En lo que respecta al tipo de cambio, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada³.

Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (IE) considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real al momento de la audiencia pública (₡557,65 / \$1 USD) y mantenerla constante para el periodo estimado.

En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos⁴) se recopila a partir del “U.S. Bureau of Labor Statistics” (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el Fondo Monetario Internacional estima⁵ inflaciones para los EEUU en 0,8% para el 2016 y 2,2% para el 2017.

En el siguiente cuadro resumen se presenta el comportamiento de los índices de inflación antes mencionados (interno y externo) y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar para los tres últimos años reales (2013, 2014 y 2015) y las proyecciones para el 2016 y 2017.

¹ BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/PM2016-17.pdf

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/Revision_PM2016-17.pdf

³ BCCR, http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/

⁴ Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>

⁵ Ver: <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2016/whd/pdf/wreo0416s.pdf>

Cuadro N° 1
Sistema de Generación, JASEC
Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario
Porcentajes de Variación Anuales (%)
Periodo 2013-2017

INDICES	2013	2014	2015	2016	2017
Variaciones según ARESEP (al final del año)					
Inflación interna (IPC-CR)	3,68%	5,13%	-0,80%	1,49%	3,00%
Inflación externa (IPC-USA)	1,50%	0,76%	0,73%	2,03%	2,20%
Depreciación (¢/U.S.\$)	0,16%	7,82%	-0,12%	1,71%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)					
Inflación interna (IPC-CR)	5,23%	4,52%	0,80%	0,09%	2,61%
Inflación externa (IPC-USA)	1,46%	1,62%	0,12%	1,26%	1,75%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-0,56%	7,59%	-0,54%	1,62%	0,81%
Notas: Los años 2016 y 2017 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
Fuente: Elaboración propia con base en Programa Macroeconómico 2016 - 2017 y datos del BCCR, INEC, BLS y FMI.					

b. Análisis del mercado

i. Mercado presentado por JASEC:

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

ii. Situación actual del mercado

El presente informe exhibe el análisis de mercado elaborado con el fin de apoyar la toma de decisiones para fijar las tarifas del sistema de generación de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC). 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 JASEC, 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.

iii. Mercado presentado por JASEC:

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 JASEC para su sistema de generación. Los aspectos más importantes de este estudio se detallan a continuación.

- 1. JASEC solicitó se fije para 2017 una tarifa promedio de \$66,96 por cada Kilowatt hora, para el sistema de generación que incluyen las plantas hidroeléctricas Sistema Birris, Barro Morado, Tuis y Torito III. Además solicita una estructura tarifaria de acuerdo al periodo horario, donde la energía consumida durante el periodo punta tenga un valor de \$65,27; valle de \$53,06 y noche de \$45,09; y que el cargo de potencia sea de \$3 697,65 por cada unidad de kW en la potencia máxima.*
- 2. Se justifica la solicitud con el principio de servicio al costo, de manera tal que las tarifas contemplen los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garantice el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la Ley N° 7593.*
- 3. En las estimaciones realizadas de generación de energía eléctrica y potencia, JASEC utiliza datos reales de enero de 1991 hasta diciembre de 2015 (el estudio cuenta con información real hasta abril de 2016). Las proyecciones se elaboran seleccionando periodos mensuales mínimos de generación para cada central hidroeléctrica, esto por considerar los planes de mantenimiento y las situaciones climáticas extremas con fuertes veranos o largos periodos sin lluvia.*
- 4. De esta forma JASEC proyecta una generación total de 172,4 GWh para el año 2016 y 170,2 GWh para el 2017.*

Con la estructura tarifaria propuesta por JASEC y de acuerdo a las proyecciones de producción eléctrica, el sistema de generación tendrá ingresos por \$11 552 millones para el año 2017.

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

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

1. La energía que se espera produzca el Sistema de Generación de JASEC 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 julio de 2016, esto implica que para el desarrollo de estimaciones y proyecciones ARESEP cuenta con un trimestre de información real más que la información empleada por JASEC en su propuesta. Se encontraron diferencias entre las proyecciones de JASEC y la información real, que es parte de las justificaciones que explican las diferencias identificadas entre el mercado propuesto por JASEC y el desarrollado por la IE.
2. Para las proyecciones IE se empleó el paquete estadístico Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo, este paquete utiliza modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) y de suavizamiento exponencial.
3. Con los términos anteriores la IE proyecta una producción total de las plantas de JASEC con el siguiente desglose anual:

Año	Producción en GWh	Diferencia con JA (**)
2016 (***)	172,6	0%
2017	172,6	1%

*Incluye las plantas Birris, Toro III, Barro Morado y Tuis

** $[(\text{Proyección de ARESEP} - \text{Proyección JASEC}) / \text{Proyección de JASEC}] * 100$

***datos reales hasta julio de 2016

Como se aprecia en el cuadro anterior las diferencias son leves entre las estimaciones de Aresep y lo esperado por JASEC en cuanto a la producción eléctrica de las plantas de su parque de producción.

4. *Para estimar las ventas por punta, valle y noche de energía, se utilizó la distribución histórica de la producción total durante 2015 y hasta julio 2016. Específicamente se espera que del total de energía producida por las plantas de JASEC: 33,6% es en periodo punta; 42,1% en periodo valle y 24,3% en horario nocturno.*
5. *Para estimar las ventas por concepto de potencia y proyectar el primer semestre de 2017 se mantuvo la producción real alcanzada durante el I semestre de 2016, para el segundo semestre se aceptó la estructura propuesta por JASEC, pero los valores finales fueron ajustados proporcionalmente por el factor de diferencia entre la estimación de JASEC y ARESEP de la energía producida por plantas propias.*
6. *Con estas proyecciones de la IE, se espera que el sistema de generación de JASEC obtenga ingresos por venta de energía y potencia de ₡9 095,5 millones de colones durante 2016 y de ₡9 072,8 millones de colones durante 2017. Para el año 2017 los ingresos esperados por la IE resultan ser 1% mayor a los esperados por JASEC, diferencia relativa que es coherente con la diferencia en la proyección de la generación de las plantas propiedad de JASEC.*
7. *Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se establecen los ingresos requeridos por el sistema de Generación del JASEC para el año 2017. Con base en este análisis, se propone un aumento en las tarifas de generación de JASEC de un 23,42%.*
8. *La aplicación del ajuste en el pliego vigente, así como el desglose de precios propuestos puede detallarse en la sección de estructura tarifaria.*
9. *Dicho aumento regirá a partir del 1 de enero del 2017. Con lo cual JASEC obtendría ingresos por venta de energía y potencia cercanos a los ₡11 198 millones durante el año 2017, tal como se amplía en el siguiente cuadro:*

ASPECTO	2017
Generación total (GWh)	172,6
Ingresos (En millones de colones)	11 198
¢ / kWh (*)	64,9

Notas:

* No se incluyen ingresos por trasiego de energía.

Fuente: ARESEP y JASEC.

c. Análisis de inversiones

Se realizó un análisis del programa de inversiones y adición de activos presentado por JASEC para el sistema de generación de energía eléctrica, presentado en la petición tarifaria para el periodo 2016-2017, la cual es tramitada en el expediente ET-041-2016.

Las inversiones que muestra la JASEC, son los planes que requiere para el desarrollo y mejoramiento del sistema de generación, que según indicó la empresa se estimaron de acuerdo con las necesidades anuales de los diferentes requerimientos, a efecto de garantizar la calidad y continuidad del servicio eléctrico como para la extensión de la cobertura del servicio. Para la empresa eléctrica, es de vital importancia disponer de los recursos financieros para cumplir con los distintos requerimientos considerados en dicho plan de inversiones. (Folio 856)

i. Inversiones a desarrollar propuesto por JASEC en el año 2016

Para este año JASEC contempló inversiones que permitirán mantener la vida útil de los activos del proceso de producción de las plantas hidroeléctricas Birris 1, Birris 3, Tuis y Barro Morado, así como disminuir la vulnerabilidad ante casos de fuerza mayor. Entre esas obras la empresa contempló las siguientes con su respectiva justificación (Folios 869 al 871):

- 1. Cambio tramo final tubería de presión Birris 3: con 49 años de servicio, sobrepasando la vida útil estimada de 40 años, la cual presenta signos de envejecimiento acelerado, de acuerdo con el estudio técnico especializado que determinó su inmediata sustitución.*
- 2. Mantenimiento mayor generador Birris 3: Actualmente cuenta con más de 45 años de operación y no ha sido sometido a ningún proceso de recuperación más que los mantenimientos preventivos anuales. Las mejoras a realizar consisten en sustituir las bobinas actuales por nuevas*

- y dar un mantenimiento de limpieza general al núcleo. Además, considera conveniente aprovechar el tiempo en que va a estar indisponible, para renovar el sistema de excitación y la válvula esférica.*
- 3. Actualización subestación elevadora Birris 1: Consiste en el cambio del conductor de potencia entre el generador y la subestación de ambas unidades, ya que el mismo cuenta con más de 26 años de operación y el impacto ante un posible daño, causaría la indisponibilidad de la unidad por un periodo mayor a un mes, con la consecuente pérdida de producción de energía.*
 - 4. Estabilización del talud camino de acceso Birris 1: En el año 2015 se presentó importante cantidad de desprendimiento de material del talud adyacente al camino de acceso a la planta, que también es paralelo a la tubería de presión. Se prevé que esta actividad permita mitigar el riesgo de daño e indisponibilidad a la infraestructura de producción de energía y la pérdida de activos.*

ii. Inversiones a desarrollar propuesto por JASEC en el año 2017

Las obras que JASEC contempló son las siguientes (Folios 876 al 881):

- ✓ *Impermeabilización embalse Capellades: Con 50 años de operación y construido con arcilla, el paso del tiempo le ha restado funcionabilidad, por lo cual de no repararse, las filtraciones que se producen ocasionarán la pérdida total del embalse.*
- ✓ *Cambio de tubería de conducción Tuis: Con 16 años de funcionamiento y una vida útil de 15 años, la tubería presenta signos de envejecimiento acelerado por lo que se requiere su sustitución. El deterioro significa infiltraciones sobre el terreno y la trinchera de la misma tubería, causando daños muy onerosos de reparar en los taludes del camino de conducción y fincas aledañas.*
- ✓ *Impermeabilización embalse Tuis: En iguales circunstancias de operación que en el caso anterior, la no sustitución de la impermeabilización con base geotextil y geo-membrana, la filtraciones pueden producir la pérdida del embalse y la indisponibilidad de producción de energía y pérdida de activos.*

iii. Capacidad de ejecución

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente el porcentaje de ejecución se calculó con base a los 5 años anteriores al año en consideración en el actual estudio tarifario. Aclara la empresa eléctrica, que el porcentaje de ejecución de los últimos 5 años no han sido los esperados, básicamente a que en este quinquenio se dieron solo dos aprobaciones de tarifas, una en el 2012 y otra en el 2014.

Cuadro N. 2
Sistema de Generación, JASEC
Porcentaje de ejecución
(millones de colones)

Año	Monto ARESEP	Monto JASEC	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2011	557,70	89,11	15,98%	
2012	835,43	210,75	25,23%	
2013	2 233,70	3 751,80	167,96%	
2014	1 523,20	996,99	65,45%	
2015*	469,17	488,66	104,15%	
Promedio			75,76%	75,76%

Fuente: Según Metodología Tarifaria Vigente

Tabla sin numerar a Folio 856, expediente ET-041-2016

2015* Monto Aresep corresponde al último plan de inversiones presentado por JASEC

Con respecto a la sobre ejecución que se presenta en el año 2013, esta tiene su origen en el proyecto de ampliación de la generación propia, específicamente por la capitalización de los terrenos adquiridos para el proyecto hidroeléctrico Torito II, y que forma parte de la “Licitación pública nacional 2011LN-000001-03, Adquisición de un Proyecto con nivel de estudio preliminar de una planta hidroeléctrica desde 40 MW hasta 60 MW de capacidad” (Folios 856-858).

Nótese que el porcentaje de ejecución de un 75,76%, como se indicó, representa el promedio de la capacidad ejecutora de JASEC para el último quinquenio. Sin embargo, de acuerdo con el Informe Técnico de Supervisión de Obras de generación y distribución asociados a los estudios tarifarios ET-057-2015 y ET-056-2015, dicho porcentaje de ejecución podría ser mejorado considerablemente.

iv. Inversiones en el sistema de generación según propuesta de ARESEP.

Del análisis de las justificaciones presentadas por JASEC, se determinó la necesidad de renovar paulatinamente los activos de producción de energía eléctrica, con el fin de evitar su obsolescencia y asegurar que las plantas cumplan con su vida útil esperada y la mejora de los procesos claves.

En general, el plan de inversiones consiste en implementar una serie de actividades de diagnóstico de tipo predictivo, así como la construcción de obras relacionadas, que permita a la JASEC mejorar la gestión de sus activos de generación eléctrica.

En ese sentido, a continuación se presenta la presunción económica requerida por la empresa eléctrica para el periodo 2016-2017:

Cuadro N. 3
Sistema de Generación, JASEC
Programa de inversiones 2016 -2017, propuesta JASEC
(millones de colones)

RUBRO	AÑO		
	2016	2017	Total Período
Micro Inversiones	1 117,42	2 887,60	4 005,02
Macro Inversiones	0,00	0,00	0,00
Planta General	87,20	227,38	314,58
TOTAL DE INVERSIONES	1 204,62	3 114,98	4 319,60

Fuente: Folio 759-760, expediente ET-041-2016

Considerando las justificaciones presentadas por JASEC, y de acuerdo con la metodología actual (aplicando el porcentaje de ejecución observado para el periodo 2011- 2015), se presentan a continuación los montos sugeridos por la Intendencia de Energía (IE), a considerar como requerimiento económico para el desarrollo de inversiones:

Cuadro N. 4
Sistema de Generación, JASEC
Programa de inversiones 2016 -2017, propuesta ARESEP
(millones de colones)

RUBRO	AÑO		
	2016	2017	Total Período
Micro Inversiones	846,71	2 188,05	3 034,76
Macro Inversiones	0,00	0,00	0,00
Planta General	22,53	58,75	81,28
TOTAL DE INVERSIONES	869,25	2 246,80	3 116,05

Fuente: Elaboración ARESEP

Para el caso de las inversiones de Planta General, se utilizó el porcentaje de asignación de gastos administrativos, para determinar la proporción correspondiente al sector generación (34,10%) de la inversión asignada en plata corporativa, determinada por la empresa eléctrica según Cuadro N° 9.2, visible al folio 775 del expediente ET-041-2016.

En términos generales, las inversiones pretendidas por la empresa eléctrica, según lo expuesto, buscan garantizar la calidad y continuidad del servicio, así como extender su cobertura, por lo que se considera razonable su incorporación en el cálculo de las tarifas.

v. Adición de los activos del sistema de generación.

Anualmente o según las necesidades, los responsables de las diferentes Unidades Estratégicas de Negocios de JASEC, realizan un análisis del Plan de Inversiones, con el propósito de actualizar la información, incorporar nuevos proyectos, excluir otros o hacer cambios según los objetivos y planes de la empresa eléctrica.

Haciendo uso de los registros contables por planta, con saldo a diciembre del año base; se proyecta la adición de activos fijos, producto de las obras objeto de capitalización contenidas en el Plan de Inversiones, que acompaña la petición de ajuste tarifario. El registro de adición de activos, en el caso de obras, se efectúa en el momento en que se ponga en operación. (Folio 725-726)

A continuación se presenta la proyección de activo fijo pretendida por la empresa eléctrica.

Cuadro N. 5
Sistema de Generación, JASEC
Programa de adición de activos 2016-2017, propuesta JASEC
(millones de colones)

RUBRO	AÑO		
	2016	2017	Total Período
Micro Inversiones	1 117,42	2 742,92	3 860,34
Macro Inversiones	0,00	0,00	0,00
Planta General	87,20	372,07	459,27
TOTAL DE INVERSIONES	1 204,62	3 114,99	4 319,61

Fuente: Folios del 746 al 749, expediente ET-041-2016

Una vez analizada la petición de ajuste tarifario presentado por JASEC, y los parámetros económicos correspondientes al de tipo de cambio, inflación interna y externa, en el siguiente cuadro se presentan las adiciones incorporadas por la IE (ajustada por el porcentaje de ejecución, por el respectivo índice de precios y por el porcentaje de asignación en el caso de Planta General):

Cuadro N. 6
Sistema de Generación, JASEC
Programa de adición de activos 2016-2017, propuesta ARESEP
(millones de colones)

RUBRO	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
Micro Inversiones	0,00	822,05	1 996,45	2 818,51
Macro Inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta General	0,00	21,98	92,94	114,92
TOTAL DE INVERSIONES	0,00	844,03	2 089,40	2 933,43

Fuente: Elaboración ARESEP

Es importante indicar que los cálculos sobre adiciones aportados por JASEC, utilizaron como datos de partida un año base diferente (2014) cuando lo

correcto era utilizar el 2015. Lo anterior provocó una gran diferencia entre lo presentado por la petente y lo obtenido por ARESEP.

vi. Resumen de inversiones y adiciones

De acuerdo con lo indicado anteriormente, el cuadro siguiente muestra un resumen de lo solicitado por la empresa eléctrica referente a las inversiones y adiciones para el periodo 2016-2017:

Cuadro N. 7
Sistema de Generación, JASEC
Propuesta JASEC, años 2016-2017
(millones de colones)

RUBRO	AÑO		
	2016	2017	Total Período
Inversiones	1 204,62	3 114,98	4 319,60
Adiciones	1 204,62	3 114,99	4 319,61

Fuente: Elaboración ARESEP

Luego del análisis efectuado por la IE, de acuerdo con la metodología, se muestra en el siguiente cuadro, el resumen de las inversiones y adiciones consideradas por la Autoridad Reguladora:

Cuadro N. 8
Sistema de Generación, JASEC
Propuesta ARESEP, años 2016-2017
(millones de colones)

RUBRO	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
Inversiones	0,00	869,25	2 246,80	3 116,05
Adiciones	0,00	844,03	2 089,40	2 933,43

Fuente: Elaboración ARESEP

Del análisis de los cuadros anteriores, la Autoridad Reguladora, propone reconocer un 72,14% de las inversiones solicitadas y en adiciones de activos un 67,91%, ya que las montos correspondientes a Planta General, fueron ajustados de acuerdo con el porcentaje de asignación por planta, el cual fue determinado por la misma JASEC para la planta de generación, (34,10%), vista a folio 737, del expediente ET-041-2016.

vii. Retiro de activos del sistema de generación.

En el caso de retiro de activos, se determinaron de acuerdo con el Cuadro No. 6.4.4, Resumen de Activos al folio 752 y la hoja electrónica Formatos Adicionales RIE-130 Generación, que contiene el detalle y la justificación de los activos causa de retiro.

Cuadro N. 9
Sistema de Generación, JASEC
Programa de Retiro de activos 2016-2017, propuesta JASEC
(millones de colones)

AÑO 2016				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Planta Generación	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta General Generación	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta General	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2016	0,00	0,00	0,00	0,00
AÑO 2017				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Planta Generación	485,59	110,68	149,33	34,27
Planta General Generación	130,02	19,37	74,94	10,55
Planta General	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2017	615,60	130,05	224,27	44,82
TOTAL	615,60	130,05	224,27	44,82

Fuente: Cuadro 6.4.4: Resumen Retiro de Activos, folio 752

Es importante resaltar que en el archivo “Formatos adicionales RIE-130 Generación final.xlsx” JASEC, determina la cantidad, la naturaleza y la metodología utilizada para el cálculo del monto correspondiente al retiro de activos para el año 2016 y 2017.

d. Retribución de Capital

Según la metodología tarifaria vigente la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa. Sobre la base tarifaria se reconoce el rédito al desarrollo, con el objetivo de incentivar la reinversión de recursos y garantizar el suministro futuro del servicio eléctrico en calidad y cantidad óptima mediante la inversión en el servicio regulado.

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

JASEC, obtuvo para el sistema de generación, un costo de capital propio del 5,55% y un 5,78% del costo promedio ponderado de capital, según se muestra en el folio 831, el costo de endeudamiento se determina del valor de las obligaciones con costo financiero, obtenidas del promedio ponderado de las tasas de interés de los pasivos con costo, para determinar el cálculo la IE utilizó la información de los estados financieros certificados con corte a febrero 2016 además de lo remitido en el archivo "IE-RE-7716 Reporte costo de capital.xlsx" en cumplimiento a la RIE 131-2015 y los estados financieros auditados a diciembre 2015.

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

La tasa libre de riesgo es la tasa nominal de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América, los bonos son a 10 años, en cuanto a la extensión de la serie histórica, se utilizan 5 años; tomándose para cada año el promedio anual publicado. Esta información está disponible en la dirección electrónica <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>. En este caso corresponde a un 2,32%

Para el cálculo de la beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,36 para el periodo en estudio y el beta apalancado de 0,56%

Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,73%. Estos datos se obtienen de la página de internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, calculándose a partir de una serie histórica de 5 años, una observación por año.

Para el cálculo del valor de la deuda se analizaron los contratos e información adicional aportada por la empresa, del cual se reconoció el siguiente préstamo:

- ✓ *Banco Internacional de Costa Rica S.A. BICSA, permitió cancelar préstamo con Scotiabank y una emisión privada de valores, relacionados directamente con el aporte de JASEC al fideicomiso PH Toro III.*

Como resultado de lo anterior se determinó que el costo promedio ponderado del capital para el servicio de generación de electricidad que presta JASEC es el siguiente:

Cuadro N° 10
Sistema de Generación, JASEC
Rédito de Desarrollo

JASEC	Estimación JASEC		Estimación ARESEP	
	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Generación	5,55%	5,78%	5,55%	5,62%

Fuente: ARESEP

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado a JASEC para el sistema de generación (modelo WACC) es de 5,62%; mientras que el costo del capital propio es de 5,55%.

Las diferencias entre el cálculo de la empresa y la IE, se deben a que se excluyó el crédito con Compañía Cartaginesa de Electricidad, dado que este fue para la compra de los terrenos del proyecto Torito II, el cual a la fecha no cumple con la condición de ser útil y utilizable. Además, los costos del mismo deben de manejarse como un solo proyecto, el cual una vez terminado será incluido en tarifas, tal y como corresponde.

e. Base tarifaria

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

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

Los saldos iniciales se tomaron de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre del 2015, remitidos por JASEC a la ARESEP para el presente estudio y la segregación por cuentas del auxiliar de activos conciliado con los estados financieros auditados.

Del auxiliar de activos con corte al 31 de diciembre de 2015 se procedió a excluir del cálculo del activo fijo neto en operación revaluado (AFNOR) los activos donados, con valores negativos, con valor en libros cero y los que han alcanzado su vida útil. Durante este proceso se encontraron activos que no reflejaban un valor de vida útil, por ejemplo en las cuentas de equipo de cómputo y equipo de comunicación, sin embargo estos no se excluyeron de la base tarifaria.

Los porcentajes de los componentes interno y externo para cada activo corresponden a los datos suministrados por la empresa para el presente estudio tarifario, el cual se encuentra en el apartado 6. “Revaluación de Activos”, cuadro N° 6.4.1 “Tablas o Cuadros de Constantes, Planta Generación Hidráulica” (folio 744).

i. Adiciones de activos:

Las adiciones de activos se tomaron de las cifras estimadas por los especialistas en inversiones de la IE. De acuerdo con el análisis de inversiones efectuado, según se detalló en la sección “Análisis de inversiones.” (Ver apartado c)

Las adiciones de la cuenta tecnologías de información se reasignaron y se incluyeron en la base tarifaria, según detalle enviado por correo electrónico el 16 de agosto del año en curso en función que algunos proyectos correspondían a hardware.

ii. Retiros de activos:

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

Sin embargo para el año 2016 la empresa no presentó información de los retiros, y al no existir una justificación razonable se procedió a utilizar un criterio técnico interno que se establece en la metodología vigente que consiste en aplicar un porcentaje similar a la depreciación para cada grupo de activos por concepto de retiro tanto al costo como revaluado.

iii. Cálculo del activo fijo neto revaluado:

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

- ✓ *Se partió de los saldos a diciembre del 2015, según auxiliar de activos y estados financieros auditados, depurando los datos y excluyendo los activos donados, con valores negativos y valor en libros cero.*
- ✓ *Los parámetros económicos utilizados son los indicados en la sección de parámetros de este informe, y se encuentran actualizados con respecto a los utilizados por JASEC en sus proyecciones.*
- ✓ *Se utilizaron las tasas de depreciación enviadas por JASEC.*
- ✓ *Los porcentajes de componentes interno y externo se tomaron del estudio tarifario de JASEC.*

El dato del AFNOR y AFNORP presenta diferencias entre lo calculado por la empresa y los cálculos de la ARESEP. Al respecto, se indagó en múltiples archivos y se determinó que JASEC utiliza el archivo "Propiedad, Planta y Equipo, Diciembre 2014" como base para sus cálculos donde viene un auxiliar con la descripción del activo por cada categoría, sin embargo esta información presenta diferencias con el estado financiero auditado a 2015; por ejemplo el activo fijo al costo proyectado presenta una diferencia por más de \$4 880 millones, para el cálculo del AFNOR y la empresa no está cumpliendo con lo indicado en la metodología vigente, donde el año base es con el último estado

financiero auditado disponible para el servicio regulado, siendo 2015 el año base.

La asignación de las cuentas de uso común, se determinan según porcentajes enviados por la empresa según consta en el folio 742. Sin embargo se recomienda que para próximos estudios la empresa analice estos criterios ya que se está asignando el grueso del gasto en generación y distribución, dado hay actividades no reguladas donde no se está asignando un porcentaje y todas las áreas administrativas deben asignarse entre cada una de las actividades que realiza la empresa.

Los terrenos del fideicomiso Toro III, se reconoce únicamente el 50% del valor al costo y revaluado, considerando que las cuotas mensuales del arrendamiento se asumen un 50% por parte del ICE y 50% JASEC, según contrato de arrendamiento Fideicomiso BCR - Toro III. Dado que para el presente análisis no se dispone de otro criterio o información que justifique otra asignación distinta a lo establecido en contrato de arrendamiento.

Adicionalmente los terrenos de la Planta Hidroeléctrica Torito II no fueron reconocidos, dado que el proyecto se encuentra en estudio de impacto ambiental, y el plazo de ejecución se espera que sean 3 años de construcción, el cual aún no da inicio las obras. Al respecto, vale mencionar que JASEC tiene registrados los terrenos en los estados financieros auditados y dentro del auxiliar de activos de generación, por lo que si este es un proyecto que próximamente ejecutará debe tratarse dentro de la cuenta obras en proceso y capitalizarse al finalizar la etapa constructiva.

En función de lo anterior, los saldos del activo fijo neto en operación revaluado mostraron cambios con respecto a lo calculado por JASEC, ya que según la información suministrada en el archivo electrónico "Resumen Revaluación de Activos Generación.xls" en la hoja de cálculo, "Resumen Servicio Generación" la empresa calculaba para el periodo 2015 ₡28 676 126, para el 2016 ₡28 598 832, en el 2017 ₡27 976 858, expresado en miles de colones.

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

Cuadro N. 11
Sistema de Generación, JASEC
Detalle del activo fijo neto en operación revaluado por
sistema - Cálculo IE, 2015-2017
(millones de colones)

Sistema	AFNOR* 2015	AFNOR* 2016	AFNOR* 2017
Generación	28 257	27 660	29 003

Fuente: Elaboración propia con datos de JASEC.

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

Cuadro N. 12
Sistema de Generación, JASEC
Detalle del activo neto en operación revaluado promedio por
sistema - Cálculo IE, 2015-2017
(millones de colones)

	AFNORP	JASEC	AFNORP	ARESEP
Sistema	2015/2016	2016/2017	2015/2016	2016/2017
Generación	28 637	28 288	27 959	28 332

Fuente: Elaboración propia con datos de JASEC.

iv. Depreciación:

Las tasas de depreciación utilizadas fueron las aportadas por la empresa, según apartado 6. "Revaluación de Activos", cuadro N° 6.4.1 "Tablas o Cuadros de Constantes, Planta Generación Hidráulica" (folio 744). Además se cotejaron con las aportadas en los archivos "IE-RE-7715 Reporte de activos fijos Planta General.xlsx" y "IE-RE-7715 Reporte de activos fijos P_Generación.xlsx"

La depreciación del periodo es diferente a lo presentado por JASEC, para el 2016 la empresa proyectaba ₡1 085 157,28 y para el 2017 ₡1 020 819,28, según consta en el archivo "14. Estados de Resultados Generación", mientras que el cálculo de la ARESEP para el 2016 ₡1 264 951 y para el 2017 ₡1 317 570.

Se revisó la información aportada para determinar la diferencia y después de buscar en varios archivos se determinó que el origen proviene del archivo "Depreciación Servicio Generación" en el cual vienen los montos de la depreciación proyectada mes a mes al costo y revaluada, donde no posee el detalle por cuentas y los montos están digitados por lo que imposibilitó su rastreo.

f. Análisis financiero

i. Criterios de proyección aplicados

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

- *Para la proyección de gastos de los sistemas (generación, comercialización, administrativos) correspondientes a los años 2016 y 2017, se tomó como año base el 2015, con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo. Se consideran los meses reales de enero y febrero 2016 y se proyectan los gastos del marzo a diciembre del 2015 con la respectiva inflación, según la naturaleza de la partida.*
- *Se realizó un análisis histórico de las partidas para cada uno de los periodos 2014 - 2015 y se observó su variación respecto al indicador económico correspondiente (inflación, decretos salariales, etc.) de los periodos indicados. Para aquellas cuentas cuya justificación de crecimiento de ese año tiene argumento débil o nulo se consideró un crecimiento igual a la inflación con el fin de depurar el año base.*
- *Para la proyección de los gastos generales, se utilizaron los porcentajes de inflación de 0,43% y 2,95% para los periodos 2016 y 2017, respectivamente. Asimismo se incorporaron los gastos extraordinarios o nuevas contrataciones debidamente justificadas.*
- *Los tipos de cambio promedios utilizados son de \$551,45 y \$557,65 por US\$ para los periodos 2016 y 2017, 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 analizaron las justificaciones que presentó JASEC, 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.*

- *En el caso de partidas cuya proyección o ejecución refleja un incremento menor al indicador económico, se consideró el dato que indica la empresa, siempre y cuando la misma sea de carácter tarifario.*
- *Se excluyó de la proyección, las erogaciones de naturaleza no recurrente.*
- *Para la asignación de los gastos administrativos y generales entre los servicios (distribución, generación) se tomaron los datos del presente estudio, con base a la metodología aplicada por JASEC, siendo los porcentajes para aplicación los siguientes: 34,10%, 53,30%, 2,77%, 8,49% y 1,34% para las actividades de generación, distribución, alumbrado público, red de comunicaciones y servicios no regulados, respectivamente.*
- *Se analizó las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:*
 - ✓ *La Intendencia proyectó las cifras de salarios de los ejercicios 2016 y 2017, se consideró el dato conciliado del año base, aunado a los aumentos decreto del Poder Ejecutivo con la limitante que en los dos semestres se decretan aumentos escalonados y el petente no aporta los salarios por escala, por lo que se utiliza un promedio de los dos tipos de aumentos de cada semestre, obteniendo un 0.63% para el primer semestre y un 0,38% para el segundo semestre para un total del 1.01% anual para el 2016, en el 2017 se utiliza el incremento de inflación anual determinada por la IE. Se calcula el salario escolar por aparte y se utiliza los porcentajes del 8.23% y 8.28% para los años 2016 y 2017, esto con base al decreto No. 39202-MTSS-H publicado en la Gaceta N°17 del Martes 1 de setiembre del 2015.*
 - ✓ *Se contemplaron los siguientes porcentajes 14,33%, 0,5%, 1,5%, y 5,00%, por los conceptos de “C.C.S.S.”, “B.P.D.C.”, I.N.A.” y “asignaciones familiares”, respectivamente para un total del 21.33%, en la cuenta “Contribuciones patronales”, además se consideró los porcentajes 7,5%, 3% y 1,5% de las partidas denominadas “contribución patronal a otros fondos adm. por entes públicos” ‘FAG’, “fondo de capitalización laboral” y “régimen obligatorio de pensiones complementarias”, en el mismo orden citado. (folio 126)*
 - ✓ *Se incluyó las plazas nuevas en relación al crecimiento en las ventas en unidades físicas (kWh) correspondiente a un 2,30% y 2,10% para*

los años 2016 y 2017. Se incluyó en términos de cantidades 3 y 1 contrataciones justificadas para los gastos de administración y comercialización, respectivamente estas cifras son iguales para ambos años.

No hubo reconocimiento de plazas para los sistemas de generación y distribución ya que el petente por su parte incluye plazas que se tomaron en cuenta en los estudios anteriores (ET-056-2015 y ET-057-2015) por lo que se excluyeron de los cálculos.

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

• Gastos del sistema de generación:

- ✓ En la partida “Contratos de seguros” se verificaron los montos y la distribución de las pólizas conforme a la información aclaratoria (folios 2069, 2072). Los montos asignados al sistema de generación son de \$181,33 y \$183,72 millones, para los años 2016 y 2017 respectivamente.
- ✓ La justificación no demostró el incremento de las partidas “servicios de telecomunicaciones”. (Folios 87, 528-529).
- ✓ Se excluyó el gasto por concepto de “servicios de regulación”, ya que este se consideró separado de los gastos de generación. JASEC lo refleja por separado y en los gastos de generación.
- ✓ Se excluyeron los gastos no recurrentes identificados en las siguientes partidas:
 - a. Se excluyeron de la partida de “Servicios de Ing. Ciencias económicas y sociales, y otros serv. gestión y apoyo” las erogaciones no recurrentes del año 2015 que señala la cédula (folios 90, 91), las cuales no estaban incorporadas en el detalle de los gastos no recurrentes presentado por JASEC, correspondientes a Carlos Vindas Ureña por Contratación de aforo de nacientes en el área de influencia del Proyecto PH Torito 2, a SETECOOP por O.C. N° 7128 S.S. N° 9833 y Carlos Vindas Ureña por modificación I de la Contratación de Aforo de Nacientes en el área de influencia del PH Torito II, éstas se totalizaron por el monto de \$23, 35 millones, conforme a los valores que muestra el archivo “3. Cédulas Planta

Generación Tarif.xlsx” para el año 2016 y en el archivo “Cédula 22 Serv Ing Planta Generación.xlsx (folio 2069).

- b. *“Mantenimiento y reparación de equipo de Comp. Y Software” por reparación y limpieza de impresoras, contratación 2015CD-000020-01, debido a que en la cédula se indica que el gasto de agosto del 2015 tiene un plazo de 30 días naturales por \$80,0 millones, que muestra el archivo “3. Cédulas Planta Generación Tarif.xlsx” para el año 2015 (folio 2069)*
- c. *“Mantenimiento y reparación de Birris I” se excluyó de los gastos recurrentes del año base 2015-2016 los siguientes rubros por un total de \$22,90 millones que presentaron el respaldo documental insuficiente que respalde la recurrencia para el periodo de proyección y los saldos ejecutados: el cargo por Termogram Consultores SA2012LA-000014-01, O.C. N° 7736 S.S. N° 7947, del 20-3-2013 (vencimiento de 12 meses prorrogable por dos periodos iguales), las erogaciones por SC Metrología y Laboratorios S.A., O.C. N° 9930 del 25-7-2014 (vigencia de un año), el gasto de Ricardo Ramírez Bonilla, Prorroga I 2013 LA-000009-01, O.C. N° 10174, II Prorroga O.C.11051/11554 (vigencia de 28-10-2014 al 29-4-2015) por Mantenimiento y mejoras Infraestructura civil sistema de Producción, el gasto de Ricardo Ramírez Bonilla O.C. N° 11554, Prorroga II 2013LA-000009-01 correspondiente a ajuste de precios por el periodo comprendido entre el 28-10-2014 al 29-4-2015, que muestra el archivo “3. Cédulas Planta Generación Tarif.xlsx” (folio 2069).*
- d. *“Mobiliario y equipo de oficina y menaje” se excluyó el gasto por \$8,0 miles por reintegro de caja chica del año base 2015, que se muestra el archivo “3. Cédulas Planta Generación Tarif.xlsx” (folio 2069).*
- e. *Otros servicios generales” se excluyó el monto de \$1,39 millones de los gastos por revisión técnica vehicular de RITEVE correspondientes a placas que no corresponden al servicio de generación conforme a los montos establecidos en el archivo electrónico “RTV 2016.xls” y según la asignación por servicio presentada en el archivo “Marchamo 2015”.*
- f. *En la partida de “Otros servicios generales” se excluyó el gasto por reintegro caja chica y COSEVI por renovación de licencias por un monto de \$18,4 miles. Además, se excluyó el gasto de la Ferretería Industrial La Florida, O.C. N° 11432 S.S. N° 14615, 2015CD-000057-01, por \$195,9 miles debido a que no está debidamente sustentado.*

- ✓ *La proyección del gasto de “Mantenimiento y reparación de Birris I” correspondiente a las erogaciones del año 2016 del ICE por “Mantenimiento, operación y administración de Toro III” para el periodo marzo a diciembre del 2016, se efectúa según el promedio de los pagos registrados en la cédula para los meses enero y febrero del 2016, conforme a la Cláusula Décima Tercera del Contrato de Arrendamiento de la Planta Toro III, y el oficio UEN-70-2016 (folios 2069, 2072).*
- ✓ *En la partida de “Mantenimiento y reparación de Birris I”, se proyectan dos gastos de mantenimiento para recubrimientos de la tubería de presión Birris 1 para los años 2016 y 2017. Según la información aclaratoria, se determinó que en el estudio tarifario anterior se le había reconocido una inversión de \$230.000,00, de los cuales se invirtió \$224,320,33, (ejecución del 97,53% por 121,80 millones), según consta en el Informe Técnico de Supervisión de Obras asociadas a los Estudios Tarifarios ET-057-2015 y ET-056-2015 del Proceso de Inversiones, el cual JASEC registró como una mejora en el 2015 basado en la NIC 16 Propiedad, Planta y Equipo, Sección Costos Posteriores (párrafos 13 y 14). Este criterio técnico contable no está debidamente sustentado o respaldado con la información soporte aclaratoria, tales como la demostración de los mantenimientos históricos durante su vida útil y el mantenimiento requerido según las especificaciones técnicas de la tubería.*
- ✓ *Se reconoce un gasto de mantenimiento por este concepto por \$121, 80 millones bajo el criterio de que este mantenimiento garantizará que la tubería de presión alcance la totalidad de la vida útil según lo indicado por JASEC (folio 70, 2072). El monto se ajusta al establecido en la orden de compra 10319 y la Licitación abreviada 2016LA-000007-01, y se reconoce en el año 2017 (en lugar del 2016) debido a que JASEC estimó su ejecución entre enero 2017 y junio 2017 (oficio UEN-PROP-UNP-65-2016), y las condiciones establecidas en los documentos señalan que los pagos parciales se realizarán según el avance mensual (folios 359-361, 2069).*
- ✓ *El segundo recubrimiento por \$126, 50 millones no se reconoce en el 2017 debido a que no está debidamente justificado, su aplicación*

con respecto al monto reconocido anteriormente y otro recubrimiento solicitado, su ejecución se estimó entre enero 2018 a junio 2018, la información soporte presentada corresponde a dos recubrimientos, y no se presentó un análisis que demostrara la relación entre los metros cuadros ejecutados y reconocidos como inversión, los metros y gastos estimados para el primer y segundo recubrimiento y su relación con los estipulados en la orden de compra 10319.

Las siguientes contrataciones adicionales en la partida de “Mantenimiento y reparación de Birris I”, correspondientes a gastos de mantenimiento, no están debidamente justificados. Se incorporaron en el ET-057-2015 como inversiones y en este estudio como un gasto de mantenimiento, sin presentar el sustento técnico sobre la modificación del criterio contable, información sobre el status, registro y ejecución de lo reconocido en el estudio anterior, la documentación soporte presentada en ese estudio es similar a la del estudio anterior, y no se justifica la proyección en un año cuando su ejecución se realiza al siguiente año.

- a. El gasto por la reparación válvula esférica unidad 2 Birris 1 por \$68,47 millones proyectado en noviembre del 2017 y cuya ejecución se realizará en abril del 2018, (5 meses después a la proyección según al oficio UEN-PROP-UNP-65-2016, folios 70 y 2069), fue solicitado como una inversión por \$100.000,00 en el Informe Técnico de Supervisión de Obras asociadas a los Estudios Tarifarios ET-057-2015 y ET-056-2015 del Proceso de inversiones, sobre las que se reconoció el 54%.*
- b. El gasto por el Diagnóstico de Sistema de Aterrizamiento y Descargas Atmosféricas por \$11 millones proyectado en noviembre del 2017 y cuya ejecución se realizará en agosto del 2018 (9 meses después de la proyección según oficio UEN-PROP-UNP-65-2016, folios 70 y 2069), fue solicitado como inversión por \$8 718,60 en el Informe Técnico de Supervisión de Obras asociadas a los Estudios Tarifarios ET-057-2015 y ET-056-2015 del Proceso de inversiones, sobre las que se reconoció el 54%.*
- c. El gasto por la implementación del sistema de monitoreo de embalses de \$19,8 millones proyectado en setiembre del 2017 y cuya ejecución se realizará en febrero del 2018 y marzo del*

2018 (5 meses después de la proyección según el oficio UEN-PROP-UNP-65-2016, folios 70, 2069), fue reconocido como una inversión por \$995,858,00 y no se ejecutó según el Informe Técnico de Supervisión de Obras asociadas a los Estudios Tarifarios ET-057-2015 y ET-056-2015 del Proceso de Inversiones.

d. El gasto por la mejora de la válvula mariposa Birris 1 de \$52,25 millones proyectado en setiembre del 2017 y cuya ejecución se realizará en abril del 2018 (oficio UEN-PROP-UNP-65-2016, folios 70, 2069).

- ✓ El gasto por el “servicio de vigilancia” se proyectó conforme a la información adicional remitida por JASEC, se incorporaron en el sistema de generación el monto de \$193,58 millones para el año 2016 y \$199,30 millones para el año 2017.
- ✓ Para el gasto por el “servicio de aseo”, se proyectó conforme a la información adicional remitida por JASEC, se incorporaron en el sistema de generación el mismo monto de \$18,82 millones para los años 2016 y 2017.
- ✓ Se incorporaron reducciones por mano de obra asociada a adiciones en generación, por las sumas de \$13 millones en el año 2016 y \$9,63 millones en el año 2017, según información del área de inversiones de la Intendencia de Energía.
- ✓ De acuerdo con los resultados anteriores, los gastos de generación son \$1 907,16 y \$2 145,74 millones para los años 2016 y 2017. Los gastos de generación proyectados por JASEC en el archivo de Excel IE-RE-7713 Regis Cost y Gast Gener.xlsx son \$2 110 593,71 y \$2 440,87 millones para los años 2016 y 2017, montos que difieren al Estado de Resultados Tarifario presentado.

- **Servicio de regulación**

El servicio de regulación (canon Aresep), aprobado para el año 2016 en la Gaceta No. 2016 del 23 de octubre del 2015, se asignó a los servicios regulados de energía eléctrica y alumbrado público, con base en los siguientes porcentajes 96,91% y 3,09%, respectivamente. Asimismo el canon del sector energía se distribuyó entre los sistemas de generación y distribución aplicando los porcentajes de 19,9% y 77,01% respectivamente, esto conforme la relación de los ingresos estimados

por JASEC del sistema de generación respecto al total de ingresos del sistema de distribución. Para el año 2016 este corresponde a ¢13 722,74 del servicio de generación, ¢41 924,82 del servicio de distribución, ¢2 129,26 del servicio de alumbrado público. Se estimó un incremento por inflación para el año 2017 y se proyectó en ¢14 134,45 del servicio de generación, ¢54 700,72 del servicio de distribución, y ¢2 193,14 del servicio de alumbrado público.

- **Canon de Aguas**

El canon se proyectó por 21,78 millones en el 2016 y 22,87 en el 2017 conforme al oficio DA-1662-2015 del Ministerio de Ambiente y Energía.

- **Arrendamiento Planta Hidroeléctrica Toro III**

- ✓ *El Proyecto Hidroeléctrico Toro III, es el resultado de una alianza entre el ICE y JASEC, mediante un Fideicomiso con el Banco de Costa Rica, el gasto por arrendamiento para JASEC corresponde a un 50% sobre el total, el cual se cancela de manera incondicional y solidariamente al arrendante.*
- ✓ *Se incluyó los pagos por concepto de arrendamiento de la Planta Hidroeléctrica Toro III, específicamente el 50% sobre el total, tal como lo establece el Contrato de Arrendamiento de la PH. Toro III y su Adenda No.2. El monto mensual que le corresponde a JASEC es de \$785 210, para un total anual de \$9 422 520, o su equivalente de ¢5 196,04 y ¢5 254,46 millones para los años 2016 y 2017 respectivamente, utilizando el tipo de cambio de referencia estimado por esta Intendencia.*
- ✓ *En este sentido, se procedió a incorporar el monto correspondiente a los costos del arrendamiento de la P.H. Toro III, por un monto de ¢5 905,21 millones para el 2017, tal y como lo establece el artículo 31 de la Ley No. 7593 y lo señalado por el dictamen C-141-2016 del 20 de junio del 2016 de la Procuraduría General de la República en materia de reconocimiento de esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos. No obstante, es preciso indicar que dicho proyecto representa el 62% de los costos del sistema de generación de JASEC.*

- ✓ *En la base tarifaria de JASEC, como parte de sus activos se observa el registro de ¢452 millones de colones correspondientes a terrenos. Al analizar la información aportada por la petente, se procedió a incorporar en los cálculos tarifarios el 50% del valor de los mismos, ya que carece de justificación razonable por parte de la empresa; además de definir si los mismos son cubiertos en su totalidad o parcial por parte de JASEC.*
- ✓ *En lo que respecta al cálculo del rédito para el desarrollo se reconoció una deuda con BICSA para la cancelación de deudas con Scotiabank relacionadas al fideicomiso Toro III.*

- **Gastos de Administración**

- ✓ *Se excluyó los gastos no recurrentes identificados en las siguientes partidas:*
 - a. *“Viáticos en el Exterior” los gastos por ¢1,01 millones del 2015 (folio 520).*
 - b. *“Transporte” se consideran no recurrentes los gastos por ¢0,782 millones del 2015 (folio 526).*
 - c. *“Servicios no personales” por pago de liquidación de impuestos de nacionalización de los vehículos por ¢4,92 millones (folio 536).*
 - d. *Otros servicios generales se consideraron gastos recurrentes de diferente naturaleza (renovación licencia, reparación de electrodomésticos, asiento ajuste de desinscripción de vehículo, certificaciones, servicio de sonido y animación, diferencias en transferencias, renovación de firma digital) por ¢2,13 millones en el 2015 (folio 582).*
 - e. *“Alquileres”, el gasto por Document Managment Solutions DMSS RL, O.C. N° 9650 S.S. N° 12964, III Prorroga 2011CD-000028-01, cuyo plazo era de mayo 2014 a mayo 2015 (folio 150).*
 - f. *“Servicios de Ing. Ciencias económicas y sociales, y otros serv. gestión y apoyo”, el reintegro de caja chica y la renovación de licencia servicio de chat del sitio web por ¢75,0 miles. Se incorpora el rubro por ¢4,76 de DCI Dinámica SA O.C. N° 10153 considerado por JASEC como no recurrente en la cédula pero no en el detalle de los gastos no recurrentes y el gasto de ¢681,3 miles de DCI Dinámica SA O.C. N°11231 S.S.*

N° 14777, 2015CD -00006101 por considerarse una contratación específica no recurrente (folio 534)

g. “Mobiliario y Equipo de Oficina y Menaje” los gastos por \$0,114 millones en el 2015 (folio 584).

- ✓ “Alquileres”, el alquiler del Edificio Barrio La Soledad se proyectó según el promedio del monto mensual registrado en la cédula del 2015 debido a que no está debidamente justificada la variabilidad de los montos registrados de enero 2015 a febrero 2016, tomando en consideración que en la distribución del servicio de vigilancia se indica que a partir de abril 2015 se incluye la parte de mercadeo y tecnologías de información de la Red de Comunicación con un 50% y administración central con un 50%, no se demuestra la distribución específica del alquiler entre ambos servicios y no se presentó el contrato vigente (folios 524, 525, 624).
- ✓ En la partida “Dietas” se realizó un análisis del gasto incurrido en el año 2015 y el primer bimestre del año 2016, para efectos de proyección se utilizó el promedio mensual del gasto del año 2015 debido a que el monto de la dieta se mantuvo constante durante el año 2015 y 2016, por lo que incorporó el monto de \$22,06 millones el año 2016 y de \$24,37 millones el año 2017 (folios 2069).
- ✓ En la partida “Contratos de seguros” se verificaron los montos y la distribución de las pólizas conforme a la información aclaratoria (folios 2069). Los montos asignados a los gastos administrativos son de \$ 64,80 y \$ 65,32 millones, para los años 2016 y 2017 respectivamente.
- ✓ El gasto por el “servicio de vigilancia” se proyectó conforme a la información adicional remitida por JASEC, se incorporaron en el sistema de distribución el monto de \$69,28 millones para el año 2016 y \$71,32 millones para el año 2017 (folios 2069, 2072).
- ✓ Para el gasto por el “servicio de aseo”, se proyectó conforme a la información adicional remitida por JASEC, se incorporaron en el sistema de distribución el monto de \$13,81 millones para el año 2016 y 2017 según el contrato (folios 2069, 2072).
- ✓ El total de gastos administrativos incluidos en los periodos 2016 y 2017 corresponde a las sumas de \$ 2 703,23 y \$ 2 763,80 millones,

respectivamente y los montos asignados al sistema de generación ascienden a ¢921,91 y ¢942,573 millones, en el mismo orden citado. JASEC asignó ¢882 y ¢906,62 millones respectivamente para el periodo.

- ✓ En la cuenta de “remuneraciones”, para efectos de proyección, se consideró el dato conciliado del año base, aunado a los aumentos decreto del Poder Ejecutivo con la limitante que en los dos semestres se decretan aumentos escalonados y el petente no aporta los salarios por escala, por lo que se utiliza un promedio de los dos tipos de aumentos de cada semestre, obteniendo un 0.63% para el primer semestre y un 0,38% para el segundo semestre para un total del 1,01% anual para el 2016, en el 2017 se utiliza el incremento de inflación anual determinada por la IE, resultando la suma de ¢1 508,4 millones y ¢1 543,63 millones incluido en los gastos de los años 2016 y 2017, respectivamente. En cuanto el gasto por salario escolar se aplica los porcentajes que descriptos en el apartado de criterios y los montos obtenidos fueron ¢122,56 y ¢126,18 millones para los años 2016 y 2017.

Se incluyó 3 plazas para el 2016 y 2017 los montos reconocidos son ¢11,8 y ¢18,4 millones respectivamente, en los criterios generales se describe la metodología.

- ✓ La empresa justificó el aumento en la cuenta “prestaciones legales” para el año 2016 con un monto de gasto no recurrente que se elimina del cálculo del año 2017, los gastos proyectados justificados se encuentran en la hoja “Gasto Operativo Etapa Administración (vers prop2).xlsx” en la pestaña “4. Detalle de Prestac Legales” y en el folio (352), los montos considerados son ¢53,5 y ¢14,6 millones para el 2016 y 2017 respectivamente.
- ✓ En la partida “Servicios Médicos, Jurídicos y Otras Remuneraciones” se depura el año base ya que el petente no excluye un gasto no recurrente mencionado en el folio (354) “Asesoría legal en materia de control y fiscalización en la Auditoría Interna, Adrián Leitón Zuñiga”, se procede el año 2015.
- ✓ De esta partida incluida en los gastos administrativos se trasladó el gasto no recurrente por su origen (servicios profesionales costas del proceso ordinario interpuesto por grupo familiar Arce Salas, sobre

PH Toro III), a los gastos de generación por un monto de \$6,6 millones, incluido en la hoja "Gasto Operativo Etapa Administración (vers prop2)" en su pestaña "3. Gast No Recurr"; se puede ver en los folios 144, 145 (ET-041-2016 Generación), y folios 354, 419 (ET-042-2016), se obtuvo un monto de \$7,2 y \$7,3 millones para el 2016 y 2017 respectivamente.

- **Gastos comercialización**

- ✓ En la cuenta de "remuneraciones" para efectos de proyección, se consideró el dato conciliado del año base, aunado a los aumentos decreto del Poder Ejecutivo con la limitante que en los dos semestres se decretan aumentos escalonados y el petente no aportó los salarios por escala. En virtud de lo que se utilizó un promedio de los dos tipos de aumentos de cada semestre, obteniendo un 0,63% para el primer semestre y un 0,38% para el segundo semestre para un total del 1,01% anual para el 2016, en el 2017 se utilizó el incremento de inflación anual determinada por la IE, resultando la suma de \$488 y \$502,6 millones incluido en los gastos de los años 2016 y 2017, respectivamente. En cuanto el gasto por salario escolar se aplicó los porcentajes que descriptos en el apartado de criterios y los montos obtenidos fueron \$43,3 y \$44,8 millones para los años 2016 y 2017 respectivamente.
- ✓ Se incluyó 1 plaza para los años 2016 y 2017 por un monto de \$5,8 y \$6,2 millones respectivamente, en los criterios generales se describe la metodología.
- ✓ La empresa justificó el aumento en la cuenta "prestaciones legales" para el año 2016 con un monto de gasto no recurrente que se elimina del cálculo del año 2017, los gastos proyectados justificados se encuentran en la hoja de excel con nombre "Gasto Operativo Etapa ComercialFinal" en la pestaña "4. Detalle de Prestac Legales" y en el folio (504-505), la empresa para el año 2016 proyectó un monto de \$13,9 millones, utilizando \$4,03 millones sin respaldo en los cálculos presentados por lo que se excluye; los montos considerados son \$9,8 y \$7,9 millones para el 2016 y 2017 respectivamente.

iii. Capital de trabajo:

De conformidad con la metodología vigente, el capital de trabajo de JASEC se estimó como el período medio de cobro multiplicado por el efectivo requerido de operación por día (gastos de operación, mantenimiento y administración menos las depreciaciones, las partidas amortizables, los gastos por pérdidas de retiros de activos, todo eso dividido entre 360), datos que se extraen de los Estados Financieros Auditados de los años 2013, 2014 y 2015.

El período medio de cobro es el resultado del cociente entre las cuentas por cobrar y los ingresos por venta, el número de días a utilizar no debe ser superior al promedio de la industria, por lo que para este estudio se tomó el promedio de la industria siendo este de 28 días.

Con base en lo anterior el capital de trabajo incluido en el cálculo tarifario es de \$192,24 millones para el 2017.

iv. Análisis de resultados:

Los siguientes son los resultados obtenidos para la actividad de generación una vez que se realizaron las modificaciones explicadas en los puntos anteriores; se registra una disminución de un 3% en el total de gastos, respecto a los costos solicitados por JASEC en el periodo 2017, tal y como se muestra en el cuadro a continuación:

Cuadro No. 13
Sistema de Generación, JASEC
Resumen de costos y gastos de operación

(millones de colones)

DESCRIPCIÓN	2017				
	Cifras según JASEC	Cifras según ARESEP	Variación Absoluta	Variación Porcentual	Peso Variación
COMPRAS DE ENERGÍA					
Arrendamiento Planta Hidroeléctrica Toro III	5485,93	5254,47	-231,46	-4%	83%
Plan Adicional de Mantenimiento Toro III	659,42	650,74	-8,68	-1%	3%
TOTAL COMPRAS DE ENERGÍA	6145,35	5905,21	-240,14	-4%	86%
MENOS:					
GASTOS GENERALES					
Gastos Efectivos Generación Hidráulica	1776,95	1493,41	-283,54	-16%	102%
Gastos Efectivos Administrativos y Generales	906,62	941,23	34,61	4%	-12%
Canon de Aguas	21,93	22,88	0,95	4%	0%
Canon de Regulación ARESEP	1,08	14,13	13,06	1212%	-5%
Depreciación de Activos	1020,82	1217,36	196,54	19%	-71%
TOTAL GASTOS GENERALES	3727,40	3689,01	-38,39	-1%	14%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	9872,75	9594,22	-278,54	-3%	100%

Fuente: Aresep**v. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:**

Del análisis realizado en los aportados anteriores y con base en el rédito calculado, se concluye que la actividad de generación que realiza JASEC requiere ingresos por ₡11 200,26 millones para el 2017 por concepto de ventas de energía, para un nivel de rédito para el desarrollo para el periodo del 5,62% para esos mismos años.

3. Estructura tarifaria

ARESEP concuerda con la posición de JASEC de mantener la tarificación dividida por períodos horarios en conceptos de energía y potencia.

En función de lo anterior, se propone mantener la distribución relativa de las tarifas por periodo horario y aplicar de igual forma en cada una el incremento propuesto de 23,42%, el detalle de los ajustes propuestos se presenta a continuación:

JASEC Sistema de generación		Tarifa vigente desde el 1-enero- 2016	Tarifa propuesta a partir del 1- enero-2017
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Periodo Punta	cada kWh	50.79	62.69
Periodo Valle	cada kWh	41.29	50.96
Periodo Noche	cada kWh	35.09	43.31
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Periodo Punta	cada kW	2 877.55	3 551.47
Periodo Valle	cada kW	2 877.55	3 551.47
Periodo Noche	cada kW		0.00

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

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

1. Los gastos que la Intendencia de Energía estimó para el año 2017 serían \$ 278,54 millones menores a los solicitados por JASEC (-3%). Algunos de los gastos que más se han ajustado, según los cálculos de la IE con respecto a los presentados por JASEC son los gastos efectivos de generación hidráulica y el arrendamiento de la Planta Hidroeléctrica Toro III, (los cuales disminuyeron en un 16% y 4% respectivamente, en relación a lo solicitado por la empresa). Asimismo, hubo un impacto significativo en el gasto de depreciación, que refleja un incremento del 19% respecto a lo solicitado por el petente.
2. En cuanto a las inversiones o adición de activos para el año 2017, la Intendencia estimó \$ 1 025,59 millones menos que lo solicitado por JASEC (-32,92%).
3. La base tarifaria que ha reconocido la IE para el ejercicio 2017 es inferior en \$ 205,77 millones a la base calculada por JASEC (-0,72%).
4. Todo lo anterior implica que mientras JASEC solicita unos ingresos adicionales de \$ 2 125,22 millones para el 2017, la IE recomienda aprobar \$ 2 130,22 millones.

V. CONCLUSIONES

1. *La Junta Administradora de Servicios de Cartago solicitó un ajuste en las tarifas del sistema de generación de energía eléctrica del 28,5% a partir del mes de octubre del 2016.*
2. *Como resultado del análisis tarifario realizado por este Ente Regulador se recortó en costos y gastos ¢ 278,54 millones, entre los que sobresalen los gastos efectivos de generación hidráulica y el arrendamiento de la Planta Hidroeléctrica Toro III, con una disminución del 16% y 4% respectivamente. En lo que respecta a las adiciones de activos se incorporó un 33% menos de lo solicitado. A la luz de lo anterior, esto significó reconocer sólo el 83% de los ingresos solicitados por JASEC*
3. *Se procedió a incorporar en los costos del sistema de generación, el monto correspondiente al arrendamiento de la P.H. Toro III (¢5 905,21 millones), de conformidad con lo que establece la Ley de la Autoridad Reguladora en su artículo 31 y al dictamen C-141-2016 del 20 de junio del 2016 de la Procuraduría General de la República en materia de reconocimiento de esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos. No obstante, es preciso indicar que dicho proyecto representa el 62% de los costos del sistema de generación de JASEC.*
4. *Con base en este análisis, se propone un aumento en las tarifas de generación de JASEC de un 23,42%, el cual regirá a partir del 1 de enero del 2017.*

[...]

- II. Que en cuanto a la consulta pública, del oficio 1318-IE-2016 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

1. **Señor Mario Redondo Poveda, cédula de identidad número 105890526:**

- a) *JASEC se justifica en un menor nivel de lluvias a finales del 2015 y que han afectado el verano del 2016, lo cual no puede justificar el aumento, dado que en el año 2015 de la generación total del país, un 98,5 correspondió a energías renovables, principalmente la hidráulica y en lo que va de este año del 2016, esto según el ICE, es probable que solo el 2% de la energía generada, sea utilizada en combustibles fósiles, por lo que no se puede justificar un incremento tarifario en menores niveles de lluvia, además el año anterior JASEC sobreestimó las compras del ICE para justificar mayores costos y, en este caso no suena razonable que tenga mayores compras al ICE.*
- b) *JASEC expone recuperar el nivel de rédito de desarrollo, tiene implícito dos errores, el primero es que de acuerdo con la metodología vigente, varía hacia arriba o hacia abajo cada vez que se hace una fijación tarifaria, de modo que no procede recuperar un nivel de rédito pasado. El segundo error, es que el rédito para el desarrollo es para realizar inversiones que garanticen la sostenibilidad del servicio y no el mantenimiento que se incluye dentro de los gastos.*
- c) *Los precios medios de la electricidad que vende JASEC durante los últimos cuatro años, no son consistentes con la necesidad de un incremento por las siguientes dos razones; al usuario al final está cargando con una inflación de la electricidad más alta que la inflación general y como se muestra más adelante, es mucho mayor que el de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, para el mismo periodo, por si se quería justificar en factores totalmente exógenos, lo cual hace dudar de la necesidad de incremento de tarifas, solicitado por JASEC.*

Por último, el comportamiento de los precios medios de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, se destaca que la tendencia en los últimos años ha sido hacia la baja y tiene una variación muy inferior que el valor de JASEC.

Si bien la metodología vigente, no considera el benchmark, en este caso resulta muy útil como referencia a la hora de fijar las tarifas, sobre todo considerando que la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, es la empresa que tiene las condiciones de topología de la red, estructura de costos, densidad de servicios y perfil de usuarios más parecidas a las de JASEC.

- d) *JASEC presenta un porcentaje muy bajo en la ejecución de los recursos para inversiones aprobados por ARESEP, lo cual refleja una ineficiencia de la institución para ejecutar sus planes de inversión, por lo que se le deben exigir mejores justificaciones para las nuevas inversiones.*
- e) *JASEC estimó una menor generación propia, la cual debe revisarse a la luz de los caudales de los ríos que utilizan sus plantas, lo anterior dado que JASEC Generación, tiende a subestimar la generación propia e incrementar compras de energía al ICE, lo que hace incrementar la magnitud del ajuste tarifario requerido.*
- f) *La solicitud de JASEC Generación, debe revisarse a la luz de nuevas disposiciones de la ARESEP, respecto a la información requerida y su formato, porque a nuestro entender no cumple a cabalidad con dichas disposiciones.*
- g) *El plan de inversiones no incluye suficientes justificaciones para cada rubro de inversión y sobre todo respecto a la vinculación con las mejoras en la calidad del servicio.*

2. Señor. Rafael Calvo Ortega, portador de la cédula de identidad N.º 3-218-205:

- a) *El incremento tarifario solicitado por JASEC es mucho para los ciudadanos de Cartago.*
- b) *El precio del petróleo está bajo, por lo cual, Jasec no puede justificar su petición tarifaria en los altos costos de los hidrocarburos.*
- c) *Los números de la presente petición tarifaria presentados en la audiencia pública por parte de JASEC no son auditados, sólo hace alusión de que deben de ser competitivos.*

3. Señor Henry Cerdas Sánchez, portador de la cédula de identidad N.º 3-287-021:

- a) *Jasec justificó su solicitud tarifaria en hacer frente a mayor nivel de compras de energía, producto de la reducción de lluvias desde finales del*

año, del periodo 2015, que ha afectado el verano 2016. JASEC, nos hablaba de una reducción de un 30% de la generación.

- b) El ICE nos dice que para el periodo del año 2016, dice que la generación en el país será de un 98% con energías renovables y que su disminución o generación para combustibles fósiles será no más de un 2%, entonces cómo vamos a justificar un incremento de un 10% donde el mismo ICE, que es el que le vende cuando JASEC no tiene generaciones que han estado dentro del proceso de producción del año, dice que no va a tener producciones del más del 2%.*
- c) Jasec indica que es para recuperar el nivel de rédito, el cual es requerido para realizar inversiones de mantenimiento fuertes en operaciones de servicio eléctrico y no para el mantenimiento que se incluye dentro de los gastos.*
- d) JASEC tiene un incremento del 22,52% de costo de incremento de costo de energía en los últimos cuatro años, mientras que la inflación promedio de los índices de precio consumidor de los últimos cuatro años, igual es del 12,86.*

4. Señor Hugo Maroto Guzmán, portador de la cédula de identidad N.º 9-003-188:

- a. Se opone porque no es posible que manden directivos de la JASEC a Alemania un mes para que vayan a pasear, porque no van a hacer nada, porque vienen aquí hacen un informe de lo que vieron allá, o sea aquí tienen que mandar a los empleados, a los jefes de oficina, a los subalternos.*

5. Señora Teresita Vargas Elizondo, portadora de la cédula de identidad N.º 1-585-471:

- a. Me opongo porque cuando hay esta clase de asambleas, por qué no pasan como cuando van a cortar la luz o el agua, avisando a los vecinos.*

6. Señora Lidieth Vargas Elizondo, portador de la cédula de identidad N.º 3-326-176:

- a. *Se opone a la petición tarifaria propuesta por Jasec, dado que no hubo una notificación adecuada a los usuarios.*

7. Señor Luis Gerardo Barahona Gutiérrez, portador de la cédula de identidad N 103670236:

- a. *Para los señores de la ARESEP, que utilicen otro medio para que se le comunique a la ciudadanía de Cartago y viceversa, porque desgraciadamente los que estamos aquí, nos hemos dado cuenta solamente por la radio Cartago y eso debe ser publicado en otras emisoras para que así todas las personas, todos los Cartagos hubiéramos podido venir a esta oposición.*

8. Cámara de industrias de Costa Rica, representada por Carlos Montenegro

- a. *Revisar con criterio experto las estimaciones de demanda y contrastarlo con el crecimiento real, pues se falló para el 2015 y parece proyectarse un crecimiento muy bajo para el 2017.*
- b. *Se solicita a ARESEP moderar el aumento solicitado por JASEC, pues pretender un aumento de un 26% en los ingresos totales del 2016 y mantenerlo para el 2017 es desproporcionado, dados la inflación y devaluación del país.*
- c. *Revisar tan fuertes aumentos solicitados en gastos, pues la necesaria separación de generación y distribución está dejando dudas sobre las verdaderas cifras de cada sistema.*

A continuación las respuestas a las posiciones planteadas en el proceso de audiencia pública:

1. Señor Mario Redondo Poveda, cédula de identidad número 105890526:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Generación de JASEC: *En el último estudio ordinario analizado para el primer semestre del año 2016 (RIE-099-2015, ET-056-2015), se estimó una producción de las plantas de JASEC de 98,8 GWh, sin embargo estas plantas produjeron 75,5 GWh. En lo que respecta a las pérdidas de energía se estimó inicialmente*

que estarían cercanas al 7,5%, siendo el dato real del 8,6%. Asimismo, se advierte que el nivel de ventas de energía proyectadas fue 281,9 GWh, sin embargo al final el nivel de dichas ventas fue de 287 GWh.

En función de lo anterior, el aumento en la demanda, la disminución de la generación propia y el incremento en las pérdidas eléctricas obligó a JASEC a comprar más de lo esperado al ICE. En este contexto, se le conocieron compras para 205 GWh, pero compraron 238,6 GWh; lo que evidentemente implica un aumento en el gasto de JASEC.

Unido a lo anterior, si bien en todo el país se abasteció la demanda con 98% de generación proveniente de fuentes renovables, la producción de JASEC fue menor a la esperada, razón por la cual tuvo que pagar de más al ICE por concepto de compras de energía renovables.

Es importante aclarar que el análisis anterior es para el primer semestre del presente año, de manera que si se mantiene la tendencia es de esperar que estas diferencias sean mayores.

Rédito para el desarrollo: De acuerdo con la metodología “Tasa de retorno”, la cual es utilizada por el Ente Regulador para definir las tarifas de los servicios de electricidad, y en este caso particular para generación y distribución, depende de la definición del porcentaje de rédito para el desarrollo con el cual cada sistema debe de atender sus inversiones, la sostenibilidad y el crecimiento del servicio. En este sentido, se aclara las peticiones tarifarias cumplen con lo señalado en la resolución RRG-6570-2007 correspondiente a “Simplificación de trámites de las solicitudes tarifarias que se presenten ante la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”.

Precios medios: Respecto a los precios medios de JASEC, es preciso indicar que este Ente Regulador en atención al artículo 32 de la Ley No. 7593, no acepta aquellos costos de las empresas reguladas que se consideren erogaciones innecesarias o ajenas, así como desproporcionados en relación con la prestación del servicio público. No obstante lo anterior, es preciso aclarar que algunos de los costos y gastos incluidos en la estructura de costos que presenta JASEC, no responden a variaciones en el Índice de Precios al Consumidor, por lo cual no es del todo preciso hacer la correlación entre la inflación local y el crecimiento de las tarifas, ya que estas últimas se ven afectadas entre otras causas, por el costo del diésel y bunker, arrendamientos, contratos establecidos entre las partes, tipo de cambio, tasas de interés, etc.

Generación propia: En lo que respecta a la generación propia, se indica que la ARESEP dispone de una base de datos propia en la cual se registra la generación proyectada y real por empresa, de tal manera que en el presente estudio tarifario, se utilizan datos actualizados y veraces de dicha generación y por ende de las compras de energía realizadas al ICE.

Disposiciones emitidas por Aresep: Es importante indicar que de conformidad con el artículo 33 de la Ley No. 7593, JASEC está en la obligación de cumplir con las disposiciones establecidas por la Autoridad Reguladora, en anteriores fijaciones o en intervenciones realizadas en el ejercicio de sus potestades antes de la petición. Asimismo, debe de cumplir con lo señalado en la resolución RRG-6570-2007 correspondiente a “Simplificación de trámites de las solicitudes tarifarias que se presenten ante la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”.

2. Señor. Rafael Calvo Ortega, portador de la cédula de identidad N.º 3-218-205:

Valores auditados: Se aclara al oponente que uno de los criterios tarifarios aplicados por los especialistas en regulación, es el verificar el comportamiento de cada una de las erogaciones incluidas por la petente, las cuales son cotejadas con los estados financieros auditados. Adicionalmente, las empresas reguladas están obligadas a entregar los estados financieros certificados bajo la modalidad trimestralmente, lo cual permite disponer de la información actualizada para apoyar la toma de decisiones.

3. Señor Henry Cerdas Sánchez, portador de la cédula de identidad N.º 3-287-021:

Generación de JASEC: Se le indica al oponente que en el último estudio ordinario analizado para el primer semestre del año 2016 (RIE-099-2015, ET-056-2015), ARESEP estimó una producción de las plantas de JASEC de 98,8 GWh, sin embargo estas plantas produjeron 75,5 GWh. En lo que respecta a las pérdidas de energía se estimó inicialmente que estarían cercanas al 7,5%, siendo el dato real del 8,6%. Asimismo, se advierte que el nivel de ventas de energía proyectadas fue 281,9 GWh, sin embargo al final el nivel de dichas ventas fueron de 287 GWh.

En función de lo anterior, el aumento en la demanda, la disminución de la generación propia y el incremento en las pérdidas eléctricas obligó a JASEC a comprar más de lo esperado al ICE. En este contexto, se le conocieron compras

para 205 GWh, pero compraron 238,6 GWh; lo que evidentemente implica un aumento en el gasto de JASEC.

Si bien en todo el país se abasteció la demanda con 98% de fuentes renovables, la producción de JASEC fue menor a la esperada y JASEC tuvo que pagar de más al ICE por concepto de compras de energía renovables.

Es importante aclarar que el análisis anterior es para el primer semestre del presente año, de manera que si se mantiene la tendencia es de esperar que estas diferencias sean mayores.

Precios medios: Respecto a los precios medios de JASEC, es preciso indicar que este Ente Regulador en atención al artículo 32 de la Ley No. 7593, no acepta aquellos costos de las empresas reguladas que se consideren erogaciones innecesarias o ajenas, así como desproporcionados en relación con los gastos normales del servicio público. No obstante, es preciso aclarar que algunos de los costos y gastos incluidos en la estructura de costos que presenta JASEC, no responden a variaciones en el Índice de Precios al Consumidor, por lo cual no es del todo preciso hacer la correlación entre la inflación local y el crecimiento de las tarifas, ya que estas últimas se ven afectadas entre otras causas, por el costo del diésel y bunker, arrendamientos, contratos establecidos entre las partes, tipo de cambio, tasas de interés, etc.

4. Señor Hugo Maroto Guzmán, portador de la cédula de identidad N.º 9-003-188:

Capacitación: Se aclara al aponente que una de las cuantas revisadas y evaluadas por los especialistas en regulación es el gasto en capacitación del personal de las empresas reguladas, el cual tiene que estar debidamente justificado y estar relacionado con la prestación del servicio público regulado.

5. Señora Teresita Vargas Elizondo, portadora de la cédula de identidad N.º 1-585-471:

Audiencias públicas: Se le indica a la aponente, que de conformidad con lo establecido en el artículo 36 de la Ley No. 7593, corresponde a la Autoridad Reguladora convocar a audiencia pública, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Para ello, se ordena publicar en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional. En este caso, particular se procedió a publicar el 1 de agosto del 2016 en los siguientes diarios de circulación nacional La Teja y La Extra y el 29 de

julio del año en curso en La Gaceta N°146, Alcance Digital N°132. En esta materia la Autoridad Reguladora actuó según lo establecido.

6. Señora Lidieth Vargas Elizondo, portador de la cédula de identidad N.º 3-326-176:

Audiencias públicas: Se le indica a la oponente, que de conformidad con lo establecido en el artículo 36 de la Ley No. 7593, corresponde a la Autoridad Reguladora convocar a audiencia pública, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Para ello, se ordena publicar en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional. En este caso, particular se procedió a publicar el 1 de agosto del 2016 en los siguientes diarios de circulación nacional La Teja y La Extra y el 29 de julio del año en curso en La Gaceta N°146, Alcance Digital N°132. En esta materia la Autoridad Reguladora actuó según lo establecido.

7. Señor Luis Gerardo Barahona Gutiérrez, portador de la cédula de identidad N 103670236:

Audiencias públicas: Se le indica al oponente, que de conformidad con lo establecido en el artículo 36 de la Ley No. 7593, corresponde a la Autoridad Reguladora convocar a audiencia pública, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Para ello, se ordena publicar en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional. En este caso, particular se procedió a publicar el 1 de agosto del 2016 en los siguientes diarios de circulación nacional La Teja y La Extra y el 29 de julio del año en curso en La Gaceta N°146, Alcance Digital N°132.

8. Cámara de industrias de Costa Rica, representada por Carlos Montenegro

En respuesta a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Generación de JASEC: Se aclara que en el último estudio ordinario analizado para el primer semestre del año 2016 (RIE-099-2015, ET-056-2015), ARESEP estimó una producción de las plantas de JASEC de 98,8 GWh, sin embargo estas plantas produjeron 75,5 GWh. En lo que respecta a las pérdidas de energía se estimó inicialmente que estarían cercanas al 7,5%, siendo el dato real del 8,6%. Asimismo, se advierte que el nivel de ventas de energía proyectadas fue 281,9 GWh, sin embargo al final el nivel de dichas ventas fueron de 287 GWh.

En virtud lo anterior, el aumento en la demanda, la disminución de la generación propia y el incremento en las pérdidas eléctricas obligó a JASEC a comprar más de lo esperado al ICE. En este contexto, se le conocieron compras para 205 GWh, pero compraron 238,6 GWh; lo que evidentemente implica un aumento en el gasto de JASEC.

Si bien en todo el país se abasteció la demanda con 98% de fuentes renovables, la producción de JASEC fue menor a la esperada y JASEC tuvo que pagar de más al ICE por concepto de compras de energía renovables.

Es importante aclarar que el análisis anterior es para el primer semestre del presente año, si se mantiene la tendencia es de esperar que esta diferencias se hagan más anchas.

Precios medios: Respecto a los precios medios de JASEC, es preciso indicar que este Ente Regulador en atención al artículo 32 de la Ley No. 7593, no acepta aquellos costos de las empresas reguladas que se consideren erogaciones innecesarias o ajenas, así como desproporcionados en relación con los gastos normales del servicio público. No obstante, es preciso aclarar que algunos de los costos y gastos incluidos en la estructura de costos que presenta JASEC, no responden a variaciones en el Índice de Precios al Consumidor, por lo cual no es del todo preciso hacer la correlación entre la inflación local y el crecimiento de las tarifas, ya que estas últimas se ven afectadas entre otras causas, por el costo del diésel y bunker, arrendamientos, contratos establecidos entre las partes, tipo de cambio, tasas de interés, etc.
[...]

- 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 del sistema de generación que presta JASEC a partir del 1 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2017, tal y como se dispone;

**POR TANTO
EL DIRECTOR CON RECARGO DE FUNCIONES
DE LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar las tarifas del sistema de generación que presta JASEC a partir del 1 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2017, de la siguiente manera:

JASEC		Rige a partir del 1- enero-al 31 de diciembre del 2017
Sistema de generación		
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución		
<u>Por consumo de energía</u>		
<u>(kWh)</u>		
Periodo Punta	cada kWh	62,69
Periodo Valle	cada kWh	50,96
Periodo Noche	cada kWh	43,31
<u>Por consumo de potencia</u>		
<u>(kW)</u>		
Periodo Punta	cada kW	3 551,47
Periodo Valle	cada kW	3 551,47
Periodo Noche	cada kW	0,00

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

Mario Mora Quirós
Director Intendencia de Energía

1 vez.—(IN2016067374).

RIE-087-2016, a las 14:58 horas del 22 de setiembre de 2016

**SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA JUNTA ADMINISTRATIVA
DEL SERVICIO ELÉCTRICO MUNICIPAL DE CARTAGO (JASEC) PARA EL
SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

ET-042-2016

RESULTANDO:

- I. Que JASEC presta el servicio de distribución de energía eléctrica de acuerdo con lo establecido en la Ley No. 7799, Ley de “Reforma de la Ley de Creación de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago, Ley N° 3300”.
- II. Que el 30 de junio del 2016, mediante el oficio GG-435-2016, la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) presentó solicitud para ajustar las tarifas vigentes del servicio de distribución de energía eléctrica que presta (folios 1 al 1751).
- III. Que el 5 de julio del 2016, mediante el oficio 0886-IE-2016, la Intendencia de Energía (IE) emitió una prevención a JASEC por el incumplimiento de un requisito de admisibilidad (folio 1773- 1774)
- IV. Que el 11 de julio del 2016, mediante el oficio GG-468-2016, JASEC aportó la información solicitada mediante el oficio 886-IE-2016 (1755-1771).
- V. Que el 18 de julio del 2016, mediante el oficio 925-IE-2016, se emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para fijar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica presentada por JASEC (folios 1778 a 1780).
- VI. Que el 18 de julio del 2016, mediante el oficio 926-IE-2016, la Intendencia de Energía le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por JASEC para el servicio de distribución de electricidad (folios 1781-1783).

- VII.** Que el 20 de julio del 2016, mediante el oficio 962-IE-2016, la IE le solicitó a JASEC aclaración y detalle de la información aportada (folios 1784-1787).
- VIII.** Que el 22 de julio del 2016, mediante oficio 0996-IE-2016, la IE realizó una corrección a los oficios de admisibilidad 0885-IE-2016 y 0926-IE-2016 (folios 1789-1791).
- IX.** Que el 29 de julio del 2016, mediante oficio SG-066-2016, JASEC presentó, parcialmente, la información solicitada por medio del oficio 0968-IE-2016 y solicitó una prórroga para la entrega de la información restante (folios 1796-1822).
- X.** Que el 29 de julio del 2016, mediante oficio SG-066-2016, JASEC presentó, parcialmente, la información solicitada por medio del oficio 0962-IE-2016 y solicitó una prórroga para la entrega de información restante (folios 1796 a 1822).
- XI.** Que el 29 de julio del 2016, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N°146, Alcance Digital N°132 (folios 1824 a 1825).
- XII.** Que el 1 de agosto del 2016, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 1840 a 1841).
- XIII.** Que el 3 de agosto del 2016, mediante oficio 1063-IE-2016, la IE le otorgó la prórroga solicitada por JASEC mediante el oficio SG-066-2016, dando como plazo máximo el 5 de agosto del 2016.
- XIV.** Que el 4 de agosto del 2016, mediante oficio SG-070-2016, JASEC presentó la información faltante solicitada en el oficio 0962-IE-2015 (folios 1842-1847).
- XV.** Que el 18 de agosto de 2016, mediante el oficio 2924-DGAU-2016/134061 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 2100 a 2102).
- XVI.** Que el 23 de agosto del 2016 a las 17:30 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 30 de agosto del 2016 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 3014-DGAU-2016/135185), así como la respectiva

Acta de la Audiencia Pública N° 44-2016 (oficio 3015-DGAU-2016/135186). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Mario Redondo Poveda cédula de identidad número 1-0589-0526, Rafael Calvo Ortega cédula de identidad número 3-218-205, Henry Cerdas Sánchez cédula de identidad número 3-287-021, Hugo Maroto Guzmán cédula de identidad número 9-003-188, Teresita Vargas Elizondo cédula de identidad número 1-585-471, Lidieth Vargas Elizondo cédula de identidad número 3-326-176, Luis Gerardo Barahona Gutiérrez cédula de identidad número 1-0367-0236, Cámara de Industrias de Costa Rica cédula jurídica 3-002-042023, representada por el señor Carlos Montenegro Godínez cédula de identidad 1-0632-0878.

- XVII.** Que el 23 de agosto de 2016, mediante el oficio 700-RG-2016, el Regulador General nombró al señor Mario Mora Quirós, Director de Energía con recargo de funciones de la Intendencia de Energía, a partir del 24 de agosto del 2016 hasta el 30 de noviembre de 2016, por motivo de la renuncia del Intendente de Energía.
- XVIII.** Que el 21 de setiembre de 2016, mediante el informe técnico 1319-IE-2016, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar las tarifas del sistema de distribución que presta JASEC a partir del 1 de enero del 2017.

CONSIDERANDO:

- I.** Que del oficio 1319-IE-2016, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANALISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria

Según la información aportada por JASEC y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicita ajustar las tarifas de su sistema de distribución de energía eléctrica, según el siguiente detalle:

		Precio Oct - Dic 2016 sin CVC * (Colones)	Periodo Oct - Dic 2016		Precio 2017 sin CVC * (Colones)	A partir del 1° Enero 2017	
			Tarifa Ajustada (Colones)	% de Ajuste		Tarifa Ajustada (Colones)	% de Ajuste
T-RE: Residencial:	Primeros 200 kwh	73,18	80,50	10,00%	66,24	72,86	10,00%
	Cada kwh adicional	89,59	98,55	10,00%	81,08	89,19	10,00%
T-GE: General ⁽¹⁾ :	Bloque 0 a 3 000 kwh						
	Cada kwh a	103,47	113,82	10,00%	93,64	103,00	10,00%
	Bloque Más de 3 000 kwh						
	Rubro de Potencia						
	Primeros 8 kw	77.386,08	85.124,69	10,00%	70.036,56	77.040,22	10,00%
	Cada kwh adicional	9.673,26	10.640,59	10,00%	8.754,57	9.630,03	10,00%
	Rubro de Energía						
	Primeros 3.000 kwh	185.490,00	204.039,00	10,00%	167.880,00	184.668,00	10,00%
Cada kwh adicional	61,83	68,01	10,00%	55,96	61,56	10,00%	
T-CS: Preferencial de carácter social	Bloque 0 a 3.000 kwh						
	Cada kwh a	74,45	81,90	10,00%	67,38	74,12	10,00%
	Bloque Más de 3.000 kwh						
	Rubro de Potencia						
	Primeros 8 kw	52.008,00	57.208,80	10,00%	47.068,64	51.775,50	10,00%
	Cada kw adicional	6.501,00	7.151,10	10,00%	5.883,58	6.471,94	10,00%
	Rubro de Energía						
	Primeros 3.000 kwh	128.670,00	141.537,00	10,00%	116.490,00	128.139,00	10,00%
Cada kwh adicional	42,89	47,18	10,00%	38,83	42,71	10,00%	
T-MT: Media Tensión ⁽²⁾ :	Potencia						
	Punta	9.993,76	10.993,14	10,00%	9.044,64	9.949,10	10,00%
	Valle	7.165,98	7.882,58	10,00%	6.485,42	7.133,96	10,00%
	Llano	4.902,25	5.392,48	10,00%	4.436,67	4.880,34	10,00%
	Energía						
	Punta	56,78	62,46	10,00%	51,39	56,53	10,00%
	Valle	27,76	30,54	10,00%	25,12	27,63	10,00%
	Llano	18,92	20,81	10,00%	17,13	18,84	10,00%
T-ACCESO: Acceso a la Red de Distribución JASEC		A partir del 1 Octubre 2016					
Cada kWh a		14,46					

* Precios sin combustibles, resoluciones RIE-099-2015 del 08 de octubre 2015 y RIE-013-2016 de abril 2016

(1) No se realizó la segregación de la tarifa T-GE tal como lo indicó la resolución RIE-066-2016 del 17 de junio de 2016 la cual separa la citada tarifa en tarifa T-CO (tarifa comercios y servicios) y tarifa T-IN (tarifa industrial)

(2) No se incluyó lo correspondiente a la tarifa T-MTb la cual fue aprobada mediante la RIE-035-2016 del 18 de marzo de 2016

Las razones que motivan la petición tarifaria propuesta por JASEC para este servicio son: a) hacer frente a mayor nivel de compras de energía, producto de la reducción de lluvias desde finales del periodo 2015 y que han afectado el verano 2016 y b) recuperar el nivel de rédito de desarrollo, el cual es requerido para realizar inversión y mantenimientos fuertes en operación del servicio eléctrico.

2. Análisis de la solicitud

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

a. *Parámetros utilizados*

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten, se elaboran tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2016-2017 y sus respectivas revisiones, así como las perspectivas de la economía mundial, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) y otras entidades internacionales.

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2016-2017, estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2016 y 2017, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.)¹. El 26 de julio de 2016, el BCCR en su Revisión de Programa Macroeconómico 2016-2017, ha decidido mantener este objetivo de inflación².

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

En lo que respecta al tipo de cambio, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada³.

Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (IE) considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real al momento de la audiencia pública (¢557,65 / \$1 USD) y mantenerla constante para el periodo estimado.

En lo que respecta a la inflación externa (Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos⁴) se recopila a partir del “U.S. Bureau of Labor Statistics” (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el Fondo Monetario Internacional estima⁵ inflaciones para los EEUU en 0,8% para el 2016 y 2,2% para el 2017.

¹ BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/PM2016-17.pdf

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/Revision_PM2016-17.pdf

³ BCCR; http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/

⁴ Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>

⁵ Ver: <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/reo/2016/whd/pdf/wreo0416s.pdf>

En el siguiente cuadro resumen se presenta el comportamiento de los índices de inflación antes mencionados (interno y externo) y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar para los tres últimos años reales (2013, 2014 y 2015) y las proyecciones para el 2016 y 2017.

Cuadro N° 1
Sistema de distribución, JASEC
Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario
Porcentajes de Variación Anuales (%)
Periodo 2013-2017

INDICES	2013	2014	2015	2016	2017
Variaciones según ARESEP (al final del año)					
Inflación interna (IPC-CR)	3,68%	5,13%	-0,80%	1,49%	3,00%
Inflación externa (IPC-USA)	1,50%	0,76%	0,73%	2,03%	2,20%
Depreciación (¢/U.S.\$)	0,16%	7,82%	-0,12%	1,71%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)					
Inflación interna (IPC-CR)	5,23%	4,52%	0,80%	0,09%	2,61%
Inflación externa (IPC-USA)	1,46%	1,62%	0,12%	1,26%	1,75%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-0,56%	7,59%	-0,54%	1,62%	0,81%
Notas: Los años 2016 y 2017 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					

Fuente: Elaboración propia con base en Programa Macroeconómico 2016 - 2017 y datos del BCCR, INEC, BLS y FMI.

b. Análisis del mercado

i. Mercado presentado por JASEC:

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

ii. Situación actual del mercado

El presente informe expone el análisis de mercado elaborado con el fin de apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario del sistema de distribución de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC). 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 JASEC, 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.

iii. Mercado presentado por JASEC:

Conforme a la metodología utilizada para los estudios tarifarios tramitados por la Intendencia de Energía (IE), se procedió a estudiar y analizar el estudio presentado por JASEC para su sistema de distribución. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:

- 1. JASEC solicitó un aumento del 10,00% en las tarifas vigentes residencial (T-RE), tarifa industrial (T-IN), tarifa comercios y servicios (T-CO), preferencial de carácter social (T-CS) y tarifa media tensión (T-MT) a partir del mes de octubre del 2016. Con el ajuste tarifario propuesto se conseguirían compensar el incremento en compras al ICE producto de la reducción de lluvias desde finales del periodo 2015 y que han afectado el verano 2016, además recuperar el nivel de rédito para el desarrollo, el cual es requerido para realizar las inversiones y su mantenimiento.*
- 2. JASEC estimó las ventas de energía con datos reales al mes de abril 2016. La proyección de las ventas de energía se efectuó con la base de datos de facturación por bloques de consumo, la cual está detallada por el mercado de cada tarifa en forma mensual y compuesta por los siguientes rubros: kwh y kw (si corresponde), importes (kwh y kw, si corresponde), cantidades de abonados, consumos y precios promedios, cifras que se presentan en detalle mensual y anual por bloques de consumo para cada tarifa. Se presentó un análisis del comportamiento de las ventas de energía durante el periodo enero 2011 – abril 2016 como insumo para realizar la proyección del periodo mayo 2016 - diciembre 2017.*

3. *Para el periodo de proyección (mayo 2016 - diciembre 2017), se estimó un nivel de crecimiento de la demanda del 2,68%, producto del crecimiento poblacional (residencias) y el establecimiento de nuevos comercios e industrias en la zona servida por JASEC. Para la proyección de ventas de energía se basó en el crecimiento promedio acumulado de los abonados, ya que se considera que el promedio aritmético es más consistente (real) que un promedio lineal; además se tomó en consideración en cada bloque el consumo promedio para determinar el posible aumento o disminución de consumos e importes, tanto al nivel de bloque como en el total. Con la información anterior, JASEC proyectó una disponibilidad total para el servicio de energía eléctrica de 639,11 y 651,55 GWh para los años 2016 y 2017 respectivamente.*
4. *Para el cálculo de los ingresos vigentes del sistema de distribución, JASEC utilizó las tarifas sin combustibles fijadas en las resoluciones RIE-013-2016 y en RIE-099-2015, para los años 2016 y 2017 respectivamente. 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 aplicó para cada tipo de tarifa. Con esto JASEC proyectó que su sistema de distribución obtendrá ingresos de \$47 052 y \$43 667 millones para los años 2016 y 2017.*
5. *El porcentaje de pérdidas estimado para el sistema de distribución de JASEC es de 9,26% para 2016 y 2017.*
6. *La producción esperada de las plantas propias, es decir las compras al sistema de generación de JASEC se estimó en 172,4 GWh y 170,2 GWh para el 2016 y 2017.*
7. *La diferencia entre la energía requerida para cumplir con la demanda de la empresa distribuidora y su propia generación es cubierta por las compras de energía al ICE. Así las compras estimadas serán de 466,7 GWh y 481,3 GWh para 2016 y 2017 respectivamente.*
8. *En lo que respecta a la transmisión de energía, se calculó un porcentaje de kWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE).*
9. *Una vez determinada las unidades de energía, potencia y transmisión que deben adquirir del ICE, se les aplicó la tarifa T-SD (de compra al*

ICE) y tarifa de transmisión definas en los pliegos tarifarios sin Costo Variable del Combustible, para determinar, en valores económicos, las compras a realizar al ICE. Para JASEC este importe tomará valores de ¢29 998,6 y ¢29 903,1 millones para los años 2016 y 2017.

10. Considerando los ingresos vigentes estimados, y los montos del gasto en compras de energía JASEC propone una estructura tarifaria que pretende regir a partir del primero de octubre del 2016 y la cual permitirá a la empresa alcanzar ingresos por ¢48 236,2 y ¢48 37,9 millones para los años 2016 y 2017 respectivamente.

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

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

1. La intendencia de Energía actualizó la información disponible al mes de julio del 2016, implicando un trimestre de información real para el desarrollo de estimaciones y proyecciones. Siendo esto una de las justificaciones de las diferencias obtenidas entre el mercado desarrollado por JASEC y el elaborado por la IE.
2. Al realizar las estimaciones del sistema de distribución de JASEC, la IE ha empleado la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basó 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 JASEC en su solicitud en 0,0% para 2016 y 2017.
3. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen del producto de los abonados proyectados y del consumo promedio mensual estimado por abonado y por tipo de tarifa. A la vez, este promedio de consumo se obtiene por tipo de tarifa como el promedio de los últimos

tres años. De esta forma se estimó las siguientes ventas en unidades físicas para 2016 y 2017:

Cuadro N° 2
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN, JASEC
ESTIMACIÓN DE VENTAS ANUALES DE ENERGÍA, ABONADOS
DIRECTOS Y COMPARATIVO ENTRE ESTIMACIONES ARESEP-
JASEC. 2016 - 2017

Aspecto (*)	Proyección ARESEP		Diferencia con proyección de JASEC (%) (**)	
	2016	2017	2016	2017
Abonados	93 188	95 140	0,0%	0,0%
Ventas en (GWh)	587,4	603,6	1,3%	2,0%

*_/ incluye las tarifas residencial, industrial, comercios y servicios, 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.

4. *Para el cálculo de los ingresos, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada para el año 2013 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó el mismo pliego tarifario que el empleado por JASEC en su solicitud. Con esto se estimó un ingreso para el sistema de distribución, siendo este de \$47 264,2 y \$45 018,0 en los años 2016 y 2017. Estos ingresos presentan una diferencia de 0% a los estimados por JASEC en el 2016 y un 3% mayor para el periodo 2017, diferencia en gran medida se justificó por las variaciones en la estimación de las ventas en unidades físicas.*
5. *Con respecto a los gastos que debe asumir JASEC para adquirir la energía eléctrica, deben analizarse 3 aspectos básicos relacionados: 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 del ICE. Sobre la*

información de las compras de energía al sistema de generación de JASEC, la información puntual de la estimación en unidades físicas y monetarias se encuentran detalladas en el informe paralelo del sistema de generación JASEC (ET-041-2016).

- 6. Para definir las unidades físicas que se espera compre el sistema distribución de JASEC al ICE, hay que determinar la disponibilidad de energía eléctrica que requiere el sistema para hacer frente a la demanda durante el periodo de interés. La disponibilidad se calcula con las ventas esperadas de energía por mes (las cuales se expusieron en líneas superiores) más el porcentaje de pérdida del sistema de distribución. La Intendencia de Energía utilizó como porcentaje de pérdidas por distribución 8,38% que es el promedio de los últimos tres años. Este valor es inferior al utilizado por JASEC para el año 2016 y 2017. Este supuesto también influyó de forma directa en las proyecciones que realiza ARESEP y en las diferencias que estas proyecciones tienen con la propuesta de JASEC.*
- 7. Se estimó la disponibilidad de energía requerida por JASEC para cubrir su demanda en 641,1 GWh para el 2016 y de 658,8 GWh para el 2017. Estas estimaciones no difieren con lo propuesto por JASEC.*
- 8. Con la disponibilidad de energía y las compras a generación de JASEC (producción propia) se proyectó las compras de energía al ICE, por medio de la diferencia. Con estos términos la IE proyectó compras al sistema de generación del ICE por 469,3 GWh y 486,2 GWh para los años 2016 y 2017 respectivamente. Estas estimaciones no difieren con lo propuesto por JASEC.*
- 9. A la luz de las proyecciones señaladas en unidades físicas, se estimó que el pago por energía y potencia al ICE-Generación es de \$23 467,5 millones para 2016 y de \$23 716,9 para 2017. En este tema, las diferencias con lo propuesto por la empresa distribuidora se dan únicamente para el año 2017, ya que JASEC estimó un monto a cancelar al ICE-Generación 1,7% inferior.*

10. *Con respecto al pago por peaje de la transmisión se calcularon las unidades físicas a través de un porcentaje de kWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE). De esta forma se estimó la energía trasegada y que paga peaje en 537 GWh y 553,9 GWh para los años 2016 y 2017 respectivamente.*
11. *Considerando las unidades físicas comprometidas al pago de transmisión la IE estimó este importe en ¢6 397,3 y ¢6 552,3 millones para el 2016 y 2017. La diferencia de compras de energía y potencia al ICE-Generación estimadas entre JASEC y ARESEP, afecta de forma directa las estimaciones de compras de energía en unidades físicas por concepto de peaje y su importe respectivo, de esta manera se presentan diferencias del nivel 1,4% para 2016 y 0,6% para 2017, ambas con un monto mayor al propuesto por JASEC.*
12. *Con base en las estimaciones de la IE se propone un incremento del 2,96% en todas las tarifas del sistema de distribución de JASEC a partir del primero de enero del 2017.*
13. *Con las modificaciones anteriores se estima que JASEC en su servicio de distribución alcance ingresos con la tarifa propuesta tal como lo evidencia el siguiente cuadro.*

Cuadro N° 3
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN, JASEC
ESTIMACIÓN DE VENTAS ANUALES DE ENERGÍA A LOS
ABONADOS DIRECTOS, INGRESOS VIGENTES Y
PROPUESTOS POR LA IE (*).
2016 - 2017

AÑO	VENTAS GWh	ING.VIG (millones ¢)	ING.PROP (millones ¢)
2016	587,4	47 264,2	47 264,2
2017	603,6	45 018,0	46 329,0

*_/Incluye Residencial, industrial, comercios y servicios, preferencial, media tensión y alumbrado público

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.

14. Lo anterior modificó el precio promedio de ventas de energía de ¢74,6 a ¢76,8 para el año 2017.

c. Análisis de inversiones

El presente informe exhibe el análisis del programa de inversiones y adición de activos presentado por JASEC para el sistema de distribución de energía eléctrica, presentado en su solicitud de estudio tarifario para el periodo 2016-2017 tramitado mediante el expediente ET-042-2016.

Las inversiones que mostró JASEC, son los planes que requiere para el desarrollo del sistema de distribución, en cuanto a extensiones de líneas, mejoramiento de los sistemas de medición, mejoramiento de los niveles de tensión y mejoramiento en los sistemas de protección de la red, así como cubrir todas las necesidades asociadas con el mantenimiento del sistema que son estimadas de acuerdo con las necesidades anuales de los diferentes requerimientos, a efecto de garantizar la calidad y continuidad del servicio de suministro de electricidad.

i. Inversiones a desarrollar propuesto por JASEC en el año 2016

En este año JASEC contempló inversiones en bienes y servicios que permitirán mantener la vida útil de los activos de la red, así como mejorar los índices de calidad de energía. Dentro de las principales obras consideradas para este año la petente enlista las siguientes:

- 1. Instalación de transformadores: La adquisición e instalación de transformadores, para la empresa resultó importante ya que permitió ofrecer servicios con la calidad y seguridad adecuadas a las nuevas viviendas y comercios de las zonas que cubre la red de distribución. También se contempló la sustitución de los equipos dañados u obsoletos (Folio 1281).*
- 2. Extensión de líneas primarias y secundarias: para brindar el servicio a nuevos clientes, aumentar la capacidad de las redes de distribución y mejorar los niveles de tensión primaria y secundaria, así como en zonas rurales (Folio 1284).*
- 3. Activos u obras de distribución proceso operar la Red 2016: este proyecto consta de varios subproyectos, tal es el caso de la adquisición de baterías para la planta de emergencia que alimenta en caso de falla al Centro de Control El Bosque, esto debido a la obsolescencia de la batería actual. También dentro del mismo proyecto se presenta la adquisición de los controles de los reconectores NULEC instalados en la actualidad y que resultó necesario dentro del plan de mantenimiento preventivo y correctivo y para reducir los tiempos de indisponibilidad de los tramos de red protegidos por estos equipos (Folios 1284-1291)*
- 4. Activos u obras distribución proceso servicios técnicos: esta inversión se centra básicamente en el crecimiento vegetativo de la empresa, específicamente en el tema de inversiones en medición, el cual consta de la actualización y modernización de los equipos utilizados con el fin de mejorar la precisión en la medición. Además se han comprado conductores para acometida de calibres 6 AWG y 4 AWG con el fin de mejorar la capacidad para mejorar la calidad de la tensión entregada y el manejo de la carga individual (Folios 1291-1293).*
- 5. En el caso de Planta General, se solicitó la adquisición de UPS para el Data Center esto con el fin de balancear las cargas en los gabinetes de los servidores del Data Center. También en este mismo proyecto se*

incluye la compra de 11 motocicletas para reforzar el trabajo de los lectores de medidores, así como el proceso de Vinculación Usuario Red (Folios 1306-1307).

ii. Inversiones a desarrollar propuesto por JASEC en el año 2017

Con justificación similar al año anterior, las obras que se solicitan son las siguientes:

- 1. Activos u obras de distribución proceso planificar y desarrollar: dentro de este proyecto se enmarca también el crecimiento vegetativo de la red de distribución, sin embargo en este apartado se ubica la instalación de postes, cables y transformadores. Lo anterior se utiliza para la extensión de líneas primarias, líneas secundarias e instalación de nuevos puntos de transformación (Folios 1310-1314).*
- 2. Repuestos varios equipos SCADA: Este proyecto es considerado necesario por JASEC, debido al mantenimiento preventivo y correctivo de las unidades terminales remotas, así como la adquisición de una Antena Repetidora para comunicación por radio (Folio 1314).*
- 3. Tecnologías de información: Lo que se pretende es mantener todos los servidores críticos ante una falla del servidor virtual y como medida de seguridad y contingencia (Folio 1344). La solución se pretende implementar de tal forma que permita que los servidores virtuales sean almacenados en un hardware independiente (Folio 1345).*

iii. Capacidad de Ejecución

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente el porcentaje de ejecución se calculó con base a los 5 años anteriores al año en consideración en el actual estudio tarifario. Aclara la empresa eléctrica, que el porcentaje de ejecución de los últimos 5 años no han sido los esperados, básicamente a que en este quinquenio se dieron solo dos aprobaciones de tarifas, una en el 2012 y otra en el 2014.

Cuadro N. 4
Sistema de Distribución, JASEC
Porcentaje de ejecución
(millones de colones)

Año	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2011	85,90%	
2012	49,66%	
2013	51,14%	
2014	30,46%	
2015	100,28%	
Promedio	63,49%	63,49%

Fuente: *Según Metodología Tarifaria Vigente

Tabla sin numerar a Folio 1039, expediente ET-042-2016

Nótese que el porcentaje de ejecución de un 63,49% como se indicó, advierte una capacidad ejecutora baja desde el punto de vista regulatorio, aun cuando la petente consideró que las inversiones son determinantes para garantizar la disponibilidad operativa de la red de distribución, mantener su vida útil y disminuir los tiempos de indisponibilidad por mantenimiento preventivo o correctivo, durante los últimos periodos no las ha realizado, tal y como se desprende del Informe Técnico de Supervisión de Obras de Generación y Distribución asociados a los estudios tarifarios ET-057-2015 y ET-056-2015. Razón por la cual, dicho porcentaje de ejecución puede ser mejorado considerablemente.

iv. Inversiones en el sistema de distribución según propuesta de ARESEP.

Del análisis de las justificaciones presentadas por la empresa eléctrica, se puede determinar, la necesidad de renovar los activos obsoletos, así como mejorar la cobertura del servicio, ampliando las redes primarias y secundarias, y los servicios en zona rural, además de mejorar la confiabilidad del sistema por medio de enlaces redundantes y equipos de protección.

En general, el plan de inversiones consiste en implementar una serie de acciones que le permitan a JASEC mantener el sistema, mejorar la precisión de la medición y una mejora en los índices de calidad.

En ese sentido, a continuación se presenta la presunción económica requerida por la empresa eléctrica para el periodo 2015-2017:

Cuadro N. 5
Sistema de Distribución, JASEC
Programa de inversiones 2015-2017 propuesta por JASEC
(millones de colones)

RUBRO	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
Micro Inversiones	0,00	1 795,28	2 989,89	4 785,17
Macro Inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta General	0,00	87,20	227,38	314,58
TOTAL DE INVERSIONES	0,00	1 882,48	3 217,27	5 099,75

Fuente: Folios 1023-1024, expediente ET-042-2016

Considerando las justificaciones presentadas por JASEC y de acuerdo con la metodología actual (ajustada por el porcentaje de ejecución, por el respectivo índice de precios y por el porcentaje de asignación en el caso de Planta General) se presentan a continuación los montos sugeridos por la Intendencia de Energía (IE), a considerar como requerimiento económico para el desarrollo de las inversiones:

Cuadro N. 6
Sistema de Distribución, JASEC
Programa de inversiones 2015-2017 propuesta por ARESEP
(millones de colones)

RUBRO	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
Micro Inversiones	0,00	1 139,79	1 898,22	3 038,01
Macro Inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta General	0,00	29,51	76,94	106,45
TOTAL DE INVERSIONES	0,00	1 169,30	1 975,16	3 144,46

Fuente: Elaboración ARESEP

Para el caso de las inversiones de Planta General, se utilizó el porcentaje de asignación de gastos administrativos, para determinar la proporción correspondiente al sector de distribución (53,30%) de la inversión asignada en

planta corporativa, determinada por la empresa eléctrica según Cuadro N° 9.2, visible al folio 1039 del expediente ET-042-2016.

En términos generales, las inversiones pretendidas por la empresa eléctrica, según lo expuesto, buscan garantizar la calidad y continuidad del servicio, así como extender su cobertura.

v. Adición de los activos del sistema de distribución.

Anualmente o según las necesidades, los responsables de las diferentes Unidades Estratégicas de Negocios de JASEC, realizan un análisis del Plan de Inversiones, con el propósito de actualizar la información, incorporar nuevos proyectos, excluir otros o hacer cambios según los objetivos y planes de la empresa eléctrica.

Haciendo uso de los registros contables por planta, con saldo a diciembre del año base; se proyecta la adición de activos fijos, producto de las obras objeto de capitalización contenidas en el Plan de Inversiones, que acompaña la petición tarifaria. El registro de adición de activos en el caso de obras se efectúa en el momento en que se ponga en operación (folio 988).

A continuación se presenta la proyección de activos fijos pretendida por la empresa eléctrica.

Cuadro N. 7
Sistema de Distribución, JASEC
Programa de adición de activos propuesta por JASEC, 2015-2017
(millones de colones)

RUBRO	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
Micro Inversiones	0,00	1 795,29	2 989,88	4 785,17
Macro Inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta General	0,00	87,20	227,38	314,58
TOTAL DE ADICIONES	0,00	1 882,49	3 217,26	5 099,75

Fuente. ARESEP

Al igual que en el caso de Inversiones, analizada la petición de ajuste tarifario presentado por JASEC y luego de revisados los parámetros económicos de tipo de cambio y las inflaciones internas y externas, se presenta a continuación la propuesta de adiciones, según la IE (ajustada por el porcentaje de ejecución,

por el respectivo índice de precios y por el porcentaje de asignación en el caso de Planta General).

Cuadro N. 8
Sistema de Distribución, JASEC
Programa de adición de activos propuesta por ARESEP, 2015-2017
(millones de colones)

RUBRO	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
Micro Inversiones	0,00	1 131,03	1 853,07	2 984,11
Macro Inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta General	0,00	29,61	75,62	105,23
TOTAL DE ADICIONES	0,00	1 160,64	1 928,69	3 089,34

Fuente. ARESEP

vi. Resumen de inversiones y adiciones

De acuerdo con lo indicado anteriormente, el cuadro siguiente muestra un resumen de lo solicitado por la empresa eléctrica referente a las inversiones y adiciones para el Sistema de Distribución para el periodo 2016-2017:

Cuadro N. 9
Sistema de Distribución, JASEC
Propuesta de JASEC, 2015-2016
(millones de colones)

RUBRO	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
Inversiones	0,00	1 882,48	3 217,27	5 099,75
Adiciones	0,00	1 882,49	3 217,26	5 099,75

Fuente: Elaboración: ARESEP

Luego del análisis efectuado por la IE, de acuerdo con la metodología, se muestra en el siguiente cuadro, el resumen de las inversiones y adiciones consideradas por la Autoridad Reguladora.

Cuadro N. 10
Sistema de Distribución, JASEC
Propuesta de ARESEP, 2015-2016
(millones de colones)

RUBRO	AÑO			Total Período
	2015	2016	2017	
Inversiones	0,00	1 169,30	1 975,16	3 144,46
Adiciones	0,00	1 160,64	1 928,69	3 089,34

Fuente: Elaboración: ARESEP

Del análisis de los cuadros anteriores, la Autoridad Reguladora, propone se reconozca un 61,66% de las inversiones solicitadas y en cuanto a las adiciones de activos un 60,58%, ya que los montos correspondientes a Planta General fueron ajustados de acuerdo con el porcentaje de asignación por planta, determinado por la misma JASEC en un 53,30%, para la planta de distribución vista a folio 1039, del expediente ET-042-2016.

Se nota además que hay concordancia entre lo que la empresa pretende invertir y adicionar, siendo deseable puesto que lo presentado en la solicitud de ajuste tarifario pretende ser invertido para operación y mantenimiento del sistema, es decir que se espera que los usuarios empiecen a recibir los beneficios de las mejoras en un corto periodo.

vii. Retiro de activos del sistema de distribución.

En el caso de retiro de activos, se determinaron de acuerdo con el Cuadro No. 6.4.4, Resumen Retiro de Activos del folio 1014 y la hoja electrónica Formatos Adicionales RIE-130 Distribución, que contiene el detalle y la justificación de los activos y causa de retiro.

Cuadro N. 11
Sistema de Distribución, JASEC
Programa de retiro de activos propuesto de JASEC, 2015-2016
(millones de colones)

AÑO 2016				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Planta Distribución	725,88	212,65	479,04	176,09
Planta General	29,97	3,30	13,48	1,34
	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2016	755,85	215,95	492,52	177,43
AÑO 2017				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Planta Distribución	568,85	70,89	152,24	28,38
Planta General	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2017	568,85	70,89	152,24	28,38
TOTAL	1 324,70	286,84	644,76	205,81

Fuente: Fuente: Folio 1014, expediente ET-042-2016

Es importante resaltar que en el archivo “Formatos adicionales RIE-130 Distribución Final.xlsx” JASEC, determina la cantidad, la naturaleza y la metodología utilizada para el cálculo del monto correspondiente al retiro de activos para el año 2016 y 2017.

d. Retribución de Capital

Según la metodología tarifaria vigente la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa. Sobre la base tarifaria se reconoce el rédito al desarrollo, con el objetivo de incentivar la reinversión de recursos y garantizar el suministro futuro del servicio eléctrico en calidad y cantidad óptima mediante la inversión en el servicio regulado.

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

JASEC, obtuvo para el sistema de distribución, un costo de capital propio del 5,24% y un 5,91% del costo promedio ponderado de capital, según se muestra en el folio 1181, el costo de endeudamiento se determina del valor de las obligaciones con costo financiero, obtenidas del promedio ponderado de las tasas de interés de los pasivos con costo, para determinar el cálculo la IE utilizó la información de los estados financieros certificados con corte a febrero 2016 además de lo remitido en el archivo “IE-RE-7716 Reporte costo de capital.xlsx” en cumplimiento a la RIE 131-2015 y los estados financieros auditados a diciembre 2015.

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

La tasa libre de riesgo es la tasa nominal de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América, los bonos son a 10 años, en cuanto a la extensión de la serie histórica, se utilizan 5 años; tomándose para cada año el promedio anual publicado. Esta información está disponible en la dirección electrónica <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>. En este caso corresponde a un 2,32%

Para el cálculo de la beta desapalancada se utiliza la variable denominada “Utility (General)”. Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,36 para el periodo en estudio y el beta apalancado de 0,52%

Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada “Implied Premium (FCFE)”, cuyo dato es de 5,73%. Estos datos se obtienen de la página de internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, calculándose a partir de una serie histórica de 5 años, una observación por año.

Para el cálculo del valor de la deuda se analizaron los contratos e información adicional aportada por la empresa, del cual se reconocen los siguientes préstamos:

- ✓ *Banco de Costa Rica, los recursos se destinaron a inversiones del servicio de distribución, proyecto scada, medición remota, actualización*

del equipo de medición, monitoreo y protección, los proyectos financiados difieren con la solicitud inicial de la deuda, producto que los proyectos a financiar según contrato se adquirieron con recursos propios por un superávit acumulado que presentaba la empresa lo que llevo a un replanteamiento del destino del préstamo según consta en oficio GG-748-2015.

- ✓ Banco Crédito Agrícola de Cartago, se utilizó para la compra de equipos para la red de distribución.
- ✓ Banco Centroamericano de Integración Económica BCIE, permitió la inversión en la subestación Tejar, patios de interruptores y medidores.
- ✓ Banco Internacional de Costa Rica S.A. BICSA, permitió la adquisición de transformadores y obras de distribución eléctrica.

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

Cuadro N° 12
Distribución, JASEC
Rédito de Desarrollo

JASEC	Estimación JASEC		Estimación ARESEP	
	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC) *
Sistema de Distribución	5,24%	5,91%	5,28%	5,99%

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado a JASEC para el sistema de distribución (modelo WACC) es de 5,99%; mientras que el costo del capital propio es de 5,28%.

Las diferencias entre el cálculo de la empresa y la IE, se deben a la tasa ponderada que JASEC determina en un 7,60% mientras que la IE en 7,70% producto de la conversión a colones de la tasa de interés, y el saldo de la deuda con el Banco de Costa Rica que la empresa asigna el 86% mientras que la IE considera el monto de este pasivo según estados financieros auditados, lo anterior según archivo en Excel “MODELO COSTO DE CAPITAL (CAPM - WACC) Nueva Metodología” enviado para el presente estudio tarifario.

e. Base tarifaria

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

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

Los saldos iniciales se tomaron de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre del 2015, remitidos por JASEC a la ARESEP para el presente estudio y la segregación por cuentas del auxiliar de activos conciliado con los estados financieros auditados.

Del auxiliar de activos con corte al 31 de diciembre de 2015 se procedió a excluir del cálculo del activo fijo neto en operación revaluado (AFNOR) los activos donados, con valores negativos, con valor en libros cero y los que han alcanzado su vida útil y se eliminó el activo placa 621633 edificio centro de datos red de comunicaciones, de distribución planta general; se encontraron activos que no poseen una vida útil asociada por ejemplo en las cuentas vanos, montajes, medidores, estructuras de soporte, transformadores, equipo de comunicación, entre otros, sin embargo estos no se excluyeron de la base tarifaria.

Los porcentajes de los componentes interno y externo para cada activo corresponden a los datos suministrados por la empresa para el presente estudio tarifario, el cual se encuentra en el capítulo 6. Revaluación de Activos (folios 1006-1015).

i. Adiciones de activos:

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

Las adiciones de la cuenta tecnologías de información se reasignaron y se incluyeron en la base tarifaria, según detalle enviado por correo electrónico el 16 de agosto en función que algunos proyectos correspondían a hardware.

ii. Retiros:

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

Sin embargo, en información aportada en planta de distribución se presentó una inconsistencia en la cuenta de equipo de comunicación dado que el monto del retiro al costo es de ¢482 millones y el saldo de la cuenta al costo de ¢67 millones por lo que estaba quedando sobregirada, por lo anterior se consultó a JASEC y envió nuevamente la información de retiros, pero al discrepar de manera considerable con la información original y al no haber una justificación razonable se procedió a utilizar para este análisis el criterio que se establece en la metodología vigente que consiste en aplicar un porcentaje similar a la depreciación para cada grupo de activos por concepto de retiro tanto al costo como revaluado.

iii. Cálculo del activo fijo neto revaluado:

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

- ✓ *Se partió de los saldos a diciembre del 2015, según auxiliar de activos y estados financieros auditados, depurando los datos y excluyendo los activos donados, con valores negativos, valor en libros cero, entre otros.*
- ✓ *Los parámetros económicos utilizados son los indicados en la sección de parámetros de este informe, y se encuentran actualizados con respecto a los utilizados por JASEC en sus proyecciones.*
- ✓ *Se utilizaron las tasas de depreciación enviadas por la empresa.*
- ✓ *Los porcentajes de componentes interno y externo se tomaron del estudio tarifario de JASEC.*

El dato del AFNOR Y AFNORP presentó diferencias entre lo calculado por la empresa y los cálculos de la ARESEP. Al respecto, se indagó en múltiples archivos y se determinó que JASEC utilizó el archivo “Propiedad, Planta y Equipo, Diciembre 2014” como base para sus cálculos donde viene un auxiliar con la descripción del activo por cada categoría, sin embargo esta información presenta diferencias con el estado financiero auditado a 2015, la empresa no está cumpliendo con lo indicado en la metodología vigente, donde el año base es con el ultimo estado financiero auditado disponible para el servicio regulado siendo 2015 para el presente estudio tarifario.

Adicionalmente, en la proyección de JASEC para el 2016 y 2017, el monto que se están reconociendo de adicción de activos es mayor a lo suministrado por el área de inversiones de la IE.

La proyección de retiros es diferente, como resultado de utilizar los porcentajes de la depreciación, dado que no se dispone de una justificación razonable por parte de JASEC.

La asignación de las cuentas de uso común, se determinan según porcentajes de distribución enviados por la empresa y que consta en el folio 999, sin embargo se recomienda que para próximos estudios la empresa analice estos criterios ya que se está asignando el grueso del gasto en generación y distribución y hay actividades no reguladas donde no se está asignando un porcentaje y todas las áreas administrativas deben asignarse entre cada una de las actividades que realiza la empresa.

En función de lo anterior, los saldos del activo fijo neto en operación revaluado mostraron cambios con respecto a lo calculado por JASEC, ya que según la información suministrada en el archivo electrónico “Resumen Revaluación de Activos.xls” en la hoja de cálculo, “Resumen Servicio Electricidad” la empresa calculaba para el periodo 2015 ₡35 378 450, para el 2016 ₡38 677 765, en el 2017 ₡41 353 986, expresado en miles de colones.

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

Cuadro N. 13
Servicio de distribución, JASEC
Detalle del activo fijo neto en operación revaluado por
sistema - Cálculo IE, 2015-2017
(millones de colones)

Sistema	AFNOR* 2015	AFNOR* 2016	AFNOR* 2017
Distribución	34 561	34 235	35 500

Fuente: Elaboración propia con datos de JASEC.

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

Cuadro N. 14
Sistema de distribución, JASEC
Detalle del activo neto en operación revaluado promedio por
sistema - Cálculo IE, 2015-2017
(millones de colones)

Sistema	AFNORP JASEC		AFNORP ARESEP	
	2015/2016	2016/2017	2015/2016	2016/2017
Distribución	37 028	40 016	34 398	34 867

Fuente: Elaboración propia con datos de JASEC.

iv. Depreciación:

Las tasas de depreciación utilizadas fueron las aportadas por la empresa, según capítulo 6. Revaluación de Activos, folios 1006-1015. Además se cotejaron con las aportadas en los archivos “IE-RE-7715 Reporte de activos fijos Planta General.xlsx”, “IE-RE-7715 Reporte de activos fijos Planta Sub Transmisión.xlsx” y “I IE-RE-7715 Reporte de activos fijos Planta Distribución.xlsx”.

La depreciación del periodo es diferente a lo estipulado por JASEC, ya que esta proyectó ₡2 114,41 y ₡2 267,86 millones para el 2016 y 2017 respectivamente, según consta en el archivo “15. Estados de Resultados Distribución”, mientras que el cálculo de la ARESEP para el 2016 es ₡1 424 093 miles de colones y para el 2017 ₡ 1 429 178 miles de colones.

Se revisó la información aportada para determinar la diferencia y después de buscar en varios archivos se determinó que el origen proviene del archivo “Depreciación Servicio Electricidad” en el cual vienen los montos de la depreciación proyectada mes a mes al costo y revaluada, donde no posee el detalle por cuentas y el origen de los montos están digitados por lo que imposibilita su rastreo.

f. Análisis financiero

i. Criterios de proyección aplicados

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

- *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 JASEC; 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.*
- *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).

- Se excluyó de la proyección las erogaciones de naturaleza no recurrente.
- Se analizó las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:
 - ✓ La Intendencia proyectó las cifras de salarios de los ejercicios 2016 y 2017, se consideró el dato conciliado del año base, aunado a los aumentos decreto del Poder Ejecutivo con la limitante que en los dos semestres se decretan aumentos escalonados y el petente no aporta los salarios por escala, por lo que se utiliza un promedio de los dos tipos de aumentos de cada semestre, obteniendo un 0,63% para el primer semestre y un 0,38% para el segundo semestre para un total del 1,01% anual para el 2016, en el 2017 se utiliza el incremento de inflación anual determinada por la IE. Se calcula el salario escolar por aparte y se utiliza los porcentajes del 8,23% y 8,28% para los años 2016 y 2017, esto con base al decreto No. 39202-MTSS-H publicado en la Gaceta N°17 del martes 1 de setiembre del 2015.
 - ✓ Por concepto de “C.C.S.S.”, “B.P.D.C.”, I.N.A.” y “asignaciones familiares”, se contempló los siguientes porcentajes 14,33%, 0,5%, 1,5%, y 5,00%, respectivamente para un total del 21,33%, en la cuenta “Contribuciones patronales”, además se consideró los porcentajes 7,5%, 3% y 1,5% de las partidas denominadas “contribución patronal a otros fondos adm. por entes públicos” ‘FAG’, “fondo de capitalización laboral” y “régimen obligatorio de pensiones complementarias”, en el mismo orden citado. (folio 126)
 - ✓ Se incluyó las plazas nuevas en relación al crecimiento en las ventas en unidades físicas (kWh) correspondiente a un 2,30% y 2,10% para los años 2016 y 2017, respectivamente. Se incluyó en términos de cantidades 3 y 1 contrataciones justificadas en los gastos de administración y comercialización respectivamente. No hubo reconocimiento de plazas para los sistemas de generación y distribución ya que el petente por su parte incluye plazas que se

tomaron en cuenta en los estudios anteriores (ET-056-2015 y ET-057-2015) por lo que se excluyeron de los cálculos.

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

➤ **Ingresos por venta de energía y compras de energía**

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

➤ **Otros Ingresos**

La empresa clasificó los otros ingresos en regulados y no regulados (folio 1165), al realizar un análisis sobre la clasificación de las partidas se identificó lo siguiente:

- Se incorporan como parte de Otros Ingresos de carácter regulatorio los ingresos por reposición de inventarios y venta de aceite, “alquiler de maquinaria y equipo (transformadores)”, “otros alquileres (postería)”, “alquiler de postes para el servicio de internet”.
- Se consideran como Otros Ingresos no regulados los ingresos por concepto de “solicitudes de Ingeniería” y “visado de planos”, ya que no fue factible definir la relación con los servicios regulados y/o no regulados, debido a que no se evidenció el origen y registro de los costos (salarios, etc.) asociados a estos servicios, así como para los ingresos por concepto de “comisiones por cobro pólizas” y “comisiones por recaudación”, no se identificó si corresponde a comisiones de pólizas o recaudación de ingresos incluidos en fijaciones tarifarias.

Los montos por los concepto de otros ingresos regulados se consideraron dentro de los estados financieros tarifarios, pues los gastos asociados a estos ingresos no son separados de los costos tarifarios, de tal manera que para una correcta asociación de costos e ingresos, los correspondientes ingresos se han considerado, para estos efectos, en el cálculo de la tarifa de conformidad con la metodología vigente.

Se presenta por separado en el estado tarifario los “Ingresos por arrendamiento sub estación transmisora Tejar al ICE”, ya que su variación no

está vinculada al comportamiento de las ventas de energía, pero se incluye dentro de los ingresos tarifarios por un monto de ¢1 178,31 millones para el año 2017.

Los datos de ingreso por ventas reales para el año base se toman de los estados financieros auditados, con los ajustes citados y los datos de ingresos por ventas de energía y potencia estimados se obtienen de los datos del mercado de la IE, de dicho cálculo resulta el monto de otros ingresos por ¢1 647,50 millones para el año 2017.

➤ **Gastos de distribución:**

- *En la cuenta de “remuneraciones”, no se incluyó nuevas plazas por lo descrito en los criterios generales.*

Para efectos de proyección, se consideró el dato conciliado del año base, aunado a los aumentos decreto del Poder Ejecutivo con la limitante que en los dos semestres se decretan aumentos escalonados y el petente no aporta los salarios por escala, por lo que se utiliza un promedio de los dos tipos de aumentos de cada semestre, obteniendo un 0,63% para el primer semestre y un 0,38% para el segundo semestre para un total del 1,01% anual para el 2016, en el 2017 se utiliza el incremento de inflación anual determinada por la IE, resultando la suma de ¢711,5 y ¢732,8 millones incluido en los gastos de los años 2016 y 2017, respectivamente. En cuanto el gasto por salario escolar se aplica los porcentajes descritos en el apartado de criterios y los montos obtenidos son ¢64,1 millones y ¢66,5 millones para los años 2016 y 2017.

- *En lo referente a la mano obra incluida en las inversiones se presenta lo siguiente:*
 - ✓ *La empresa incluyó en inversiones los montos de ¢408,7 millones y ¢380,32 millones para los años 2016 y 2017 determinados por archivo en excel: “Formatos adicionales RIE-130 en su hoja “Programas de Mejora (O&M), para el sistema de distribución.*
 - ✓ *Que dichos montos no coinciden con el archivo en excel: “10.1 Asignación del Plan de Inversiones a Otros Gastos” en su pestaña*

“Distribución” donde se indica que los montos asignados a inversiones son \$520,7 y \$458 millones para el 2016 y 2017 respectivamente.(folio1045)

- ✓ *Debido a estas discrepancias se mantiene el gasto asignado a inversiones pero se excluye de los gastos del sistema de distribución bajo el nombre de “gastos aplicados a inversiones”, los montos indicados en el párrafo 1; los montos excluidos son verificados por el técnico de inversiones de la IE, y son \$408,7 y \$380,32 millones para el 2016 y 2016 respectivamente.*
- *La empresa justificó el aumento en la cuenta “prestaciones legales” para el año 2016 con un monto de gasto no recurrente que se elimina del cálculo del año 2017, de igual manera para los años de proyección los gastos proyectados justificados se encuentran en la hoja “Gasto Operativo Etapa Distribución 30-5-16.xlsx” en la pestaña “4. Detalle de Prestac Legales”, por lo que los montos considerados son \$29,3 millones y \$9,5 millones para el 2016 y 2017 respectivamente.*
- *La cuenta de “becas”, se observó un detalle del ejercicio 2016, que muestra el nombre del funcionario, la universidad, la carrera a cursar y su costo anual, la empresa no justificó la relación del gasto con el servicio eléctrico que se brinda, el perfil y el desempeño del funcionario, adicional se indica que no se han otorgado becas nuevas para esta planta otorgadas por la comisión de becas (folio 187). No remitió el plan de becas para el año 2017, periodo en el cual estará vigente a tarifa, motivo por el cual no se incluyó en el cálculo.*
- *En la cuenta de “seguros”, para la proyección del 2016 se obtiene el dato del cálculo proveniente del archivo “Gasto Operativo Etapa Distribución 30-5-16.xls”, quedando \$36,3 millones y para el 2017 se ajustó con inflación dando un total de \$36,9 millones.*
- *En la cuenta de “alquileres”, en el detalle de servicio de alquiler de grúas para transformador no demuestran la recurrencia del mismo, y el petente así lo indica, este se visualizan en la “Cédula Gastos de Distribución” en su hoja “13 Alquileres” por lo que se excluyen del año base. Para el 2015 se toma el año base depurado y se aplica inflación, este monto se utiliza para la proyección del 2016, quedando en \$1,12 millones y \$1,15 millones para el 2016 y 2017 respectivamente.*

- En la cuenta “Servicios de Ing. Ciencias Económicas y Sociales, y Otros Serv. Gestión y Apoyo”, para el año 2015 la empresa incluye una consultoría en regencia ambiental como gasto no recurrente por \$7,7 millones, además se excluye el gasto de pruebas a transformadores (2013CD-000187-01) por un monto de \$4,2 millones, esto según archivo de excel “Gasto operativo Etapa Distribución” del estudio ET-056-2015 en la pestaña “3. Gast No Recurr”, quedando el año base 2015 en \$2,57 millones. Para el 2016 debido a que el gasto pagado en el mes de febrero no estaba incluido en el estudio anterior y se indica que es del 2015 (O.C. N° 12131 S.S. N° 15339, 2015CD-000148-01), se reconoce entre la base del 2015 y este monto cancelado quedando el reconocimiento en \$2,3 millones, se reconoce los gastos no recurrentes por \$14,5 millones justificados en los folios 893 al 902, quedando un total para el 2016 de 19,4 millones, en el 2017 se reconoce los gastos indicados como no recurrentes que se incluyen en el archivo de excel “Gasto operativo Etapa Distribución” están la pestaña “3. Gast No Recurr” y como respaldo las cotizaciones del folio 903 al 910, por un monto de \$65,7 millones, quedando un total para el 2017 de \$71,2 millones.
- En la cuenta “Textiles y vestuarios”, dado a que en el incremento solo es justificado por aspecto de seguridad ocupacional (oficio GG-USO-100-2016) mencionado en el la carpeta “Planta Distribución, documentos Adicionales” folio digital (1751) donde a pesar de que cuantifican artículos y su asignación (sin montos), no se puede ver la variación de precios y apreciar el aumento del 277,64% que sufre la cuenta para el 2016 en su dos primeros meses, adicional no se presenta el desglose total de esa partida y su asignación a cada sistema para asegurar que no se está cargando todo al sistema de distribución, por lo anterior expuesto, para el 2016 se aplica inflación al monto del 2015, los montos son \$4,4 y \$4,6 millones para el 2016 y 2017 respectivamente.
- En la cuenta de “Servicio de Vigilancia” se toma los dos meses reales y se procede a calcular los demás meses con dos datos del año base más la inflación calculada por la IE, los montos obtenidos son \$61,9 y \$63,7 millones para los años 2016 y 2017 respectivamente.

- *En la cuenta de gasto “servicio de aseo”, se toma los dos meses reales y se procede a calcular los demás meses con dos datos del año base más la inflación calculada por la IE, los montos obtenidos son ¢13,9 y ¢14,3 millones para los años 2016 y 2017 respectivamente.*
- *En la cuenta de “Mantenimiento y Reparación Equipo de Cómputo y Software” para el año 2016 se incluye los gastos no recurrentes indicados en el archivo “Gastos operativos Etapa Distribución en la hoja 5. Contrat Adic” por un monto de ¢3,9 millones, este se mantiene como total del 2016, y en el año 2017 se excluye y no hay proyección de gasto.*
- *En la partida de otros servicios generales en el archivo de excel “cedulas de gastos de distribución” en su pestaña “79 Otros Serv” para el año base se excluyen varios gastos que no se puede verificar su recurrencia quedando el año base en ¢1,2 millones, para el 2016 se calculó con base al año base más los gastos no recurrentes correspondientes al mantenimiento preventivo del sistema de alarmas de incendio por ¢2 millones quedando la cuenta en ¢3,2 y ¢1,3 millones para el 2016 y 2017 respectivamente.*

Como resultado de lo anterior, en el cálculo de la tarifa se incorporó por concepto de gastos de distribución la suma de ¢1 128,96 y ¢1 247,87 millones para los años 2016 y 2017, respectivamente

➤ **Gastos de subtransmisión:**

- *En la cuenta de “remuneraciones” para efectos de proyección, se consideró el dato conciliado del año base, aunado a los aumentos decreto del Poder Ejecutivo con la limitante que en los dos semestres se decretan aumentos escalonados y el petente no aportó los salarios por escala, por lo que se utiliza un promedio de los dos tipos de aumentos de cada semestre, obteniendo un 0,63% para el primer semestre y un 0,38% para el segundo semestre para un total del 1,01% anual para el 2016, en el 2017 se utilizó el incremento de inflación anual determinada por la IE, resultando la suma de ¢21,3 y ¢21,9 millones incluido en los gastos de los años 2016 y 2017, respectivamente. En cuanto el gasto*

por salario escolar se aplicó los porcentajes descriptos en el apartado de criterios y los montos obtenidos son ₡1,7 y ₡1,8 millones para los años 2016 y 2017.

No se incluyó nuevas plazas por lo descripto en los criterios generales.

- *En la cuenta de “seguros”, para la proyección del 2016 se obtiene el dato del incluido en el folio 162, cálculo proveniente del archivo de excel con el nombre de " Gasto Operativo Etapa Subtransmisión (vers prop2) ajust", en su hoja “6. Detalle de Pólizas”, para el 2017 se ajusta con inflación dando un total de ₡41,6 millones.*
- *En la partida mantenimiento y reparación de subestaciones presenta para el 2016 un incremento del 2,74% el cual no justificó el petente a luciendo que la inflación calculada por ellos es del 4% (folio 163), por lo que se procede a calcular el año base con la inflación calculada por al IE, quedando la cuenta en ₡18,6 y ₡19,2 millones para el 2016 y 2017 respectivamente.*

Como resultado de lo anterior, en el cálculo de la tarifa se incorporó por concepto de gastos de distribución la suma de ₡91,6 y ₡94,5 millones para los años 2016 y 2017, respectivamente

- **Gastos comercialización**

✓ *Se excluyó los gastos no recurrentes identificados en las siguientes partidas:*

- a. *En la cuenta de “alquileres”, el gasto extraordinario de alquiler de sillas y alquiler de grúa para siembra poste y tráiler para acarreo de poste por un total de ₡222,4 miles (folios 511,512).*
- b. *En la cuenta de “Servicios de Ing. Ciencias Económicas y Sociales y Otros Servicios de Gestión y apoyo”, los gastos del 2015 del Servicio Elaboración y Actualización de Mapas de Lectura de Medidores por ₡12,17 millones, el cual JASEC denomina como no recurrente, el gasto de Datanet Internacional Costa Rica SA,O.C. N° 10441, servicio adicional 2010CD-000139-*

- 01 por mantenimiento de software gestión de colas y tiempos de espera cuya vigencia es de 12 meses, y la membresía a la Asociación Comité Regional de la CIER para Centro América y el Caribe (folios 514, 584 y 585).*
- c. En la cuenta “Mantenimiento y reparación de edificio y estructura”, por reintegro de caja chica por el mantenimiento extraordinario de reparaciones de puerta y portón y servicio de cerrajería por ₡254,9 miles (folios 521 y 588).*
- d. En la cuenta “Otros Servicios Generales”, el gasto de COSEVI por renovación de licencias y depósito por faltante en Caja Central por ₡21,1 miles (folio 625).*
- ✓ *En la cuenta de “Servicios de Ing. Ciencias Económicas y Sociales y Otros Servicios de Gestión y apoyo”, el gasto de afiliación anual a Asociación Cámara de Comercio, Industria y Servicio de Cartago no está debidamente justificado y el gasto de Datanet Internacional Costa Rica SA, O.C. N° 12497 S.S. N° 15817, servicio adicional 2015CD-000196-01 por mantenimiento de software gestión de colas y tiempos de espera, se proyectó según su vigencia de 6 meses.*
- ✓ *En la cuenta de “Servicios de Telecomunicaciones” no se demuestra y cuantifica los factores presentados sobre el incremento significativo, por lo que para el año 2016 se tomó el año base y se aplicó inflación, quedando en ₡8,82 y ₡9,08 millones para el 2015 y 2016 respectivamente (folio 512).*
- ✓ *En la partida “Contratos de seguros” se verificaron los montos y la distribución de las pólizas conforme a la información aclaratoria presentada. Los montos asignados a los gastos comerciales son de ₡ 18,28 y ₡ 22,22 millones, para los años 2016 y 2017 respectivamente (folios 2069 y 2072).*
- ✓ *El gasto por el “servicio de vigilancia” se proyectó conforme a la información adicional remitida por JASEC, se incorporaron en los gastos comerciales el monto de ₡12,98 millones para el año 2016 y ₡13,36 millones para el año 2017 (folios 2069 y 2072).*
- ✓ *Para el gasto por el “servicio de aseo”, se proyectó conforme a la información adicional remitida por JASEC, se incorporó en los gastos comerciales el monto de ₡3,41 millones para el año 2016 y 2017 según el contrato (folios 2069 y 2072).*

- ✓ *En la cuenta de “remuneraciones” para efectos de proyección, se consideró el dato conciliado del año base, aunado a los aumentos decreto del Poder Ejecutivo con la limitante que en los dos semestres se decretan aumentos escalonados y el petente no aporta los salarios por escala, por lo que se utiliza un promedio de los dos tipos de aumentos de cada semestre, obteniendo un 0,63% para el primer semestre y un 0,38% para el segundo semestre para un total del 1,01% anual para el 2016, en el 2017 se utiliza el incremento de inflación anual determinada por la IE, resultando la suma de ¢488 y ¢502,6 millones incluido en los gastos de los años 2016 y 2017, respectivamente. En cuanto el gasto por salario escolar se aplica los porcentajes que descriptos en el apartado de criterios y los montos obtenidos fueron ¢43,3 millones y ¢44,8 millones para los años 2016 y 2017.*
- ✓ *Se incluyó 1 plaza para los años 2016 y 2017 por un monto de ¢5,8 y ¢6,2 millones respectivamente, en los criterios generales se describe la metodología.*
- ✓ *La empresa justificó el aumento en la cuenta “prestaciones legales” para el año 2016 con un monto de gasto no recurrente que se elimina del cálculo del año 2017, los gastos proyectados justificados se encuentran en la hoja de excel con nombre “Gasto Operativo Etapa ComercialFinal” en la pestaña “4. Detalle de Prestac Legales” y en el folio (504 y 505), la empresa para el año 2016 proyectó un monto de ¢13,9 millones, utilizando ¢4,03 millones sin respaldo en los cálculos presentados por lo que se excluye; los montos considerados son ¢9,8 y ¢7,9 millones para el 2016 y 2017 respectivamente.*

Se recomienda para los servicios que brindan diversas empresas tales como Fumigadora Fulminex S.A., el Servicio Electromecánico del Este S.A (servicio de mantenimiento de aires acondicionados), Servicio de Mantenimiento Técnico MTM (servicio de alquiler de fotocopiadoras), incorporar en la justificación la asignación por servicio información que no se presenta en la justificación y las cédulas, Además, los cronogramas de servicios con fechas específicas para el periodo proyectado. Ejemplo: el caso de la Fotocopiadora, los precios se establecen en la orden de compra para el Plantel de Fátima y el Centro de control El Bosque, en el cual según la asignación física utilizada para el servicio de vigilancia corresponde a distribución y administración.

Por lo anterior, los gastos de comercialización incluidos en tarifas ascienden a ¢ 1 267,69 y ¢ 1 298,06 millones para los años 2015 y 2016, respectivamente.

➤ **Gastos de administrativos:**

- ✓ *Se excluyó los gastos no recurrentes identificados en las siguientes partidas:*
 - a. *“Viáticos en el Exterior” los gastos por ¢1,01 millones del 2015 (folio 520).*
 - b. *“Transporte” se consideran no recurrentes los gastos por ¢0,782 millones del 2015 (folio 526).*
 - c. *“Servicios no personales” por pago de liquidación de impuestos de nacionalización de los vehículos por ¢4,92 millones (folio 536).*
 - d. *Otros servicios generales se consideraron gastos recurrentes de diferente naturaleza (renovación licencia, reparación de electrodomésticos, asiento ajuste de desinscripción de vehículo, certificaciones, servicio de sonido y animación, diferencias en transferencias, renovación de firma digital) por ¢2,13 millones en el 2015 (folio 582).*
 - e. *“Alquileres”, el gasto por Document Managment Solutions DMSS RL, O.C. N° 9650 S.S. N° 12964, III Prorroga 2011CD-000028-01, cuyo plazo era de mayo 2014 a mayo 2015 (folio 150).*
 - f. *“Servicios de Ing. Ciencias económicas y sociales, y otros serv. gestión y apoyo”, el reintegro de caja chica y la renovación de licencia servicio de chat del sitio web por ¢75,0 miles. Se incorpora el rubro por ¢4,76 de DCI Dinámica SA O.C. N° 10153 considerado por JASEC como no recurrente en la cédula pero no en el detalle de los gastos no recurrentes y el gasto de ¢681,3 miles de DCI Dinámica SAO.C.N°11231 S.S. N° 14777, 2015CD - 00006101 por considerarse una contratación específica no recurrente (folio 534)*
 - g. *“Mobiliario y Equipo de Oficina y Menaje” los gastos por ¢0,114 millones en el 2015 (folio 584).*
- ✓ *“Alquileres”, el alquiler del Edificio Barrio La Soledad se proyectó según el promedio del monto mensual registrado en la cédula del 2015 debido a que no está debidamente justificada la variabilidad de los montos registrados de enero 2015 a febrero 2016, tomando en consideración que en la distribución del servicio de vigilancia se*

indica que a partir de abril 2015 se incluye la parte de mercadeo y tecnologías de información de la Red de Comunicación con un 50% y administración central con un 50%, no se demuestra la distribución específica del alquiler entre ambos servicios y no se presentó el contrato vigente (folios 524, 525 y 624).

- ✓ En la partida “Dietas” se realizó un análisis del gasto incurrido en el año 2015 y el primer bimestre del año 2016, para efectos de proyección se utilizó el promedio mensual del gasto del año 2015 debido a que el monto de la dieta se mantuvo constante durante el año 2015 y 2016, por lo que incorporó los montos de ¢22,06 y de ¢24,37 millones para el 2016 y 2017 respectivamente (folios 2069).*
- ✓ En la partida “Contratos de seguros” se verificaron los montos y la distribución de las pólizas conforme a la información aclaratoria (folios 2069). Los montos asignados a los gastos administrativos son de ¢64,80 y ¢65,32 millones, para los años 2016 y 2017 respectivamente.*
- ✓ El gasto por el “servicio de vigilancia” se proyectó conforme a la información adicional remitida por JASEC, se incorporó en el sistema de distribución el monto de ¢69,28 millones y ¢71,32 millones para los años 2016 y 2017 (folios 2069, 2072).*
- ✓ Para el gasto por el “servicio de aseo”, se proyectó conforme a la información adicional remitida por JASEC, se incorporaron en el sistema de distribución el monto de ¢13,81 millones para el año 2016 y 2017 según el contrato (folios 2069, 2072).*
- ✓ El total de gastos administrativos incluidos en los periodos 2016 y 2017 corresponde a las sumas de ¢ 2 703,23 y ¢ 2 763,80 millones, respectivamente y los montos asignados al sistema de generación ascienden a ¢921,91 y ¢942,573 millones, en el mismo orden citado. JASEC asignó ¢882 y ¢906,62 millones respectivamente para el periodo.*
- ✓ En la cuenta de “remuneraciones”, para efectos de proyección, se consideró el dato conciliado del año base, aunado a los aumentos decreto del Poder Ejecutivo con la limitante que en los dos semestres se decretan aumentos escalonados y el petente no aporta los salarios por escala, por lo que se utiliza un promedio de los dos*

tipos de aumentos de cada semestre, obteniendo un 0,63% para el primer semestre y un 0,38% para el segundo semestre para un total del 1,01% anual para el 2016, en el 2017 se utiliza el incremento de inflación anual determinada por la IE, resultando la suma de \$1 508,4 y \$1 543,63 millones incluido en los gastos de los años 2016 y 2017, respectivamente. En cuanto el gasto por salario escolar se aplica los porcentajes que descriptos en el apartado de criterios y los montos obtenidos fueron \$122,56 y \$126,18 millones para los años 2016 y 2017.

✓

Se incluyó 3 plazas para el 2016 y 2017 los montos reconocidos son \$11,8 y \$18,4 millones respectivamente, en los criterios generales se describe la metodología.

- ✓ *La empresa justificó el aumento en la cuenta “prestaciones legales” para el año 2016 con un monto de gasto no recurrente que se elimina del cálculo del año 2017, los gastos proyectados justificados se encuentran en la hoja “Gasto Operativo Etapa Administración (vers prop2).xlsx” en la pestaña “4. Detalle de Prestac Legales” y en el folio (352), los montos considerados son \$53,5 y \$14,6 millones para el 2016 y 2017 respectivamente.*
- ✓ *En la partida “Servicios Médicos, Jurídicos y Otras Remuneraciones” se depuró el año base ya que el petente no excluye un gasto no recurrente mencionado en el folio (354) “Asesoría legal en materia de control y fiscalización en la Auditoría Interna, Adrián Leitón Zuñiga”, se procede el año 2015.*
- ✓ *De esta partida incluida en los gastos administrativos se trasladó el gasto no recurrente por su origen (servicios profesionales costas del proceso ordinario interpuesto por grupo familiar Arce Salas, sobre PH Toro III), a los gastos de generación por un monto de \$6,6 millones, incluido en la hoja “Gasto Operativo Etapa Administración (vers prop2)” en su pestaña “3. Gast No Recurr”; se puede ver en los folios 144, 145 (ET-041-2016 Generación), y folios 354 y 419 (ET-042-2016), se obtuvo un monto de \$7,2 y \$7,3 millones para el 2016 y 2017 respectivamente.*

El total de gastos administrativos incluidos en los periodos 2016 y 2017 corresponde a las sumas de ¢ 2 699,42 y ¢ 2 759,89 millones, respectivamente y los montos asignados al sistema de distribución ascienden a ¢1 438,66 y ¢1 470,88 millones, en el mismo orden citado.

iii. Capital de trabajo:

De conformidad con la metodología vigente, el capital de trabajo de JASEC se estimó como el período medio de cobro multiplicado por el efectivo requerido de operación por día (gastos de operación, mantenimiento y administración menos las depreciaciones, las partidas amortizables, los gastos por pérdidas de retiros de activos, todo eso dividido entre 360), datos que se extraen de los Estados Financieros Auditados de los años 2013, 2014 y 2015.

El período medio de cobro es el resultado del cociente entre las cuentas por cobrar y los ingresos por venta, el número de días a utilizar no debe ser superior al promedio de la industria, por lo que para este estudio se tomó el promedio de la industria siendo este de 30,26 días.

Con base en lo anterior el capital de trabajo incluido en el cálculo tarifario es de ¢349,38 millones para el 2017.

iv. Análisis de resultados:

Los siguientes son los resultados obtenidos para el servicio de distribución una vez que se realizaron las modificaciones explicadas en los puntos anteriores; se registra un aumento del 2,96% en el total de gastos, respecto a los costos solicitados por JASEC en el periodo 2017, tal y como se muestra en el cuadro a continuación:

Cuadro No. 15
Sistema de distribución, JASEC
Resumen de costos y gastos de operación
(millones de colones)

DESCRIPCIÓN	2017				
	Cifras según JASEC	Cifras según ARESEP	Variación Absoluta	Variación Porcentual	Peso Variación
-	-	-	-	-	-
COMPRAS DE ENERGÍA					
Compras de Energía al ICE	29879,53	30269,20	389,67	1%	-55%
Tarifa Servicio de Generación	11552,07	11198,00	-354,07	-3%	50%
TOTAL COMPRAS DE ENERGÍA	41431,60	41467,20	35,60	0%	-5%
GASTOS GENERALES					
Gastos Efectivos Distribución Eléctrica	1705,86	1342,34	-363,51	-21%	51%
Gastos Efectivos Administrativos y Generales	982,25	1470,88	488,63	50%	-69%
Gastos Efectivos Sección Comercial	1323,25	1298,06	-25,19	-2%	4%
Canon de Regulación ARESEP	46,27	45,83	-0,44	-1%	0%
Depreciación de Activos	2267,87	1421,82	-846,05	-37%	119%
TOTAL GASTOS GENERALES	6325,50	5578,93	-746,56	-12%	105%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	47757,09	47046,13	-710,96	-1%	100%

Fuente. ARESEP

v. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:

Del análisis realizado en los aportados anteriores y con base en el rédito calculado, se concluye que el sistema de distribución que realiza JASEC requiere ingresos por \$46 329,0 millones para el 2017 por concepto de ventas de energía, para un nivel de rédito para el desarrollo para el periodo del 5,99% para esos mismos años.

3. Estructura tarifaria

De conformidad con el análisis que precede, la estructura de costos sin combustible vigente para el 2017 de JASEC, fijada en la resolución RIE-099-2015 debe ser ajustada en un 2,96% a partir del 01 de enero de 2017. Dicho incremento le permitirá a JASEC compensar el aumento en las compras de energía al sistema de generación del ICE y recuperar el nivel de rédito de para el desarrollo requerido para inversión y mantenimiento.

Los precios para el año 2017 se encuentran sin el efecto por el costo variable por combustibles (CVC), ya que aún no se realiza el estudio que determinará los cargos para cada trimestre del próximo año por este concepto (CVC), de tal

manera no es necesario realizar ajustes adicionales a la estructura tarifaria propuesta.

Se mantiene la desagregación de la tarifa general (T-GE), en tarifa industrial (T-IN) y tarifa comercios y servicios (T-CO), en cumplimiento con el Plan Nacional Energía 2015-2030.

En cumplimiento con las instrucciones establecidas en RIE-035-2016, sobre la tarifa media tensión b (T-MTb), al momento de establecer la estructura tarifaria del sistema de distribución de JASEC no se cuenta con el análisis de continuidad de la tarifa para el próximo año 2017, no se establece tarifa para este grupo tarifario, volviendo, momentáneamente, a un único grupo tarifario para los abonados servidos en la media tensión de la empresa JASEC.

El siguiente cuadro muestra el detalle de los cambios realizados:

Cuadro No. 16
Sistema de distribución, JASEC
Estructura de costos y tarifas, 2017.

JASEC Sistema de distribución		Columna 2 Estructura sin combustible Vigente	Columna 3 Estructura sin combustible Propuesta	
Categoría tarifaria	detalle del cargo	desde el 1/ene/2017 (Según RIE-099-2015)	desde el 1/ene/2017	
► Tarifa T-RE: tarifa residencial				
Por consumo de energía (kWh)				
	Bloque 0-30	Cargo fijo	1 987.20	2 046.00
	Bloque 31-200	cada kWh	66.24	68.20
	Bloque 201 y más	kWh adicional	81.08	83.48
► Tarifa T-GE: tarifa general				
o Clientes consumo exclusivo de energía				
	Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	93.64	
o Clientes consumo energía y potencia				
Por consumo de energía (kWh)				
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	167 880.00	
	Bloque 3001 y más	cada kWh	55.96	
Por consumo de potencia (kW)				
	Bloque 0-8	Cargo fijo	70 036.56	
	Bloque 9 y más	cada kW	8 754.57	
► Tarifa T-CO: comercios y servicios				
o Clientes consumo exclusivo de energía				
	Por consumo de energía (kWh)	cada kWh		96.41
o Clientes consumo energía y potencia				
Por consumo de energía (kWh)				
	Bloque 0-3000	Cargo fijo		172 860.00
	Bloque 3001 y más	cada kWh		57.62
Por consumo de potencia (kW)				
	Bloque 0-8	Cargo fijo		72 109.68
	Bloque 9 y más	cada kW		9 013.71
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial				
o Clientes consumo exclusivo de energía				
	Por consumo de energía (kWh)	cada kWh		96.41
o Clientes consumo energía y potencia				
Por consumo de energía (kWh)				
	Bloque 0-3000	Cargo fijo		172 860.00
	Bloque 3001 y más	cada kWh		57.62
Por consumo de potencia (kW)				
	Bloque 0-8	Cargo fijo		72 109.68
	Bloque 9 y más	cada kW		9 013.71
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social				
o Clientes consumo exclusivo de energía				
	Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	67.38	69.37
o Clientes consumo energía y potencia				
Por consumo de energía (kWh)				
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	116 490.00	119 940.00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	38.83	39.98
Por consumo de potencia (kW)				
	Bloque 0-8	Cargo fijo	47 068.64	48 461.84
	Bloque 9 y más	cada kW	5 883.58	6 057.73
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión				
Por consumo de energía (kWh)				
	Periodo Punta	cada kWh	51.39	52.91
	Periodo Valle	cada kWh	25.12	25.86
	Periodo Noche	cada kWh	17.13	17.64
Por consumo de potencia (kW)				
	Periodo Punta	cada kW	9 044.64	9 312.36
	Periodo Valle	cada kW	6 485.42	6 677.39
	Periodo Noche	cada kW	4 436.67	4 568.00

Tarifa de Acceso:

De conformidad con la “Metodología de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor” publicada en el Alcance Digital N° 25 de la Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016, y en la cual en su Por tanto” VI.D.3 establece:

“[...] La fijación de la tarifa de acceso se realizará de forma simultánea y en el mismo proceso ordinario que las fijaciones de las tarifas de distribución de cada empresa distribuidora de energía eléctrica. [...]”.

A la luz de lo anterior, y dada la limitación de información aportada por la petente para el cálculo de ajuste de la tarifa de acceso, se mantiene la tarifa vigente según resolución RIE-036-2016 del 18 de marzo de 2016 y publicada en el Alcance Digital N° 46 del 30 de marzo de 2016.

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

La variación en las tarifas del sistema de distribución que presta JASEC se explica primordialmente por las siguientes razones:

- 1. El nivel de rédito para el desarrollo obtenido por ARESEP (5,99%) es superior al propuesto por JASEC (5%) para el año 2017.*
- 2. En lo que respecta al promedio del activo fijo revaluado utilizado por Aresep en el cálculo de la tarifas de distribución de energía eléctrica, es \$5 148.57 millones menos al monto propuesto por JASEC, diferencia que se justifica que un error de estimación de la petente, al partir sus cálculos de un año base diferente.*
- 3. Lo señalado en el punto anterior, también tiene un impacto en la estimación base tarifaria propuesta por ARESEP, la cual difiere considerablemente de la propuesta por JASEC.*

[...]

V. CONCLUSIONES

- 1. La Junta Administradora de Servicios de Cartago solicitó un ajuste en las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica del 10% a partir del mes de octubre del 2016.*

2. *A la luz del análisis que precede, se propone un ajuste del 2,96% en todas las tarifas del sistema de distribución de JASEC a partir del primero de enero del 2017.*

[...]

- II. Que en cuanto a la consulta pública, del oficio 1319-IE-2016 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

1. Señor Mario Redondo Poveda, cédula de identidad número 105890526:

- a) *JASEC se justifica en un menor nivel de lluvias a finales del 2015 y que han afectado el verano del 2016, lo cual no puede justificar el aumento, dado que en el año 2015 de la generación total del país, un 98,5 correspondió a energías renovables, principalmente la hidráulica y en lo que va de este año del 2016, esto según el ICE, es probable que solo el 2% de la energía generada, sea utilizada en combustibles fósiles, por lo que no se puede justificar un incremento tarifario en menores niveles de lluvia, además el año anterior JASEC sobreestimó las compras del ICE para justificar mayores costos y, en este caso no suena razonable que tenga mayores compras al ICE.*
- b) *JASEC expone recuperar el nivel de rédito de desarrollo, tiene implícito dos errores, el primero es que de acuerdo con la metodología vigente, varía hacia arriba o hacia abajo cada vez que se hace una fijación tarifaria, de modo que no procede recuperar un nivel de rédito pasado. El segundo error, es que el rédito para el desarrollo es para realizar inversiones que garanticen la sostenibilidad del servicio y no el mantenimiento que se incluye dentro de los gastos.*
- c) *Los precios medios de la electricidad que vende JASEC durante los últimos cuatro años, no son consistentes con la necesidad de un incremento por las siguientes dos razones; al usuario al final está cargando con una inflación de la electricidad más alta que la inflación general y como se muestra más adelante, es mucho mayor que el de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, para el mismo periodo, por si*

se quería justificar en factores totalmente exógenos, lo cual hace dudar de la necesidad de incremento de tarifas, solicitado por JASEC.

Por último, el comportamiento de los precios medios de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, se destaca que la tendencia en los últimos años ha sido hacia la baja y tiene una variación muy inferior que el valor de JASEC.

Si bien la metodología vigente, no considera el benchmark, en este caso resulta muy útil como referencia a la hora de fijar las tarifas, sobre todo considerando que la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, es la empresa que tiene las condiciones de topología de la red, estructura de costos, densidad de servicios y perfil de usuarios más parecidas a las de JASEC.

- d) JASEC presenta un porcentaje muy bajo en la ejecución de los recursos para inversiones aprobados por ARESEP, lo cual refleja una ineficiencia de la institución para ejecutar sus planes de inversión, por lo que se le deben exigir mejores justificaciones para las nuevas inversiones.*
- e) JASEC estimó una menor generación propia, la cual debe revisarse a la luz de los caudales de los ríos que utilizan sus plantas, lo anterior dado que JASEC Generación, tiende a subestimar la generación propia e incrementar compras de energía al ICE, lo que hace incrementar la magnitud del ajuste tarifario requerido.*
- f) La solicitud de JASEC Generación, debe revisarse a la luz de nuevas disposiciones de la ARESEP, respecto a la información requerida y su formato, porque a nuestro entender no cumple a cabalidad con dichas disposiciones.*
- g) El plan de inversiones no incluye suficientes justificaciones para cada rubro de inversión y sobre todo respecto a la vinculación con las mejoras en la calidad del servicio.*

2. Señor. Rafael Calvo Ortega, portador de la cédula de identidad N.º 3-218-205:

- a) El incremento tarifario solicitado por Jasec es mucho para los ciudadanos de Cartago.*

- b) *El precio del petróleo está bajo, por lo cual, Jasec no puede justificar su petición tarifaria en los altos costos de los hidrocarburos.*
- c) *Los números de la presente petición tarifaria presentados en la audiencia pública por parte de Jasec no son auditados, sólo hace alusión de que deben de ser competitivos.*

3. Señor Henry Cerdas Sánchez, portador de la cédula de identidad N.º 3-287-021:

- a) *Jasec justificó su solicitud tarifaria en hacer frente a mayor nivel de compras de energía, producto de la reducción de lluvias desde finales del año, del periodo 2015, que ha afectado el verano 2016. JASEC, nos hablaba de una reducción de un 30% de la generación.*
- b) *El ICE nos dice que para el periodo del año 2016, dice que la generación en el país será de un 98% con energías renovables y que su disminución o generación para combustibles fósiles será no más de un 2%, entonces cómo vamos a justificar un incremento de un 10% donde el mismo ICE, que es el que le vende cuando JASEC no tiene generaciones que han estado dentro del proceso de producción del año, dice que no va a tener producciones del más del 2%.*
- c) *Jasec indica que es para recuperar el nivel de rédito, el cual es requerido para realizar inversiones de mantenimiento fuertes en operaciones de servicio eléctrico y no para el mantenimiento que se incluye dentro de los gastos.*
- d) *JASEC tiene un incremento del 22,52% de costo de incremento de costo de energía en los últimos cuatro años, mientras que la inflación promedio de los índices de precio consumidor de los últimos cuatro años, igual es del 12,86.*

4. Señor Hugo Maroto Guzmán, portador de la cédula de identidad N.º 9-003-188:

- a. *Se opone porque no es posible que manden directivos de la JASEC a Alemania un mes para que vayan a pasear, porque no van a hacer nada,*

porque vienen aquí hacen un informe de lo que vieron allá, o sea aquí tienen que mandar a los empleados, a los jefes de oficina, a los subalternos.

5. Señora Teresita Vargas Elizondo, portadora de la cédula de identidad N.º 1-585-471:

- a. *Me opongo porque cuando hay esta clase de asambleas, por qué no pasan como cuando van a cortar la luz o el agua, avisando a los vecinos.*

6. Señora Lidieth Vargas Elizondo, portador de la cédula de identidad N.º 3-326-176:

- a. *Se opone a la petición tarifaria propuesta por Jasec, dado que no hubo una notificación adecuada a los usuarios.*

7. Señor Luis Gerardo Barahona Gutiérrez, portador de la cédula de identidad N 103670236:

- a. *Para los señores de la ARESEP, que utilicen otro medio para que se le comunique a la ciudadanía de Cartago y viceversa, porque desgraciadamente los que estamos aquí, nos hemos dado cuenta solamente por la radio Cartago y eso debe ser publicado en otras emisoras para que así todas las personas, todos los Cartagos hubiéramos podido venir a esta oposición.*

8. Cámara de industrias de Costa Rica, representada por Carlos Montenegro

- a. *Revisar con criterio experto las estimaciones de demanda y contrastarlo con el crecimiento real, pues se falló para el 2015 y parece proyectarse un crecimiento muy bajo para el 2017.*
- b. *Se solicita a ARESEP moderar el aumento solicitado por JASEC, pues pretender un aumento de un 26% en los ingresos totales del 2016 y mantenerlo para el 2017 es desproporcionado, dados la inflación y devaluación del país.*
- c. *Revisar tan fuertes aumentos solicitados en gastos, pues la necesaria separación de generación y distribución está dejando dudas sobre las verdaderas cifras de cada sistema.*

A continuación las respuestas a las posiciones planteadas en el proceso de audiencia pública:

1. Señor Mario Redondo Poveda, cédula de identidad número 105890526:

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Generación de JASEC: *En el último estudio ordinario analizado para el primer semestre del año 2016 (RIE-099-2015, ET-056-2015), se estimó una producción de las plantas de JASEC de 98,8 GWh, sin embargo estas plantas produjeron 75,5 GWh. En lo que respecta a las pérdidas de energía se estimó inicialmente que estarían cercanas al 7,5%, siendo el dato real del 8,6%. Asimismo, se advierte que el nivel de ventas de energía proyectadas fue 281,9 GWh, sin embargo al final el nivel de dichas ventas fue de 287 GWh.*

En función de lo anterior, el aumento en la demanda, la disminución de la generación propia y el incremento en las pérdidas eléctricas obligó a JASEC a comprar más de lo esperado al ICE. En este contexto, se le conocieron compras para 205 GWh, pero compraron 238,6 GWh; lo que evidentemente implica un aumento en el gasto de JASEC.

Unido a lo anterior, si bien en todo el país se abasteció la demanda con 98% de generación proveniente de fuentes renovables, la producción de JASEC fue menor a la esperada, razón por la cual tuvo que pagar de más al ICE por concepto de compras de energía renovables.

Es importante aclarar que el análisis anterior es para el primer semestre del presente año, de manera que si se mantiene la tendencia es de esperar que estas diferencias sean mayores.

Rédito para el desarrollo: *De acuerdo con la metodología “Tasa de retorno”, la cual es utilizada por el Ente Regulador para definir las tarifas de los servicios de electricidad, y en este caso particular para generación y distribución, depende de la definición del porcentaje de rédito para el desarrollo con el cual cada sistema debe de atender sus inversiones, la sostenibilidad y el crecimiento del servicio. En este sentido, se aclara las peticiones tarifarias cumplen con lo señalado en la resolución RRG-6570-2007 correspondiente a “Simplificación de trámites de las solicitudes tarifarias que se presenten ante la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”.*

Precios medios: Respecto a los precios medios de JASEC, es preciso indicar que este Ente Regulador en atención al artículo 32 de la Ley No. 7593, no acepta aquellos costos de las empresas reguladas que se consideren erogaciones innecesarias o ajenas, así como desproporcionados en relación con la prestación del servicio público. No obstante lo anterior, es preciso aclarar que algunos de los costos y gastos incluidos en la estructura de costos que presenta JASEC, no responden a variaciones en el Índice de Precios al Consumidor, por lo cual no es del todo preciso hacer la correlación entre la inflación local y el crecimiento de las tarifas, ya que estas últimas se ven afectadas entre otras causas, por el costo del diésel y bunker, arrendamientos, contratos establecidos entre las partes, tipo de cambio, tasas de interés, etc.

Generación propia: En lo que respecta a la generación propia, se indica que la ARESEP dispone de una base de datos propia en la cual se registra la generación proyectada y real por empresa, de tal manera que en el presente estudio tarifario, se utilizan datos actualizados y veraces de dicha generación y por ende de las compras de energía realizadas al ICE.

Disposiciones emitidas por Aresep: Es importante indicar que de conformidad con el artículo 33 de la Ley No. 7593, JASEC está en la obligación de cumplir con las disposiciones establecidas por la Autoridad Reguladora, en anteriores fijaciones o en intervenciones realizadas en el ejercicio de sus potestades antes de la petición. Asimismo, debe de cumplir con lo señalado en la resolución RRG-6570-2007 correspondiente a “Simplificación de trámites de las solicitudes tarifarias que se presenten ante la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”.

2. Señor. Rafael Calvo Ortega, portador de la cédula de identidad N.º 3-218-205:

Valores auditados: Se aclara al oponente que uno de los criterios tarifarios aplicados por los especialistas en regulación, es el verificar el comportamiento de cada una de las erogaciones incluidas por la petente, las cuales son cotejadas con los estados financieros auditados. Adicionalmente, las empresas reguladas están obligadas a entregar los estados financieros certificados bajo la modalidad trimestralmente, lo cual permite disponer de la información actualizada para apoyar la toma de decisiones.

3. Señor Henry Cerdas Sánchez, portador de la cédula de identidad N.º 3-287-021:

Generación de JASEC: Se le indica al oponente que en el último estudio ordinario analizado para el primer semestre del año 2016 (RIE-099-2015, ET-056-2015), ARESEP estimó una producción de las plantas de JASEC de 98,8 GWh, sin embargo estas plantas produjeron 75,5 GWh. En lo que respecta a las pérdidas de energía se estimó inicialmente que estarían cercanas al 7,5%, siendo el dato real del 8,6%. Asimismo, se advierte que el nivel de ventas de energía proyectadas fue 281,9 GWh, sin embargo al final el nivel de dichas ventas fueron de 287 GWh.

En función de lo anterior, el aumento en la demanda, la disminución de la generación propia y el incremento en las pérdidas eléctricas obligó a JASEC a comprar más de lo esperado al ICE. En este contexto, se le conocieron compras para 205 GWh, pero compraron 238,6 GWh; lo que evidentemente implica un aumento en el gasto de JASEC.

Si bien en todo el país se abasteció la demanda con 98% de fuentes renovables, la producción de JASEC fue menor a la esperada y JASEC tuvo que pagar de más al ICE por concepto de compras de energía renovables.

Es importante aclarar que el análisis anterior es para el primer semestre del presente año, de manera que si se mantiene la tendencia es de esperar que estas diferencias sean mayores.

Precios medios: Respecto a los precios medios de JASEC, es preciso indicar que este Entre Regulador en atención al artículo 32 de la Ley No. 7593, no acepta aquellos costos de las empresas reguladas que se consideren erogaciones innecesarias o ajenas, así como desproporcionados en relación con los gastos normales del servicio público. No obstante, es preciso aclarar que algunos de los costos y gastos incluidos en la estructura de costos que presenta JASEC, no responden a variaciones en el Índice de Precios al Consumidor, por lo cual no es del todo preciso hacer la correlación entre la inflación local y el crecimiento de las tarifas, ya que estas últimas se ven afectadas entre otras causas, por el costo del diésel y bunker, arrendamientos, contratos establecidos entre las partes, tipo de cambio, tasas de interés, etc.

4. Señor Hugo Maroto Guzmán, portador de la cédula de identidad N.º 9-003-188:

Capacitación: Se aclara al oponente que una de las cuantas revisadas y evaluadas por los especialistas en regulación es el gasto en capacitación del personal de las empresas reguladas, el cual tiene que estar debidamente justificado y estar relacionado con la prestación del servicio público regulado.

5. Señora Teresita Vargas Elizondo, portadora de la cédula de identidad N.º 1-585-471:

Audiencias públicas: Se le indica a la oponente, que de conformidad con lo establecido en el artículo 36 de la Ley No. 7593, corresponde a la Autoridad Reguladora convocar a audiencia pública, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Para ello, se ordena publicar en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional. En este caso, particular se procedió a publicar el 1 de agosto del 2016 en los siguientes diarios de circulación nacional La Teja y La Extra y el 29 de julio del año en curso en La Gaceta N°146, Alcance Digital N°132. En esta materia la Autoridad Reguladora actuó según lo establecido.

6. Señora Lidieth Vargas Elizondo, portador de la cédula de identidad N.º 3-326-176:

Audiencias públicas: Se le indica a la oponente, que de conformidad con lo establecido en el artículo 36 de la Ley No. 7593, corresponde a la Autoridad Reguladora convocar a audiencia pública, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Para ello, se ordena publicar en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional. En este caso, particular se procedió a publicar el 1 de agosto del 2016 en los siguientes diarios de circulación nacional La Teja y La Extra y el 29 de julio del año en curso en La Gaceta N°146, Alcance Digital N°132. En esta materia la Autoridad Reguladora actuó según lo establecido.

7. Señor Luis Gerardo Barahona Gutiérrez, portador de la cédula de identidad N 103670236:

Audiencias públicas: Se le indica al oponente, que de conformidad con lo establecido en el artículo 36 de la Ley No. 7593, corresponde a la Autoridad Reguladora convocar a audiencia pública, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Para ello, se ordena publicar en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional. En este caso, particular se procedió a publicar el 1 de agosto del 2016 en los siguientes diarios de circulación nacional La Teja y La Extra y el 29 de julio del año en curso en La Gaceta N°146, Alcance Digital N°132.

8. Cámara de industrias de Costa Rica, representada por Carlos Montenegro

En respuesta a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

Generación de JASEC: Se aclara que en el último estudio ordinario analizado para el primer semestre del año 2016 (RIE-099-2015, ET-056-2015), ARESEP estimó una producción de las plantas de JASEC de 98,8 GWh, sin embargo estas plantas produjeron 75,5 GWh. En lo que respecta a las pérdidas de energía se estimó inicialmente que estarían cercanas al 7,5%, siendo el dato real del 8,6%. Asimismo, se advierte que el nivel de ventas de energía proyectadas fue 281,9 GWh, sin embargo al final el nivel de dichas ventas fueron de 287 GWh.

En virtud lo anterior, el aumento en la demanda, la disminución de la generación propia y el incremento en las pérdidas eléctricas obligó a JASEC a comprar más de lo esperado al ICE. En este contexto, se le conocieron compras para 205 GWh, pero compraron 238,6 GWh; lo que evidentemente implica un aumento en el gasto de JASEC.

Si bien en todo el país se abasteció la demanda con 98% de fuentes renovables, la producción de JASEC fue menor a la esperada y JASEC tuvo que pagar de más al ICE por concepto de compras de energía renovables.

Es importante aclarar que el análisis anterior es para el primer semestre del presente año, si se mantiene la tendencia es de esperar que esta diferencias se hagan más anchas.

Precios medios: Respecto a los precios medios de JASEC, es preciso indicar que este Ente Regulador en atención al artículo 32 de la Ley No. 7593, no acepta aquellos costos de las empresas reguladas que se consideren erogaciones innecesarias o ajenas, así como desproporcionados en relación con los gastos normales del servicio público. No obstante, es preciso aclarar que algunos de los costos y gastos incluidos en la estructura de costos que presenta JASEC, no responden a variaciones en el Índice de Precios al Consumidor, por lo cual no es del todo preciso hacer la correlación entre la inflación local y el crecimiento de las tarifas, ya que estas últimas se ven afectadas entre otras causas, por el costo del diésel y bunker, arrendamientos, contratos establecidos entre las partes, tipo de cambio, tasas de interés, etc.
[...]

- 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 del sistema de distribución que presta JASEC a partir del 1 de enero del 2017, tal y como se dispone;

**POR TANTO
EL DIRECTOR CON RECARGO DE FUNCIONES
DE LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar las tarifas del sistema de distribución que presta JASEC a partir del 1 de enero del 2017 de la siguiente manera:

JASEC Sistema de distribución		Estructura sin combustible
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige desde el 1/ene/2017
► Tarifa T-RE: tarifa residencial		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>		
Bloque 0-30	Cargo fijo	2 046.00
Bloque 31-200	cada kWh	68.20
Bloque 201 y más	kWh adicional	83.48
► Tarifa T-CO: comercios y servicios		
○ Clientes consumo exclusivo de energía		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>	cada kWh	96.41
○ Clientes consumo energía y potencia		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>		
Bloque 0-3000	Cargo fijo	172 860.00
Bloque 3001 y más	cada kWh	57.62
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>		
Bloque 0-8	Cargo fijo	72 109.68
Bloque 9 y más	cada kW	9 013.71
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial		
○ Clientes consumo exclusivo de energía		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>	cada kWh	96.41
○ Clientes consumo energía y potencia		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>		
Bloque 0-3000	Cargo fijo	172 860.00
Bloque 3001 y más	cada kWh	57.62
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>		
Bloque 0-8	Cargo fijo	72 109.68
Bloque 9 y más	cada kW	9 013.71
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social		
○ Clientes consumo exclusivo de energía		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>	cada kWh	69.37
○ Clientes consumo energía y potencia		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>		
Bloque 0-3000	Cargo fijo	119 940.00
Bloque 3001 y más	cada kWh	39.98
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>		
Bloque 0-8	Cargo fijo	48 461.84
Bloque 9 y más	cada kW	6 057.73
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>		
Periodo Punta	cada kWh	52.91
Periodo Valle	cada kWh	25.86
Periodo Noche	cada kWh	17.64
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>		
Periodo Punta	cada kW	9 312.36
Periodo Valle	cada kW	6 677.39
Periodo Noche	cada kW	4 568.00

JASEC		
CATEGORIA TARIFARIA		MONTO
TARIFA DE ACCESO	(cada kWh)	¢14,64

- II. Solicitar a JASEC que presente a la Intendencia de Energía en un plazo máximo de tres meses un estudio de optimización de las compras de energía eléctrica que realiza el sistema de distribución a los sistemas de generación del ICE y de JASEC, que involucre cómo mínimo los criterios técnicos utilizados para determinar cuándo comprar energía o utilizar la generación propia a lo largo del día.
- III. Solicitar a JASEC que presente a la Intendencia de Energía en un plazo máximo de tres meses un plan de renegociación de los esquemas de financiamiento no tradicional (arrendamientos operativos) utilizados por JASEC en el sistema de generación de energía eléctrica. De tal manera que se evite el traslado del impacto financiero en las tarifas en el corto plazo.
- IV. Solicitar a JASEC que presente a la Intendencia de Energía en un plazo de tres meses un análisis del impacto tarifario por tarifa (mediano y largo plazo) que conlleve a JASEC la decisión de comprarle la energía eléctrica al sistema de generación propia, aun cuando el Instituto Costarricense de Electricidad presenta costos por kWh menores.

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

Mario Mora Quirós
Director Intendencia de Energía

1 vez.—(IN2016067375).

RIE-088-2016 del 23 de setiembre de 2016**SOLICITUD PRESENTADA POR LA REFINADORA COSTARRICENSE DE PETRÓLEO S.A. (RECOPE) PARA LA FIJACIÓN EXTRAORDINARIA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS CORRESPONDIENTE A SETIEMBRE DE 2016****ET-056-2016****RESULTANDO:**

- I. Que el 30 de julio de 1981, mediante la ley N.° 6588, se establece que la Refinadora Costarricense de Petróleo (Recope) es la encargada de refinar, transportar y comercializar a granel el petróleo y sus derivados en el país.
- II. Que el 17 de agosto de 1993, mediante la Ley N.° 7356, se establece que la importación, refinación y distribución al mayoreo de petróleo crudo y sus derivados para satisfacer la demanda nacional son monopolio del Estado, por medio de Recope.
- III. Que el 15 de octubre de 2015, mediante resolución RJD-230-2015, publicada en el diario oficial La Gaceta N.° 211 del 30 de octubre de 2015, se estableció la *Metodología tarifaria ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en planteles de distribución y al consumidor final*, modificada por la resolución RJD-070-2016 publicada en el Alcance N.° 70 de la Gaceta N.° 86 del 5 de mayo de 2016.
- IV. Que el 3 de febrero de 2016, la IE mediante la resolución RIE-009-2016, publicada en el Alcance Digital N.° 15 a La Gaceta N.° 28 del 10 de febrero de 2016, aprobó entre otras cosas el margen de operación de Recope K, el ajuste de otros ingresos prorrateados y la rentabilidad sobre base tarifaria por producto por litro para el 2016 (folios 1190 al 1353 ET-126-2015).

- V. Que el 25 de febrero de 2016, la IE mediante la resolución RIE-018-2016, publicada en el Alcance Digital N.º 32 a La Gaceta N.º 43 del 2 de marzo de 2016, se resolvió entre otras cosas el ajuste de otros ingresos prorrateados y la rentabilidad sobre base tarifaria por producto por litro para el 2016 (folios 1456 al 1599 ET-126-2015).
- VI. Que el 23 de agosto de 2016, mediante el oficio 700-RG-2016, el Regulador General nombró al señor Mario Mora Quirós, Director de Energía con recargo de funciones de la Intendencia de Energía, a partir del 24 de agosto del 2016 hasta el 30 de noviembre de 2016, por motivo de la renuncia del Intendente de Energía.
- VII. Que el 26 de agosto de 2016, la IE mediante la resolución RIE-077-2016, publicada en el Alcance Digital N.º 155 a la Gaceta N.º 167 del 31 de agosto de 2016, aprobó entre otras cosas el diferencial de precios vigente.
- VIII. Que el 7 de setiembre de 2016, mediante el oficio EEF-0167-2016, se presentaron las facturas de importación de combustibles correspondientes de agosto –*folios 87 al 102*–.
- IX. Que el 12 de setiembre de 2016, Recope mediante el oficio GAF-1311-2016 solicitó fijación extraordinaria de precios de los combustibles –*folios 01 al 69*–.
- X. Que el 12 de setiembre de 2016, la IE mediante oficio 1291-IE-2016 otorgó admisibilidad y solicitó proceder con la consulta pública de ley respectivamente –*folios 79 a 81*–.
- XI. Que el 14 de setiembre de 2016, Recope mediante el oficio EEF-0172-2016 remitió los precios del asfalto y emulsión –*corre agregado al expediente*–.
- XII. Que el 19 de setiembre de 2016, en los diarios de circulación nacional: La Nación, Diario Extra, La Teja y en el Alcance Digital N.º 186 a La Gaceta N.º 179 se publicó la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 22 de setiembre de 2016 –*folios 82 a 86*–.
- XIII. Que el 22 de setiembre de 2016, mediante el oficio 3280-DGAU-2016, la Dirección General de Atención del Usuario (DGAU) remitió el informe de oposiciones y coadyuvancias, el cual indica que vencido el plazo establecido, [...] *no se recibieron posiciones* [...] –*corre agregado al expediente*–.

- XIV.** Que el 23 de setiembre de 2016, mediante el oficio 1331-IE-2016, la IE, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar los precios de los combustibles derivados de los hidrocarburos.

CONSIDERANDO

- I.** Que del estudio técnico 1331-IE-2016, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA

De conformidad con la metodología vigente y aplicable al presente asunto, el cálculo del precio de cada uno de los combustibles se debe realizar con fecha de corte al segundo viernes de cada mes -9 de setiembre de 2016 en este caso-, con base en las siguientes variables y criterios de cálculo:

1. Precio FOB de referencia (Pr_{ij})

Se utilizan los precios internacionales de los 15 días naturales anteriores a la fecha de corte de realización del estudio. Los precios están sustentados en el promedio simple de los 10 días hábiles de los precios FOB internacionales de cada uno de los productos derivados del petróleo, tomados de la bolsa de materias primas de Nueva York (NYMEX) -período de cálculo comprendido entre el 25 de agosto y 8 de setiembre de 2016 ambos inclusive, se aclara que el 5 de setiembre no hubo cotización por ser feriado en USA-, excepto para el Av-gas que publica precios los sábados y el 5 de setiembre, por lo que se cuenta con 13 registros durante este mismo período.

De este rango de precios se obtiene un precio promedio por barril para cada tipo de producto. Dicho precio promedio a la fecha de corte se expresa en colones por litro, utilizando 158,987 litros por barril y el tipo de cambio promedio de venta para las operaciones con el sector público no bancario, correspondiente a los 15 días naturales anteriores al segundo viernes de cada mes, calculado por el Banco Central de Costa Rica para efecto de expresarlo en colones. El tipo de cambio promedio utilizado es de ₡553,84/\$, correspondiente al período comprendido entre el 25 de agosto al 8 de setiembre de 2016 ambos inclusive.

Resumen de los Pr_{ij}

En el siguiente cuadro se detallan los precios promedios vigentes de los combustibles y los propuestos, tanto en US dólares por barril -unidad de compra venta a nivel internacional- como en colones por litro -unidad de compra venta a nivel nacional-.

Cuadro N.º 1
Comparativo de precios FOB promedio (en \$/bbl y ¢/l)

Producto	Pr_{ij} (\$/bbl) RIE-077-2016	Pr_{ij} (\$/bbl) propuesta	Diferencia (\$/bbl)	Pr_{ij} (¢/l) ¹ RIE-077-2016	Pr_{ij} (¢/l) ² propuesta	Diferencia (¢/l)
Gasolina súper	57,38	60,86	3,48	198,96	212,00	13,04
Gasolina plus 91	56,21	59,60	3,39	194,91	207,63	12,72
Diésel 50 ppm de azufre	52,71	59,43	6,72	182,77	207,01	24,24
Diésel -15 ppm-	52,86	59,57	6,71	183,28	207,53	24,25
Diésel térmico	46,4	53,39	6,99	160,88	185,99	25,11
Diésel marino	63,78	66,43	2,65	221,18	231,40	10,22
Keroseno	49,58	56,34	6,76	171,91	196,28	24,37
Búnker	31,17	36,14	4,97	108,08	125,89	17,81
Búnker de bajo azufre	39,84	45,51	5,67	138,16	158,54	20,38
IFO 380	36,56	32,07	-4,49	126,79	111,72	-15,07
Asfaltos	31,35	29,08	-2,27	108,71	101,31	-7,40
Diésel pesado	39,58	45,67	6,09	137,24	159,08	21,84
Emulsión asfáltica	20,36	19,55	-0,81	70,61	68,09	-2,52
LPG (mezcla 70-309)	20,04	21,65	1,61	69,49	75,43	5,94
LPG (rico en propano)	17,9	19,67	1,77	62,06	68,51	6,45
Av-gas	101,12	107,26	6,14	350,66	373,63	22,97
Jet fuel A-1	49,58	56,34	6,76	171,91	196,28	24,37
Nafta pesada	46,55	48,48	1,93	161,4	168,89	7,49

Factor de conversión 1 barril = 158,987 litros

¹ Tipo de cambio promedio: \$551,30/US\$

² Tipo de cambio promedio: \$553,84/US\$

Fuente: Intendencia de Energía.

Tal y como se ilustra en el cuadro anterior, al comparar los precios promedios internacionales de esta propuesta respecto a los utilizados en la fijación de agosto, se registró un aumento en el precio internacional de la mayoría de los productos terminados. Dicho fenómeno se explica principalmente por un comportamiento especulativo que giró en torno a diferentes reuniones que sostuvo la OPEP con países miembros y no miembros por tratar de equilibrar el mercado disminuyendo el exceso de oferta. Actualmente, en Estados Unidos los niveles de inventario tanto del crudo como de los productos terminados continúan elevados, pero si se compara con el mes anterior se muestra una leve disminución.

La diferencia entre el cálculo presentado y el obtenido por esta Intendencia se explica por el hecho de que en la propuesta remitida por Recope se calcularon los promedios del precio internacional del asfalto y la emulsión asfáltica utilizando una serie de datos incompleta, así como que la serie de datos considerada para el precio de referencia del Av gas es diferente.

Por otro lado, el 25 de abril de 2016, mediante la resolución RJD-070-2016, publicada en el Alcance N.º 70 de la Gaceta N.º 86 del 5 de mayo de 2016, se modificó la referencia del Asfalto descrita en la tabla 1 de la metodología vigente, leyéndose correctamente: [...] Selling Prices Asphalt Cement, Gulf Coast, Area Barge y/o Asphalt Cement Texas/Lousiana Gulf. Dato puede ser proporcionado por Recope. [...]

El 14 de setiembre mediante el oficio EEF-0172-2016, Recope proporciona los precios del asfalto y emulsión, para esta fijación tarifaria y de conformidad con lo dispuesto en la resolución RJD-070-2016, la IE utiliza como referencia los precios FOB internacional del Asfalto de “Selling Prices Asphalt Cement, Gulf Coast/Mid-South, Area Barge”, publicados en la revista Poten & Partners con reporte semanal.

Dichos precios se encuentran expresados en dólares de los Estados Unidos por tonelada corta (por sus siglas en ingles US\$/ST). No obstante, con el objetivo de expresar los precios internacionales en dólares de los Estados Unidos (US\$) por barril, esta Intendencia toma un factor de conversión de la densidad del asfalto de 5,553 barril/tonelada corta, tras utilizar una densidad promedio anual de 1,0276 g/cm³ a 25°C, obtenida de los análisis fisicoquímicos del producto muestreado durante el 2015 en el plantel de Moín, a través del Laboratorio Nacional de Materiales y Modelos Estructurales (Lanamme), como parte del Programa de evaluación de calidad de los combustibles en planteles de Recope que lleva a cabo la Intendencia de Energía. Dicha información es de acceso público por medio de la página web de la Aresep, a través del Informe de calidad de los productos de planteles de Recope, año 2015.

La ecuación utilizada para determinar el factor de conversión fue:

$$(1 \text{ L}/1,0276 \text{ kg}) * (907,18 \text{ kg}/1 \text{ ton}) * (1 \text{ gal}/3,785 \text{ L}) * (1 \text{ barril}/42 \text{ gal}) = 5,553 \text{ barril/ton}$$

2. Margen de operación de Recope (K), otros ingresos prorratados y rentabilidad sobre base tarifaria por producto

En la resolución RIE-009-2016, publicada en el Alcance Digital N.º 15 a La Gaceta N.º 28 del 10 de febrero de 2016, se aprobó entre otras cosas el margen de operación de Recope K. Al respecto, por medio de la resolución RIE-018-2016 publicada en el Alcance Digital N.º 32 a La Gaceta N.º 43 del 2 de marzo de 2016, que resolvió el recurso de revocatoria contra la RIE-009-2016, se modificaron en lo que interesa, las variables de otros ingresos prorratados y la rentabilidad sobre base tarifaria por producto por litro para el 2016, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N.º 2
Cálculo de componentes de precio por producto 2016
(colones por litro)

Producto	K	OIP_{i,a}	RSBT_i
Gasolina súper	35,69	-0,95	3,59
Gasolina plus 91	36,30	-0,95	4,53
Diésel 50 ppm de azufre	37,20	-0,95	4,65
Diésel 15 ppm	37,20	-0,95	4,65
Diésel térmico	19,79	0,00	-
Diésel marino	12,06	0,00	-
Keroseno	35,52	-0,95	3,05
Búnker	46,95	-0,95	10,24
Búnker bajo azufre	60,05	-0,95	0,88
IFO-380	41,72	-0,95	15,58
Asfaltos	55,46	-0,95	4,87
Diésel pesado	40,37	-0,95	6,89
Emulsión asfáltica	45,65	-0,95	2,18
LPG (mezcla 70-30)	78,35	-0,95	7,77
LPG (rico en propano)	68,84	0,00	-
Av-gas	232,44	-0,95	27,13
Jet fuel A-1	69,83	-0,95	9,44
Nafta pesada	34,39	-0,95	3,26

Fuente: Intendencia de Energía.

3. Ventas estimadas

En los folios 63 al 68, Recope presenta una explicación detallada sobre el procedimiento seguido para realizar la estimación de las ventas por producto de setiembre a diciembre de 2016. El Área de Información y Mercados de la Intendencia de Energía, hizo una evaluación de esta estimación y como resultado, se concluyó que, la metodología utilizada por Recope, es más precisa que la que se obtiene directamente de la aplicación del FORECAST PRO, ya que los ajustes realizados minimizan la diferencia entre ventas reales y estimadas.

Por lo anterior se utilizan en el cálculo de los subsidios, las estimaciones de ventas propuestas por Recope.

4. Diferencial de precios ($Da_{i,j}$)

De acuerdo con la metodología vigente, el diferencial de precios $Da_{i,j}$ que se debe incorporar a los precios de los combustibles bimestralmente, se origina de las diferencias diarias entre el costo FOB del litro promedio de combustible en tanque versus el precio FOB promedio de referencia del combustible i del ajuste j , dividido entre el total de ventas estimadas por producto i para el periodo de ajuste j . Y se calcula utilizando las ecuaciones del apartado 5.6 de la metodología.

Mediante la resolución RIE-077-2016, publicada en Alcance Digital N.º 155 a La Gaceta N.º 167 del 31 de agosto de 2016, se calculó el diferencial de precios que se utiliza en este estudio tarifario. El cuadro siguiente resume los cálculos totales del rezago por producto, así como el costo por litro a incorporar en el precio plantel.

Cuadro N.º 3
Cálculo del diferencial de precios por litro

Producto	Rezago total fecha BL (¢ / litro) (*)	Ventas proyectadas setiembre y octubre	Rezago propuesto por IE (¢ / litro) (*)
Gasolina súper	1 751 611 951,15	102 661 403,61	17,06
Gasolina plus 91	527 689 956,95	100 118 247,56	5,27
Diésel 50 ppm de azufre	2 530 302 349,73	187 583 832,70	13,49
Asfalto	(829 373 141,12)	12 637 399,67	(65,63)
LPG (mezcla 70-30)	301 148 592,34	47 193 701,08	6,38
Jet fuel A-1	1 463 521 330,78	33 954 535,62	43,10
Búnker	209 954 112,97	17 504 945,66	11,99
Búnker bajo azufre	116 572 662,96	-	0,00
Av-gas	675 782,81	247 542,76	2,73

(*) Los montos negativos corresponden a rebajas en las tarifas.

Fuente: Intendencia de Energía.

5. Subsidios

a. Flota pesquera nacional no deportiva

De acuerdo con la aplicación de la Ley N.º 9134 de Interpretación Auténtica del artículo 45 de la Ley 7384, creación del Instituto Costarricense de Pesca y Acuicultura, y sus reformas, de 16 de marzo de 1994 y del artículo 123 de la Ley de Pesca y Acuicultura N.º 8436 y sus reformas de 1 de marzo de 2005 y lo establecido en la resolución RJD-230-2015, se actualiza en los precios de los combustibles, el subsidio a la flota pesquera, calculado con base en la facturación real de compra de combustible de agosto de 2016.

Determinación del Si a aplicar a las tarifas vigentes:

El valor del subsidio se determina como la suma de todas las diferencias entre lo que está incluido en la tarifa vigente y los costos que la Ley N.º 9134 indica le corresponde pagar a este sector; de tal forma que se resten esas diferencias a las tarifas vigentes, para obtener el precio final de venta.

De conformidad con lo indicado en el párrafo anterior, se detallan a continuación únicamente los componentes que se deben actualizar cada mes según se indica en la Ley N.º 9134:

i. Margen de Recope:

El precio plantel del diésel y la gasolina para venta al sector pesquero nacional no deportivo debe contemplar, únicamente: flete marítimo, seguro marítimo y costos de trasiego, almacenamiento, distribución; éstos de acuerdo a la última información disponible, en este caso, el estudio ordinario. De conformidad con el método de cálculo del subsidio para pescadores, primero se calcula cada uno de los componentes de costo del margen absoluto de ambos productos - gasolina plus 91 y diésel 50- determinados en el estudio ordinario de margen de Recope. Se obtiene como resultado los nuevos valores a incorporar al margen ajustado de pescadores, tal y como se puede apreciar en el siguiente cuadro:

Cuadro N.º 4
Cálculo del margen de Recope a incluir en el precio de la flota pesquera
(colones por litro)

Gasolina plus 91

Componente del margen	Margen total	Margen ajustado pescadores
Margen de Comercializador (Platt's) ¢/L	1,33	
Flete marítimo ¢/L	7,13	7,13
Seguro marítimo ¢/L	0,14	0,14
Costo marítimo ¢/L	0,37	
Pérdidas en tránsito \$/bbl	-0,06	
Costos de trasiego almacenamiento y distribución	10,86	10,86
Costos de gerencias de apoyo	10,69	
Inventario de Seguridad en producto terminado	0,00	
Inversión (depreciación)	5,81	
Transferencias	0,04	
Total	36,30	18,13

Diésel 50 ppm de azufre

Componente del margen	Margen total	Margen ajustado pescadores
Margen de Comercializador (Platt's) ¢/L	1,33	
Flete marítimo ¢/L	7,64	7,64
Seguro marítimo ¢/L	0,16	0,16
Costo marítimo ¢/L	0,36	
Pérdidas en tránsito \$/bbl	0,09	
Costos de trasiego almacenamiento y distribución	10,67	10,67
costos de gerencias de apoyo	10,69	
Inventario de Seguridad en producto terminado	0,00	
Inversión (depreciación)	6,23	
Transferencias	0,04	
Total	37,20	18,46

Nota: El margen total es el margen de comercialización de Recope determinado en este estudio ordinario, el margen ajustado a pescadores refleja los únicos tres costos listados anteriormente de conformidad con la Ley N.º 9134.

Por consiguiente, las tarifas propuestas de gasolina plus incluirían un margen de operación de ¢36,30 por litro, mientras que el cargo por margen para la flota pesquera nacional no deportiva será de ¢18,13 por litro, generando un diferencial de ¢18,17 por litro.

Para el caso del diésel, las tarifas propuestas incluirían un margen de operación de ¢37,20 por litro, mientras que el margen para la flota pesquera nacional no deportiva será de ¢18,46 por litro, generando un diferencial de ¢18,74 por litro.

ii. Monto de la factura de compra del combustible:

Se calculan las diferencias entre los precios FOB vigentes a la fecha de este informe a los precios promedio simple facturados de los embarques recibidos en agosto de 2016, según facturas –corre agregado al expediente.

Cuadro N.º 5
Diferencia entre el P_{ij} y el precio facturado
(facturas agosto 2016)

Facturas pagadas en el último mes	Producto	Fecha de factura	\$ / bbl	bbls	Total \$	Beneficiario	Embarque
	Diésel 50 ppm de azufre	17/08/2016	\$50,391	298 504,25	15 042 021,97	Cargill Incorporated	084P082016
	Diésel 50 ppm de azufre	26/08/2016	\$55,936	302 049,79	16 895 350,31	Glencore Ltd	089D072016
	Gasolina plus 91	24/08/2016	\$57,785	130 589,71	7 546 140,26	Valero Marketing and Supply Co	081M182016
	Gasolina plus 91	07/09/2016	\$64,699	119 690,63	7 743 905,36	Valero Marketing and Supply Co	090M202016
	Diferencial de precios promedio						
	Producto	Pri promedio facturado \$	Pri vigente \$	dif /bbl \$	dif /L \$	dif /L ¢ (*)	
	Diésel 50 ppm de azufre	\$53,18	\$52,71	\$0,47	\$0,00	1,64	
	Gasolina plus 91	\$61,09	\$56,21	\$4,88	\$0,03	17,01	

(*) Tipo de cambio promedio: ¢553,84/US\$

iii. Subsidio por litro de agosto 2016:

Como resultado de lo anterior, el siguiente cuadro muestra el subsidio por litro para la gasolina plus 91 y diésel que vende Recope a la flota pesquera nacional no deportiva, identificando el monto para cada ítem considerado:

Cuadro N.º 6
Cálculo del subsidio para la gasolina plus y el diésel para la flota
pesquera nacional no deportiva
-agosto de 2016-
(colones por litro)

Componentes del $SC_{i,j}$ de gasolina plus pescadores		Componentes del $SC_{i,j}$ de diésel pescadores	
Pri -facturación-	17,01	Pri -facturación-	1,64
K	-18,17	K	-18,74
$SC_{i,j}$	-1,16	$SC_{i,j}$	-17,10

Asignación del subsidio cruzado a otros combustibles:

El subsidio del combustible i lo pagarán únicamente los combustibles no subsidiados en el ajuste extraordinario j, a menos de que la normativa vigente al momento del cálculo estipule lo contrario. La participación del pago del subsidio será distribuido de conformidad con la ecuación 18 de la metodología vigente.

Dicha ecuación establece para ventas estimadas de productos mayores que cero; en caso de que no se estimen ventas de alguno de los productos i, el porcentaje del subsidio a aplicar sería cero.

Cálculo del valor total del subsidio

Una vez obtenido el monto del subsidio para pescadores por litro de diésel y gasolina plus 91, éste se multiplica por las ventas reales de esos productos durante agosto de 2016, con el fin de determinar el monto real a subsidiar. Adicionalmente, debido a que las ventas estimadas a pescadores, para el mes en que se va a recuperar el subsidio, en este caso octubre, son diferentes a las que generaron el monto subsidiado (agosto), es necesario ajustar el monto del subsidio por litro, para cada uno de los productos que consume la flota pesquera nacional no deportiva. El monto por litro a subsidiar, se obtuvo de dividir el monto real a subsidiar entre las ventas estimadas de cada producto. Como resultado, el monto por litro a subsidiar, en octubre para la gasolina plus 91 para pescadores es de ¢1,211 y para el diésel de pescadores ¢15,281, tal y como se detalla a continuación.

Cuadro N.º 7
Cálculo del subsidio total a la flota pesquera nacional no deportiva
(colones)

Subsidio	Subsidio por litro agosto	Monto del subsidio por litro a trasladar en octubre	Ventas reales a pescadores agosto¹	Subsidio a pescadores
Gasolina Plus	-1,160	-1,211	597 789	-693 528
Diésel	-17,097	-15,281	2 028 677	-34 683 916
Total			2 626 466,00	-35 377 444

1/ Ventas reales suministradas por Recope.

De conformidad con el cuadro anterior, el subsidio total a pescadores fue de ¢35 377 444 durante agosto de 2016.

Una vez obtenido este monto se distribuye proporcionalmente, según las ventas estimadas de octubre de 2016 de todos los demás productos que expende Recope, con el fin de obtener el valor total del subsidio ($PS_{i,j}$), tal y como se muestra a continuación:

Cuadro N.º 8
Cálculo de la asignación del subsidio por producto

Producto	Recope: ventas agosto 2016 ^a		Subsidio total ^c	Ventas octubre 2016 ^d	Subsidio €/litro
	Litros	Relativo ^b			
Gasolina Súper	52 385 485	20,17%	7 136 821	52 387 011	0,14
Gasolina plus 91	51 397 401	19,79%	7 002 208	51 470 610	0,14
Gasolina plus 91 para pescadores	597 789		-693 528	572 512	-1,21
Diésel 50 ppm de azufre	95 555 822	36,80%	13 018 202	96 414 645	0,14
Diésel 50 ppm de azufre para pescadores	2 028 677		-34 683 916	2 269 698	-15,28
Diésel térmico					-
Keroseno	607 371	0,23%	82 746	604 151	0,14
Búnker	8 086 633	3,11%	1 101 696	8 801 361	0,13
Búnker bajo azufre					-
IFO 380					-
Asfalto	5 855 883	2,26%	797 786	5 613 831	0,14
Diésel pesado	654 746	0,25%	89 200	651 847	0,14
Emulsión asfáltica	918 390	0,35%	125 118	856 304	0,15
LPG (70-30)	24 688 601	9,51%	3 363 492	24 500 056	0,14
Av-gas	113 473	0,04%	15 459	120 830	0,13
Jet fuel-A1	19 393 712	7,47%	2 642 134	16 854 371	0,16
Nafta pesada	18 948	0,01%	2 581	28 777	0,09
Total	262 302 931	100,00%	0	261 146 005	

a/ Ventas reales tomadas de los reportes de ventas enviados por Recope.

b/ No incluye ventas a pescadores.

c/ Los montos negativos corresponden al subsidio al precio de los combustibles para la flota pesquera nacional no deportiva, mientras que los montos positivos corresponden al monto adicional que se debe cobrar en los demás productos, diferentes al destinado a la flota pesquera nacional no deportiva, para financiar el subsidio que se otorga al combustible que se le vende a ésta.

d/ Ventas estimadas tomadas del ET-056-2016, folio 52.

Fuente: Intendencia de Energía.

b. Política sectorial mediante Decreto Ejecutivo N.° 39437-MINAE

Al actualizarse en este estudio tarifario las variables consideradas para mantener la relación con respecto al precio internacional similar a la vigente en el período 2008-2015 que indica la Política Sectorial dictada mediante Decreto Ejecutivo N.° 39437-MINAE, se debe recalcular el subsidio correspondiente:

Cuadro N.° 9
Porcentaje promedio del Pr_{ij} sobre el precio plantel, 2008-2015

Producto	Porcentaje promedio Pr_{ij} en PPC_i 2008-2015	Precio FOB	Precio plantel sin impuesto con nueva metodología	Precio plantel manteniendo la relación	Subsidio
Búnker	86,00	125,89	195,17	146,43	-48,74
Búnker de bajo azufre	85,00	158,54	219,44	186,78	-32,65
Asfalto	85,00	101,31	96,14	119,56	23,42
Emulsión asfáltica	85,00	68,09	116,04	80,44	-35,60
LPG (70-30)	86,00	75,43	168,04	87,48	-80,56
LPG (rico en propano)	89,00	68,51	138,27	76,83	-61,44

El valor total se obtuvo multiplicando el valor del subsidio para cada producto por las ventas estimadas para octubre de 2016, el monto total a subsidiar asciende a ¢ 2 301 651 006,11 tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N.° 10
Valor total del subsidio por producto

Producto	Subsidio cruzado	Ventas estimadas octubre 2016	Valor total del subsidio
Búnker	-48,74	8 801 361,33	(429 008 246,39)
Búnker de bajo azufre	-32,65	-	-
Asfalto	23,42	5 613 830,97	131 483 664,32
Emulsión asfáltica	-35,60	856 303,98	(30 480 529,82)
LPG (70-30)	-80,56	24 500 055,69	(1 973 645 894,22)
LPG (rico en propano)	-61,44	-	-
Total			(2 301 651 006,11)

Según la política sectorial y la metodología vigente, este monto debe ser distribuido entre los demás productos no subsidiados, proporcionalmente a las ventas estimadas para octubre de 2016.

Cuadro N.º 11
Cálculo de la asignación del subsidio según la política sectorial, octubre 2016

Producto	Ventas estimadas (en litros) octubre 2016	Valor relativo	Total del subsidio (en colones)	Asignación del subsidio (¢/L)
Gasolina súper	52 387 011,44	23,97%	551 756 648,84	10,53
Gasolina plus 91	51 470 610,37	23,55%	542 104 821,63	10,53
Diésel 50 ppm de azufre	96 414 645,40	44,12%	1 015 469 678,19	10,53
Diésel 15 ppm		0,00%	-	0,00
Diésel térmico		0,00%	-	0,00
Diésel marino		0,00%	-	0,00
Keroseno	604 150,60	0,28%	6 363 106,07	10,53
Búnker	8 801 361,33			
Búnker de bajo azufre	-			
IFO 380		0,00%	-	
Asfalto	5 613 830,97			
Diésel pesado	651 846,70	0,30%	6 865 456,55	10,53
Emulsión asfáltica	856 303,98			
LPG (70-30)	24 500 055,69			
LPG (rico en propano)				
Av-Gas	120 830,12	0,06%	1 272 621,21	10,53
Jet fuel A-1	16 854 370,86	7,71%	177 515 588,84	10,53
Nafta Pesada	28 776,65	0,01%	303 084,79	10,53
Total	258 303 794,10	100,00%	2 301 651 006,11	
Total (sin ventas de subsidiados)	218 532 242,12			

Variables consideradas y resultados

El siguiente cuadro muestra el resumen de las variables que componen los precios en plantel de distribución de Recope:

Cuadro N.° 12

Precio plantel sin impuesto final con las variables consideradas

PRODUCTO	Precio FOB Actual ⁽¹⁾	Precio FOB Actual	Margen de operación de Recope	Otros ingresos	Otros ingresos prorrateados	Diferencial de precio	Ajuste por gastos de operación	Ajuste por otros ingresos	Canon de regulación	Subsidio específico	Subsidio cruzado	Pescadores		Política Sectorial		Rendimiento sobre base tarifaria	Precio Plantel
												Asignación del subsidio	Subsidio cruzado	Asignación del subsidio			(sin impuesto)
	\$ / bbl	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro
Gasolina súper	60,86	212,00	35,69	0,00	-0,95	17,06	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,14	0,00	10,53	3,59		278,99
Gasolina plus 91	59,60	207,63	36,30	0,00	-0,95	5,27	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,14	0,00	10,53	4,53		264,37
Gasolina plus 91 pescad.	59,60	207,63	36,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,21	-1,21	0,00	0,00	0,00		242,72
Diésel 50 ppm de azufre	59,43	207,01	37,20	0,00	-0,95	13,49	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,14	0,00	10,53	4,65		272,99
Diésel 50 pescadores	59,43	207,01	37,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-15,28	-15,28	0,00	0,00	0,00		228,93
Diésel 15 ppm	59,57	207,53	37,20	0,00	-0,95	0,00	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,65		249,35
Diésel térmico	53,39	185,99	19,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		206,70
Diésel marino	66,43	231,40	12,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		244,38
Keroseno	56,34	196,28	35,52	0,00	-0,95	0,00	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,14	0,00	10,53	3,05		245,49
Búnker	36,14	125,89	46,95	0,00	-0,95	11,99	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,13	-48,74	0,00	10,24		146,43
Búnker de bajo azufre	45,51	158,54	60,05	0,00	-0,95	0,00	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,00	-32,65	0,00	0,88		186,78
IFO 380	32,07	111,72	41,72	0,00	-0,95	0,00	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,58		168,99
Asfalto	29,08	101,31	55,46	0,00	-0,95	-65,63	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,14	23,42	0,00	4,87		119,56
Diésel pesado	45,67	159,08	40,37	0,00	-0,95	0,00	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,14	0,00	10,53	6,89		216,98
Emulsión asfáltica	19,55	68,09	45,65	0,00	-0,95	0,00	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,15	-35,60	0,00	2,18		80,44
LPG (mezcla 70-30)	21,65	75,43	78,35	0,00	-0,95	6,38	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,14	-80,56	0,00	7,77		87,48
LPG (rico en propano)	19,67	68,51	68,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,00	-61,44	0,00	0,00		76,83
Av-Gas	107,26	373,63	232,44	0,00	-0,95	2,73	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,13	0,00	10,53	27,13		646,56
Jet fuel A-1	56,34	196,28	69,83	0,00	-0,95	43,10	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,16	0,00	10,53	9,44		329,31
Nafta Pesada	48,48	168,89	34,39	0,00	-0,95	0,00	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,09	0,00	10,53	3,26		217,14

⁽¹⁾ Fuente: Platts, a excepción del IFO 380, asfalto, diésel marino y emulsión asfáltica.

Tipo de cambio promedio: ¢553,84 Nota: Las diferencias en los decimales se deben a efectos de redondeo.

6. Impuesto único

De acuerdo al Decreto Ejecutivo N.° 39829-H, publicado en el Alcance N.° 132 a La Gaceta N.° 146 del 29 de julio de 2016, el impuesto único a los combustibles es el siguiente:

Cuadro N.° 13
Impuesto único a los combustibles

Tipo de combustible	Impuesto en colones por litro
Gasolina súper	244,25
Gasolina plus 91	233,50
Diésel 50 ppm de azufre	138,00
Asfalto	47,25
Emulsión asfáltica	35,25
Búnker	22,75
LPG -mezcla 70-30	47,25
Jet A-1	139,75
Av-gas	233,50
Keroseno	66,75
Diésel pesado	45,50
Nafta pesada	33,50

Fuente: Decreto Ejecutivo N.° 39829-H, publicado en el Alcance N.° 132 del Diario Oficial La Gaceta N.° 146 del 29 de julio de 2016

7. Banda de precios para los combustibles que vende Recope en puertos y aeropuertos

La fijación del precio plantel de Recope en puertos y aeropuertos está dada por una banda. El rango está limitado por el cálculo de una desviación estándar, calculada con base en los últimos 300 datos de precios FOB en dólares por barril tomados de Platt's. Para el caso del jet fuel los valores son tomados de la referencia pipeline de acuerdo al fundamento dado en la resolución RJD-230-2015. Para el Av-gas se considera el promedio de las referencias Borger TX (código DA398KS), Pasadena Tx (código DA416ZX) y Baton Rouge LA (código DA115KS) y para el IFO- 380 la información es suministrada por Recope.

A la desviación estándar obtenida se le debe sumar o restar al precio internacional $-Pr_{ij}$, para establecer así su rango de variación. Una vez publicado en La Gaceta, Recope puede ajustar el Pr_{ij} diariamente según la fuente de información utilizada; luego adicionar los restantes factores que componen el precio y así determinar el precio final de los combustibles en puertos y aeropuertos, siempre y cuando este nuevo Pr_{ij} determinado por Recope, no esté fuera de la banda establecida.

En el cuadro siguiente se muestran las desviaciones estándar para cada combustible, así como los demás valores que permiten determinar la banda de precio.

Cuadro N.° 14
Rangos de variación de los precios de venta para IFO-380, AV-GAS y Jet-fuel

Producto	Desviación estándar \$/ lit	Desviación estándar ¢ / lit	Prij ¢ / lit	Ki ¢ / lit	Di ¢ / lit	PS pesquera ¢ / lit	PS Sectorial ¢ / lit	Precio al consumidor Límite	
								inferior	Superior
								¢ / lit	¢ / lit
IFO-380	0,05	29,81	111,72	41,72	0,00	0,00	0,00	141,08	200,71
AV – GAS	0,05	27,45	373,63	232,44	2,73	0,13	10,53	621,01	675,91
JET FUEL	0,05	27,13	196,28	69,83	43,10	0,16	10,53	304,08	358,34

Tipo de cambio promedio: ¢553,84/US\$

La variación entre el cálculo presentado por Recope y el obtenido por esta Intendencia responde a la diferencia en el valor de la desviación estándar para el caso del Av-gas, ya que la Intendencia toma en cuenta los 300 datos previos a la fecha de corte, incluyendo los sábados pues hay cotización de precio para este producto según lo indicado en el punto 1 de este apartado, así como a diferencias en los cálculos señalados previamente.

8. Diésel 15 ppm

Una vez que exista la obligación por parte de Recope de suministrar el diésel 15 ppm en vez del diésel 50 ppm de azufre, el precio del mismo deberá actualizarse en cada fijación extraordinaria. En esta ocasión el precio de este producto será el siguiente:

Cuadro N.° 15
Precio del diésel 15 ppm
-en colones por litro-

DIÉSEL 15 PPM	Precio Plantel sin Impuesto	Precio Consumidor final ¹
Precio en plantel		387,35
Precio en estación de servicio ²	249,35	444,00
Precio de venta para el comercializador sin punto Fijo ³		391,10

¹ Con impuesto.

² Incluye un margen de comercialización total de 48,3128/litro y flete promedio de 7,8642/litro.

³ Incluye un margen total de 3,746 colones por litro.

9. Márgenes de comercialización

Según la resolución RIE-062-2013, publicada en el Alcance Digital N.° 107 a La Gaceta N.° 112 el 12 de junio de 2013, el margen de comercialización para estaciones de servicio mixtas y marinas a partir del 1 de mayo de 2015, se estableció en ¢48,3128 por litro.

El margen de comercialización del distribuidor sin punto fijo de venta -peddler- fue establecido mediante resolución RJD-075-96 de 4 de setiembre de 1996, en un monto de ¢3,746 por litro.

Para el caso del flete de productos limpios, se fijó un monto promedio de ¢7,8642 por litro, mediante resolución RIE-029-2014 publicada en La Gaceta N.° 112 del 12 de junio de 2014. Para el caso del jet-fuel y el Av-gas, se estableció un margen de comercialización para la estación de servicio -con flete incluido- de ¢15,2393 por litro, mediante resolución RIE-029-2014.

Para el caso del flete de productos negros -sucios-, se considera la fórmula establecida en resolución RIE-079-2014 del 24 de octubre de 2014 publicada en el Alcance digital N.° 61 a La Gaceta N.° 208 del 29 de octubre de 2014.

Según la resolución RIE-048-2015, 2015 publicada en el Alcance Digital N.° 28 a La Gaceta N.° 82 del 29 de abril de 2015, el margen de comercialización para el envasador de GLP, se estableció en ¢54,033 por litro.

Según la resolución RIE-020-2016 del 26 de febrero de 2016, publicada en el Alcance Digital N.° 32 a La Gaceta N.° 43 del 2 de marzo de 2016, el margen de comercialización para el distribuidor y agencia de GLP, se estableció en

¢51,704 por litro y el margen de detallista de GLP, se estableció en ¢59,455 por litro.

III. POSICIONES A LA SOLICITUD TARIFARIA

La DGAU remitió el informe de oposiciones y coadyuvancias, mediante el oficio 3280-DGAU-2016 del 22 de setiembre de 2016, el cual indica que vencido el plazo establecido, [...] no se recibieron posiciones [...].

IV. CONCLUSIONES

Con base en la metodología aplicable, los valores, cálculos indicados y justificados en el apartado Análisis de la solicitud tarifaria del presente informe, se concluye que deben ajustarse los precios de todos los productos derivados de hidrocarburos. El detalle de esos precios se indica en el apartado siguiente.

[...]

- II. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es, fijar los precios de los combustibles derivados de los hidrocarburos, tal y como se dispone;

**POR TANTO
EL DIRECTOR CON RECARGO DE FUNCIONES
DE LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar los precios de los combustibles derivados de los hidrocarburos, según el siguiente detalle:

a. Precios en planteles de abasto:**PRECIOS PLANTEL RECOPE**
-colones por litro-

Producto	Precio sin impuesto	Precio con impuesto ⁽³⁾
Gasolina súper ⁽¹⁾	278,99	523,24
Gasolina plus 91 ⁽¹⁾	264,37	497,87
Diésel 50 ppm de azufre ⁽¹⁾	272,99	410,99
Diésel 15 ppm ⁽¹⁾	249,35	387,35
Diésel térmico ⁽¹⁾	206,70	344,70
Diésel marino	244,38	382,38
Keroseno ⁽¹⁾	245,49	312,24
Búnker ⁽²⁾	146,43	169,18
Búnker de bajo azufre ⁽²⁾	186,78	209,53
IFO 380 ⁽²⁾	168,99	168,99
Asfalto ⁽²⁾	119,56	166,81
Diésel pesado ⁽²⁾	216,98	262,48
Emulsión asfáltica ⁽²⁾	80,44	115,69
LPG -mezcla 70-30-	87,48	134,73
LPG -rico en propano-	76,83	124,08
Av-gas ⁽¹⁾	646,56	880,06
Jet fuel A-1 ⁽¹⁾	329,31	469,06
Nafta pesada ⁽¹⁾	217,14	250,64

⁽¹⁾ Para efecto del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida mediante resolución RIE-029-2014 del 6 de junio de 2014 publicada en La Gaceta N.° 112 del 12 de junio de 2014.

⁽²⁾ Para efecto del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida en resolución RIE-079-2014 del 24 de octubre de 2014 publicada en el Alcance digital N.° 61 de La Gaceta N.° 208 del 29 de octubre de 2014.

⁽³⁾ Se exceptúa del pago de este impuesto, el producto destinado a abastecer las líneas aéreas y los buques mercantes o de pasajeros en líneas comerciales, todas de servicio internacional; asimismo, el combustible que utiliza la Asociación Cruz Roja Costarricense, así como la flota de pescadores nacionales para la actividad de pesca no deportiva, de conformidad con la Ley N.° 7384 y el artículo 1 de la Ley N.° 8114.

b. Precios a la flota pesquera nacional no deportiva exonerado del impuesto único a los combustibles:

**PRECIOS A LA FLOTA PESQUERA NACIONAL
NO DEPORTIVA ⁽¹⁾
-colones por litro-**

Producto	Precio Plantel sin impuesto
Gasolina plus 91	242,72
Diésel 50 ppm de azufre	228,93

(1) Según lo dispuesto en la Ley 9134 de interpretación Auténtica del artículo 45 de la Ley 7384 de INCOPESCA y la Ley 8114 de Simplificación y Eficiencia Tributarias

c. Precios al consumidor final en estación de servicio con punto fijo:

**PRECIOS CONSUMIDOR FINAL EN ESTACIONES
DE SERVICIO
-colones por litro-**

Producto	Precio con impuesto ⁽³⁾
Gasolina súper ⁽¹⁾	579,00
Gasolina plus 91 ⁽¹⁾	554,00
Diésel 50 ppm de azufre ⁽¹⁾	467,00
Keroseno ⁽¹⁾	368,00
Av-gas ⁽²⁾	895,00
Jet fuel A-1 ⁽²⁾	484,00

⁽¹⁾ El precio final contempla un margen de comercialización de 48,3128/litro y flete promedio de 7,8642/litro, para estaciones de servicio terrestres y marinas, establecidos mediante resoluciones RIE-062-2013 de 25 de junio de 2013 y RIE-029-2014 del 6 de junio de 2014, respectivamente.

⁽²⁾ El precio final para las estaciones aéreas contempla margen de comercialización total promedio -con transporte incluido de 15,2393/litro, establecidos mediante resolución RIE-029-2014 del 6 de junio de 2014.

⁽³⁾ Redondeado al colón más próximo.

d. Precios del comercializador sin punto fijo -consumidor final-:

**PRECIOS DEL DISTRIBUIDOR DE COMBUSTIBLES SIN PUNTO
FIJO
A CONSUMIDOR FINAL
-colones por litro-**

Producto	Precio con impuesto ⁽¹⁾
Gasolina súper	526,98
Gasolina plus 91	501,62
Diésel 50 ppm de azufre	414,74
Keroseno	315,99
Búnker	172,92
Asfaltos	170,55
Diésel pesado	266,23
Emulsión asfáltica	119,44
Nafta pesada	254,38

⁽¹⁾ Incluye un margen total de 3,746 colones por litro, establecido mediante resolución RJD-075-96 de 4 de setiembre de 1996.

Se excluyen el IFO 380, Gas Licuado del Petróleo, Av-gas y Jet A-1 general de acuerdo con lo dispuesto en Decreto 31502-MINAE-S, publicado en La Gaceta N.º 235 del 5 de diciembre de 2003 y Voto constitucional 2005-02238 del 2 de marzo de 2005.

**e. Precios del gas licuado del petróleo –LPG- al consumidor final
mezcla 70-30:**

**PRECIO DE GAS LICUADO DE PETROLEO POR TIPO DE ENVASE Y CADENA DE
DISTRIBUCION**

-mezcla propano butano-

-en colones por litro y cilindros incluye impuesto único- ⁽¹⁾

Tipos de envase	Precio a facturar por el envasador ⁽²⁾	Precio a facturar por distribuidor y agencias ⁽³⁾	Precio a facturar por detallistas ⁽⁴⁾
Tanques fijos -por litro-	188,76	(*)	(*)
Cilindro de 4,54 kg (10 lb)	1 604,00	2 044,00	2 549,00
Cilindro de 9,07 kg (20 lb)	3 228,00	4 112,00	5 129,00
Cilindro de 11,34 kg (25 lb)	4 040,00	5 146,00	6 418,00
Cilindro de 18,14 kg (40 lb)	6 456,00	8 224,00	10 257,00
Cilindro de 45,36 kg (100 lb)	16 139,00	20 560,00	25 643,00
Estación de servicio mixta -por litro- ⁽⁵⁾		(*)	237,00

(*) No se comercializa en esos puntos de ventas.

⁽¹⁾ Precios máximos de venta según resolución RRG-1907-2001 publicada en La Gaceta N.° 65 del 2 de abril de 2001.

⁽²⁾ Incluye el margen de envasador de 54,033/litro, establecido mediante resolución RIE-048-2015 del 23 de abril de 2015, publicada en el Alcance Digital N.° 28 a La Gaceta N.° 82 del 29 de abril de 2015.

⁽³⁾ Incluye el margen de distribuidor y agencia de 51,704/litro establecido mediante resolución RIE-020-2016 del 26 de febrero de 2016, publicada en el Alcance Digital N.° 32 a La Gaceta N.° 43 del 2 de marzo de 2016.

⁽⁴⁾ Incluye el margen de detallista de 59,455/litro establecido mediante resolución RIE-020-2016 del 26 de febrero de 2016, publicada en el Alcance Digital N.° 32 a La Gaceta N.° 43 del 2 de marzo de 2016.

⁽⁵⁾ Incluye el margen de envasador de 54,033/litro, establecido mediante resolución RIE-048-2015 del 23 de abril de 2015 y 48,3128/litro para estación de servicio mixta, establecido mediante resolución RIE-062-2013 del 25 de junio de 2013.

f. Precios del gas licuado del petróleo –LPG- rico en propano al consumidor final:

PRECIO DE GAS LICUADO DE PETROLEO RICO EN PROPANO POR TIPO DE ENVASE

Y CADENA DE DISTRIBUCION

-en colones por litro y cilindros incluye impuesto único-⁽¹⁾

Tipos de envase	Precio a facturar por el envasador ⁽²⁾	Precio a facturar por distribuidor y agencias ⁽³⁾	Precio a facturar por detallistas ⁽⁴⁾
Tanques fijos -por litro-	178,11	(*)	(*)
Cilindro de 4,54 kg (10 lb)	1 514,00	1 953,00	2 459,00
Cilindro de 9,07 kg (20 lb)	3 046,00	3 930,00	4 946,00
Cilindro de 11,34 kg (25 lb)	3 812,00	4 918,00	6 190,00
Cilindro de 18,14 kg (40 lb)	6 091,00	7 860,00	9 893,00
Cilindro de 45,36 kg (100 lb)	15 228,00	19 649,00	24 732,00
Estación de servicio mixta -por litro- ⁽⁵⁾		(*)	226,00

(*) No se comercializa en esos puntos de ventas.

⁽¹⁾ Precios máximos de venta según resolución RRG-1907-2001 publicada en La Gaceta N.° 65 del 2 de abril de 2001.

⁽²⁾ Incluye el margen de envasador de 54,033/litro, establecido mediante resolución RIE-048-2015 del 23 de abril de 2015, publicada en el Alcance Digital N.° 28 a La Gaceta N.° 82 del 29 de abril de 2015.

⁽³⁾ Incluye el margen de distribuidor y agencia de 51,704/litro establecido mediante resolución RIE-020-2016 del 26 de febrero de 2016, publicada en el Alcance Digital N.° 32 a La Gaceta N.° 43 del 2 de marzo de 2016.

⁽⁴⁾ Incluye el margen de detallista de 59,455/litro establecido mediante resolución RIE-020-2016 del 26 de febrero de 2016, publicada en el Alcance Digital N.° 32 a La Gaceta N.° 43 del 2 de marzo de 2016.

⁽⁵⁾ Incluye el margen de envasador de 54,033/litro, establecido mediante resolución RIE-048-2015 del 23 de abril de 2015 y 48,3128/litro para estación de servicio mixta, establecido mediante resolución RIE-062-2013 del 25 de junio de 2013.

g. Para los productos IFO-380, Av-gas y jet fuel que expende Recope en puertos y aeropuertos, los siguientes límites a la banda tarifaria:

Rangos de variación de los precios de venta para IFO 380, Av-gas y Jet fuel A-1

Producto	¢/L	
	Límite inferior	Límite superior
IFO 380	141,08	200,71
Av-gas	621,01	675,91
Jet fuel A-1	304,08	358,34
Tipo de cambio	¢553,84	

- II. Una vez que exista la obligación por parte de Recope de suministrar el diésel 15 ppm en lugar del diésel 50 ppm de azufre el precio del mismo será el siguiente y el cual se actualizará en cada fijación tarifaria:

Precio del diésel 15 ppm -en colones por litro-		
Diésel 15 ppm	Precio Plantel sin Impuesto	Precio Consumidor final ¹
Precio en plantel		387,35
Precio en estación de servicio ²		444,00
Precio de venta para el comercializador sin punto Fijo ³	249,35	391,10

¹ Con impuesto.

² Incluye un margen de comercialización total de ₡48,3128/litro y flete promedio de ₡7,8642/litro.

³ Incluye un margen total de ₡3,746 colones por litro.

- III. Indicarle a Recope que se mantienen los requerimientos de información de las resoluciones RIE-047-2016, RIE-067-2016 y RIE-077-2016.
- IV. Establecer que los precios rigen a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

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

MARIO MORA QUIRÓS
DIRECTOR INTENDENCIA DE ENERGÍA

1 vez.—(IN2016067294).