

ALCANCE N° 277

DOCUMENTOS VARIOS

HACIENDA

CONTRATACIÓN ADMINISTRATIVA

NOTIFICACIONES

REGLAMENTOS

MUNICIPALIDADES

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

**AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

AVISOS

**COLEGIO DE MEDICOS Y CIRUJANOS
DE LA REPUBLICA DE COSTA RICA**

DOCUMENTOS VARIOS

HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL DE HACIENDA

RES-DGH-081-2017. —Dirección General de Hacienda a las quince horas con cuarenta y cinco minutos del doce de octubre del dos mil diecisiete.

Considerando:

I.—Que la Ley N° 3022 del 27 de agosto de 1962 establece que el Ministro de Hacienda, el Director General de Hacienda u otro funcionario de esa Dirección escogido por aquéllos, son los funcionarios facultados para autorizar, bajo su responsabilidad las exenciones de impuestos debiendo en cada caso señalar la ley en que se ampare dicha petición.

II.— Que el artículo 6 de la Ley N° 7293 de 31 de marzo de 1992, concede exención de todo tributo incluyendo el Impuesto General sobre las Ventas y el Impuesto Selectivo de Consumo, para las adquisiciones de bienes en el mercado nacional a favor de la universidad de Costa Rica.

III. —Que la Universidad de Costa Rica ha constituido un Fideicomiso con el Banco de Costa Rica denominado “Fideicomiso UCR/BCR 2011”, en calidad de fideicomitente, cuyo principal objetivo es la construcción y equipamiento de obras inmobiliarias y cuyos bienes a adquirir se constituyen en garantía ante el Estado por los impuestos exonerados por ser propiedad de la Universidad de Costa Rica.

IV. __ Que la Universidad de Costa Rica ha presentado solicitud formal N° R 7161-2017 de 09 de octubre de 2017, exoneración de impuestos locales, de la etapa N° 2 de Acabados para la “**Construcción de la Escuela de Ciencias de la Computación e Informática**”, amparada al contrato de fideicomiso antes indicado y ofrecen un control estricto sobre materiales, equipos, mano de obra y procedimientos constructivos.

V. —.Que la Ley N° 4755 del 29 de abril de 1971, Código de Normas y Procedimientos Tributarios, establece que los órganos de la Administración Tributaria del Ministerio de Hacienda pueden dictar normas generales para la correcta aplicación de las leyes tributarias, dentro de los límites fijados por las normas legales y reglamentarias pertinentes

VI— Que el trámite por medio de resolución genérica para la autorización de la exención para cada adquisición mediante orden de compra facilitará las funciones del Fideicomiso indicado en el “Considerando” III anterior, cuyo beneficiario para los efectos de la presente resolución será la Universidad de Costa Rica.

VII. — Que se ha comprobado la presentación oportuna de los informes sobre el desarrollo de la obra.

SE RESUELVE:

1º—Conceder **TERCERA** autorización genérica por doce (12) meses a favor de la **“Universidad de Costa Rica Fideicomiso UCR/BCR-2011”**, a efecto de que adquiera bienes y servicios en el mercado nacional exentos de los Impuestos General sobre las Ventas y/o Selectivo de Consumo, según el detalle adjunto en tres (3) hojas debidamente firmadas y selladas por esta Dirección General, de la etapa N° 2 de Acabados para la **“Construcción de la Escuela de Ciencias de la Computación e Informática”**. Conforme lo expuesto, en estos casos se prescindirá del trámite para la autorización de la exoneración ante el Departamento de Gestión de Exenciones en cada adquisición.

2º—Las adquisiciones se realizarán mediante órdenes de compra emitidas por **la “Universidad de Costa Rica Fideicomiso UCR/BCR-2011”**. Estas órdenes de compra deberán ser firmadas por las personas debidamente autorizadas por parte del Representante Legal de la Universidad de Costa Rica, para efectuar las referidas compras exentas de impuestos en nombre del fideicomiso.

3º—El Representante Legal de la Universidad de Costa Rica deberá remitir oficio a la Subdirección de Programación de la División de Incentivos Fiscales de esta Dirección, haciendo referencia a la presente resolución e indicando el nombre completo y el número de identificación de las personas autorizadas para efectuar las compras y consecuentemente para firmar las órdenes de compra a nombre del fideicomiso. En este oficio se debe registrar formalmente las firmas de las personas citadas. Estos registros de firmas deberán mantenerse actualizados ante cualquier variación al respecto.

4º—Las órdenes de compra deberán contener expresa manifestación de que la compra en referencia está exenta de los Impuestos General sobre las Ventas y/o Selectivo de Consumo o de alguno de los dos, según corresponda. En poder del vendedor deberá permanecer la orden de compra **original**. No obstante, cuando por regulaciones especiales la **“Universidad de Costa Rica Fideicomiso UCR/BCR-2011”**, requiera conservar en su poder el original del documento en mención, como respaldo de la compra, el vendedor deberá conservar una copia certificada de la orden de compra respectiva. En todo caso, bien se trate del original o de la copia de la orden de compra, en este documento deberá constar la firma original de la persona autorizada para efectuar las compras a nombre de la entidad beneficiaria de la exención.

Las órdenes de compra deberán contener el formato según el anexo adjunto a esta resolución.

5°—Adicionalmente a los datos que exige la legislación, la factura respectiva deberá estar emitida a nombre de la **“Universidad de Costa Rica Fideicomiso UCR/BCR-2011”**, así como expresa manifestación de que con fundamento en la presente resolución, la compra en referencia está exenta de los Impuestos General sobre las Ventas y/o Selectivo de Consumo, o de alguno de los dos según corresponda. Asimismo deberá constar en la factura el monto específico de cada uno de los tributos que se están exonerando.

6°—Los bienes exonerados al amparo de la presente resolución deberán ser utilizados por el beneficiario, únicamente para facilitar la **“Construcción de la Escuela de Ciencias de la Computación e Informática”**. Cualquier uso o destino indebido de los bienes, exonerados debidamente comprobado, será motivo suficiente para dejar sin efecto la presente autorización e iniciar los procedimientos administrativos correspondientes para el cobro de los impuestos exonerados al amparo del artículo 37 y siguientes y 45 párrafo primero de la ley 7293 de 31 de marzo de 1992.

7°—El beneficiario deberá llevar el debido control de los saldos pendientes de bienes exentos autorizados mediante la presente resolución, y evitar que se excedan las compras de las cantidades autorizadas, durante la vigencia de la misma.

8°—El finiquito o cierre de la obra, deberá incluir un informe de cierre de todas las adquisiciones exoneradas, determinando y cuantificando los bienes sobrantes, para que el beneficiario proceda a pagar los impuestos respectivos, re-exportarlos o donarlos al Estado. Copia de este informe será remitido a la Dirección General de Hacienda y al Departamento de Gestión de Exenciones del Ministerio de Hacienda para el cierre de las exoneraciones en la etapa constructiva del proyecto.

9°—Para cumplir con los controles que al efecto debe llevar la Dirección General de Hacienda específicamente la División de Incentivos Fiscales, la **“Universidad de Costa Rica Fideicomiso UCR/BCR-2011”**, deberá rendir informes de la siguiente manera: un primer informe en los primeros diez días del mes de diciembre del 2017, y posteriormente los restantes informes serán de tipo semestral, comprendidos dentro de los primeros diez días del mes de junio de 2018 y otro informe al finalizar la obra, con la siguiente información:

ENCABEZADO

1. Razón social del beneficiario y del fideicomiso.
2. Cédula jurídica del beneficiario: Numérico, sin guiones de 10 dígitos (9999999999)
3. Período del informe (primer o segundo Semestre y el año respectivamente).
4. Número de Resolución: Alfanumérico
5. Fecha de Resolución: dd/mm/aaaa

DETALLE DEL INFORME

Según el anexo adjunto a esta resolución.

CONSIDERACIONES GENERALES

1. El informe debe ser elaborado con la herramienta Excel y enviarlo con firma digital al correo electrónico inforg@hacienda.go.cr de la Subdirección de Programación de la División de Incentivos Fiscales de la Dirección General de Hacienda.
2. Llenar formulario en Fuente (letra) Arial, tamaño mínimo 9.
3. Indicar los Totales Generales de: Valor de la compra, y Total Monto Exonerado, al final de la columna que correspondiente.
4. Se debe numerar cada página del informe. Ejemplo: 1/2, 2/2,...
5. El Informe deberá ser presentado según el anexo que contiene esta resolución, ante en la Dirección General de Hacienda dirigido a la División de Incentivos Fiscales.
6. La “**Universidad de Costa Rica Fideicomiso UCR/BCR-2011**” deberá conservar en debido orden un archivo consecutivo de las órdenes de compra emitidas.
7. Será responsabilidad de la “**Universidad de Costa Rica Fideicomiso UCR/BCR-2011**”, hacer los ajustes que correspondan para el adecuado control del procedimiento aquí autorizado.

8. La vigencia de la presente resolución se define a partir de la fecha de su notificación. La misma podrá gestionarse nuevamente por parte de los interesados, en caso de ser necesario, un mes antes de su vencimiento y el Ministerio de Hacienda podrá autorizarla previa constatación de haberse aportado los informes requeridos. Asimismo la vigencia de esta resolución queda sujeta a que mediante leyes aprobadas con posterioridad, se dejen sin efecto o se disminuyan las exenciones reconocidas a favor de la Universidad de Costa Rica o bien a criterios de oportunidad y/o conveniencia del Ministerio de Hacienda, previa notificación o publicación en el diario La Gaceta de la resolución que deja sin efecto la presente autorización.

9. En todo caso de operaciones de compraventa de bienes gravados con los impuestos General Sobre las Ventas o Impuesto Selectivo de consumo en que el beneficiario no presente la orden de compra, el vendedor deberá consignar y cobrar el o los impuestos que correspondan.

Es conforme.

Notifíquese a la universidad de Costa Rica.

Publíquese.

VB° Juan Carlos Brenes Brenes
Director División de Incentivos Fiscales

VB ° Maureen Fuentes Martínez
Area Técnico Jurídica

C. Archivo

Ljgv

Priscilla Piedra Campos
Directora General de Hacienda

1 vez.—O. C. N° 31621.—Solicitud N° 16771.—(IN2017185563).

ORDEN DE COMPRA POR RESOLUCIÓN DE EXENCION GENÉRICA DE IMPUESTOS			
BENEFICIARIO	Nombre del Beneficiario		No. Autorización Genérica
	N° Identificación		
	Dirección		Fecha Autorización Genérica
	Teléfono		
PROVEEDOR	Nombre Proveedor		Fecha Orden de Compra
	N° Identificación		
	Dirección		
	Teléfono		
			ORDEN DE COMPRA No. 001

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCIÓN DEL BIEN	PRECIO UNITARIO	TOTAL
1					0,00
2					0,00
3					0,00
4					0,00
5					0,00
6					0,00
7					0,00
8					0,00
9					0,00
10					0,00
11					0,00
12					0,00
13					0,00
14					0,00
15					0,00
16					0,00
17					0,00
18					0,00
19					0,00
20					0,00
				SUBTOTAL	0,00
				IMPUESTO DE VENTAS	
				TOTAL	0,00

Esta compra se encuentra exenta de los Impuestos General sobre las Ventas y/o Selectivo de Consumo.

AUTORIZACION:

FIRMA AUTORIZADA

La firma autorizada debe ser comunicada previamente al Ministerio de Hacienda según disposiciones de la autorización de la Dirección General de Hacienda.

INSTRUCTIVO DE LLENADO

FORMULARIO INFORME DE COMPRAS LOCALES EXONERADAS AUTORIZADAS MEDIANTE RESOLUCION

A continuación se detalla la información que se debe proporcionar en cada uno de los campos del formulario en cuestión:

Encabezado

- **Razón Social del Beneficiario:** nombre o razón social del beneficiario de la exoneración.
- **Cédula Jurídica:** número de cedula jurídica del beneficiario.
- **Periodo (Semestre y Año):** I o II semestre y el año respectivo.
- **Número y fecha de Resolución:** número y fecha de la resolución emitida por la Dirección General de Hacienda, mediante la cual se autoriza el procedimiento especial para las adquisiciones bienes y servicios exonerados en el mercado local, prescindiendo del trámite ante el Departamento de Gestión de Exenciones.

Formulario

- **Orden de compra o contrato**
 - **Número:** número de orden de compra o contrato mediante el cual se realizaron las compras.
 - **Fecha:** fecha de la orden de compra o contrato mediante el cual se realizaron las compras.
- **Factura**
 - **Número:** número de factura emitida por el proveedor
 - **Fecha:** fecha de factura emitida por el proveedor
- **Dependencia o unidad que usará el bien o servicio:** área a la cual será destinado el bien exonerado.
- **Proveedor**

- **Nombre:** nombre o razón social de la persona física o jurídica por medio de la cual se adquirieron los bienes o servicios exonerados
- **Identificación:** número de cedula física o jurídica del proveedor

- **Valor de la compra**
 - **Dólares:** monto total pagado en dólares a un proveedor por concepto de todos los bienes o servicios exonerados adquiridos durante el semestre, en cuyo caso la factura debe haber sido extendida en dicha moneda.
 - **Tipo de cambio:** valor de la divisa aplicado en la adquisición de bienes o servicios exonerados facturados en dólares al tipo de cambio de venta que establece el Banco Central y se debe de tomar la fecha de la emisión de la factura para dicha conversión.
 - **Colones:** resultado de la multiplicación de la columna “Monto Compra Dólares” por el monto de la columna “Tipo de Cambio”, en el caso de bienes facturados en dólares, a efecto de obtener la conversión del monto pagado en moneda nacional; o bien, monto total pagado en colones a un proveedor por concepto de todos los bienes o servicios exonerados adquiridos durante el semestre, facturados en moneda local.

- **Impuestos Exonerados:** monto total de los impuestos exonerados por concepto de los bienes y servicios adquiridos a cada proveedor durante el semestre.

Las consultas pueden ser planteadas por medio del correo electrónico: inforg@hacienda.go.cr , así como, a los teléfonos: 2284-5297 y 2284-5344.

CONSTRUCCION DE LA ESCUELA DE CIENCIAS DE LA COMPUTACION E INFORMATICA

PLAN DE COMPRAS No.2

Ítem	Descripción	Modelo	Un	Cant.
1	Parasol de aluminio TIPO ALA O25		m2	1.250,00
2	Ventanería de aluminio anodizado natural aleación 6063 Temple 5		m2	2.450,00
3	Sistemas corredizos para puertas en aluminio con perfilera tipo europea línea Finestra® serie E18 de EMVA		un	26,00
4	Sistemas fijos para ventanas en aluminio con perfilera tipo europea línea Finestra® serie E28 de EMVA.		m2	2.327,00
5	Sistemas de ventanas abatibles tipo proyectables en aluminio con perfilera tipo europea línea Finestra® serie E28 de EMVA.		m2	1.657,00
6	Sistemas de difusores fijos con cedazos, del tipo Z línea D-100 de EMVA®		m2	825,00
7	Perfilería de 1 ¾ x 4" para estructuración de contra marcos de puertas		ml	3.650,00
8	Puertas de abatir tipo lujo de una y dos hojas, con división central, sistema de pivotes, cerradura de vástago, tiraderas de concha, brazos hidráulicos y umbral a piso. Se incluye barras Antipánico para puertas Tipo 2, 8 y 10. Sistemas de doble acción aéreo tipo Jackson en puertas Tipo 7, 9, 10 y 18.		un	98,00
9	Puertas corredizas tipo parche (esconde en pared) en sistema pesado de Lujo con riel superior oculto con cenefa de 1x4, tiraderas embutidas, guías a piso, cerradura pico lora, en puertas Tipo 20.		un	62,00
10	Sistema de puertas plegables en perfilera tipo europea línea Finestra® serie KIKAU de EMVA en puerta Tipo 4		un	6,00
11	Se contemplan vidrios de 5mm, 6mm y 8mm de espesor temperado claro para las ventanas tipo Finestra®.		m2	2.450,00
12	Speaker alarm incendiary G4R-S7VM		un	71,00
13	Auxiliar de mando NP2-BS542 (botón de pánico)		un	12,00
14	Panel de control EST3X		un	7,00

15		Amplificador de audio 3-ZA40A		un	7,00
16		Detector de calor SIGA2-HFS EST		un	10,00
17		Detector de humo SIGA2-PS EST		un	140,00
18		Estación manual SIGA-278		un	14,00
19		Elevador 6 niveles, 1650Kg de carga, acero inoxidable 1.6x2.1x2.2m para personas	Thyssenkupp	un	1,00
20		Planta de emergencia o Generador Mod SD 150	Generac	un	1,00
21	UE-19	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU073SBL4	un	1,00
22	UE-18	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU183SCL4	un	1,00
23	UE-17.1	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU543NKA4	un	1,00
24	UE-17.2	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU543NKA4	un	1,00
25	UE-14	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU123TRC4	un	1,00
26	UE-15	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU123SBL4	un	1,00
27	UE-16	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU073SBL4	un	1,00
28	UE-13	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU073SBL4	un	1,00
29	UE-12	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU123TRC4	un	1,00
30	UE-20	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU483TMC4	un	1,00
31	UE-11	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU073SBL4	un	1,00
32	UE-10	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU363TNC4	un	1,00
33	UE-09	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU363TNC4	un	1,00
34	UE-08	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU363TNC4	un	1,00
35	UE-07	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU363TNC4	un	1,00
36	UE-06	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU073SBL4	un	1,00
37	UE-05	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU123TRC4	un	1,00

38	UE-04	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU483TMC4	un	1,00
39	UE-03	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU073SEL2	un	1,00
40	UE-02	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU123TRC4	un	1,00
41	UE-01	Sistema de aire acondicionado EVAPORADORA	ARNU363TNC4	un	1,00
42	UC-01	Sistema de aire acondicionado CONDENSADORA	ARUN504BTE4	un	1,00
43		Controles de temperatura alámbricos	PQRCVSL0QW	un	21,00
44		Vifurcador del sistema Volumen de refrigerante	ARBLN01621	un	9,00
45		Vifurcador del sistema Volumen de refrigerante	ARBLN03321	un	4,00
46		Vifurcador del sistema Volumen de refrigerante	ARBLN07121	un	4,00
47		Vifurcador del sistema Volumen de refrigerante	ARBLN14521	un	3,00
48		Vifurcador del sistema Volumen de refrigerante	ARCNN21	un	1,00
49		Vifurcador del sistema Volumen de refrigerante	ARCNN31	un	1,00
50	CRAC-01	Equipos de precisión MARAC DATA AIRE	DAPA-0532-CO / DARC-0532	un	1,00
51	EX01	Equipo de extracción marca GREENHECK	GB-121-5	un	1,00
52		Difusor	NT-12	un	4,00
53		Difusor	NT-12	un	4,00
54		Rejillas	L3 ECD 40	un	2,00
55		Difusor	HV-OB	un	2,00
56		Difusor	AVP-FM-OB 4 VIAS	un	2,00
57		Rejillas	RA-OB	un	2,00
58		Rejillas	RA-OB	un	1,00
59		Rejillas	RA-OB	un	1,00
60		Rejillas	RA-OB	un	

					1,00
61		Rejillas	RA-OB	un	1,00
62		Rejillas	RA-OB	un	1,00
63		Ducteria		ml	150,00
64	UE-17.1	Regulador de caudal		un	8,00
65	EX01	Regulador de caudal		un	1,00
66	EX01	Regulador de caudal		un	5,00
67	EX01	Regulador de caudal		un	1,00
68	EX01	Regulador de caudal		un	1,00
69	EX01	Regulador de caudal		un	1,00
70	EX01	Regulador de caudal		un	1,00
71		Cielo metálico suspendido		m2	62,00
72		Cielos de fibra mineral		m2	2.345,00
73		Pisos y enchapes de porcelanato		m2	1.895,00
74		Lamina de gypsum 12.5 mm de espesor		un	410,00
75		Lámina de Gypsum MR 12.5 mm de espesor		un	160,00
76		Pasta de Gypsum		cubetas	200,00
77		Lámina Fiber rock de 12.5 mm de espesor		lam	2.300,00
78		Lámina Durock de 12.5 mm de espesor		un	60,00
79		Cerrajería y accesorios		un	166,00
80		Topes de Puerta		un	72,00
81		Cierrapuertas		un	72,00
82		Grifería		un	43,00
83		Gavinetes de incendio		un	

					12,00
84		Luminaria 2x4empotrada en cielo suspendido, fuente led 6500LM	24FR-LD4-65-UNV-L830-CD1-U	un	145,00
85		Luminaria 2x4empotrada en cielo suspendido, fuente led 3500ML	22FR-LD4-65-UNV-L830-CD1-U	un	125,00
86		Luminaria de 2x4 sobreponer en cielo fuente led 3500ML	22FR LD4-35-UNV-L830-CD1U+SK-22-WS	un	68,00
87		Luminaria de adosar con bombillo led	ENOLA	un	93,00
88		Luminaria de adosar con bombillo led sellada herméticamente 40W	MX483-LD40	un	47,00
89		Luminaria tipo domo de 10 cm empotrada en cielo, led 10W ATENUABLE	LT460WH6930+H245RICAT	un	218,00
90		Luminaria tipo canaleta para colocar en cenefa tec led 25 W	25NLED LD430L-LC-UNV	un	26,00
91		Luminaria de pared con iluminación directa led 25 W	11959070	un	18,00
92		Luminaria de superficie con tecnología led 201W	1235C-RD-C-277/12-2073-BK	un	10,00
93		Luminaria tipo reflector PARA PISO	ROCCI	un	12,00
94		Luminaria 2x4 superficie en cielo suspendido fuente led 6500ml	24FR-LD4-40-UNV-L840-CD1-U-SK-24-WS	un	98,00
95		Luminaria de emergencia de superficie con batería de respaldo 90 min	APEL	un	125,00
96		Luminaria de adosar en pared con tec Led IP 44	QUAD 2 XL	un	32,00
97		Luminaria de superficie para exteriores con tec led 20w	XTOR2A	un	12,00
98		Luminaria de adosar en cielo bombillo tecnología led	ENOLA	un	16,00
99		Luminaria para empotrar en pared para fluorescente de 18 w	1212-LP-INC20-120-BK	un	12,00
100		Luminaria de superficie con tec led 34W	L806HO-WS-80-30-P	un	48,00
101		Riel de 3m para luminaria	LT-10	un	10,00
102		Riel de 2m para luminaria	LT-6	un	10,00
103		Riel de 1.50m para luminaria	LT-4	un	10,00
104		Luminaria de emergencia para superficie	APEL	un	12,00
105		Equipo de bombeo de agua potable 150 GALONES POR MINUTO 220 VOLTIOS, Bomba centrífuga Multi etapas de presión constante	QUATUMFLO	un	1,00

106		Tanque hidroneumatico 40 GAL TACO	PAX215-150P	un	1,00
107		Equipo bombeo incendio centrifuga Clarke 120 Caballos de potencia de diesel con tanque de diesel 100 galones	JU4H-UF54	un	1,00
108		Bomba Jockey Serie VR	VR3-09	un	1,00
109		Control de bomba incendio Torna Tech	GPD	un	1,00
110		Hose header Cabezal d pruebas	HVX-0603	un	4,00
111		Valvula de cabeal de purebas		un	10,00
112		Controlador de bombas jockey Torna Tech	JP	un	2,00
113		Valvula (raiser)	108fFC/108FCA	un	4,00
114		Tanque de combustible	187 galones	un	1,00
115		Manómetros	-30 a 200psi	un	8,00
116		Controles de procesos	VACON 100-3L-0018-2-FLOW	un	4,00
117		Equipo de bombeo de aguas pluviales o aguas de lluvia sumergible de 240 voltios, bomba multietapas centrifuga	WS102M-12	un	2,00
118		Particiones de baño		un	14,00
119		Transformador eléctrico 500 KVA		un	1,00
120		Sistema de audio y video		un	1,00
121		Gabinetes de cómputo		un	6,00
122		Equipo de soporte UPS 60KVA		un	1,00
123		Equipo de soporte UPS 40KVA		un	1,00
124		Piso vinílico		un	180,00
125		Interruptor de 800 amp trifásico		un	1,00
126		Interruptor de 400 amp trifásico		un	1,00
127		Luminaria Exterior Tecnolite	H-1070/S	un	24,00

DIRECCIÓN GENERAL DE HACIENDA

RES-DGH-084-2017.—Dirección General de Hacienda a las nueve horas del veinticuatro de octubre del dos mil diecisiete.

Considerando:

I.—Que la Ley N° 3022 de fecha 27 de agosto de 1962, denominada “Crea Dirección General de Hacienda en el Ministerio de Hacienda”, establece que el Ministro de Hacienda, el Director General de Hacienda u otro funcionario de esa Dirección escogido por aquéllos, son los funcionarios facultados para autorizar, bajo su responsabilidad las exenciones de impuestos debiendo en cada caso señalar la ley en que se ampare dicha petición.

II.— Que la Ley N° 3654, denominada Convenio Cooperación Técnica con Alemania Federal de fecha 23 de diciembre de 1965, concede exención de todo tributo incluyendo el Impuesto General sobre las Ventas y el Impuesto Selectivo de Consumo, para las adquisiciones de bienes en el mercado nacional a favor de los distintos proyectos de Cooperación Técnica con la República Federal de Alemania.

III.—Que la Ley N° 4755 de fecha 29 de abril de 1971, Código de Normas y Procedimientos Tributarios, establece que los órganos de la Administración Tributaria del Ministerio de Hacienda pueden dictar normas generales para la correcta aplicación de las leyes tributarias, dentro de los límites fijados por las normas legales y reglamentarias pertinentes.

IV. —Que se ha recibido solicitud N° BIO-07-17 de fecha 10 de octubre de 2017, por parte del señor ****en su condición de Jefe de Misión de GIZ-CR, Cooperación Alemana al Desarrollo y recomendación DP-IP-1775-2017 de fecha 13 de octubre de 2017, por parte de la señora *** en su condición de Jefe a.i del Departamento de Inmunities y Privilegios del Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto para una nueva exoneración genérica.

V. — Que se ha comprobado la presentación oportuna de los informes semestrales de la anterior resolución número RES-DGH-0027-2015 de fecha 17 de junio de 2015.

VI. — Que el trámite por medio de resolución genérica para la autorización de la exención para cada adquisición mediante orden de compra facilitará las funciones del Proyecto “Implementación del Programa Nacional de Corredores Biológicos (PNCB).

Por tanto,

LA DIRECCION GENERAL DE HACIENDA

RESUELVE:

1º— Conceder autorización genérica por **dos años** a favor del Proyecto “Implementación del Programa Nacional de Corredores Biológicos (PNCB), con cédula jurídica número 3-003-695123, amparado al Convenio de Cooperación Técnica con la República Federal de Alemania, a efecto de que adquiera bienes y servicios en el mercado nacional exentos de los Impuestos General sobre las Ventas y/o Selectivo de Consumo. Conforme lo expuesto, en estos casos se prescindirá del trámite para la autorización de la exoneración ante el Departamento de Gestión de Exenciones en cada adquisición.

2º—Las adquisiciones se realizarán mediante órdenes de compra emitidas por el Proyecto “Implementación del Programa Nacional de Corredores Biológicos (PNCB). Estas órdenes de compra deberán ser firmadas por las personas debidamente autorizadas por parte del Representante Legal de la entidad mencionada, para efectuar las referidas compras exentas de impuestos en su nombre.

3º—El Representante Legal del Proyecto “Implementación del Programa Nacional de Corredores Biológicos (PNCB), deberá remitir oficio a la Dirección General de Tributación, haciendo referencia a la presente resolución e indicando el nombre completo y el número de identificación de las personas autorizadas para efectuar las compras y consecuentemente para firmar las órdenes de compra a nombre de la institución. En este oficio se debe registrar formalmente las firmas de las personas citadas. Estos registros de firmas deberán mantenerse actualizados ante cualquier variación al respecto.

4º—Las órdenes de compra deberán contener expresa manifestación de que la compra en referencia está exenta de los Impuestos General sobre las Ventas y/o Selectivo de Consumo o de alguno de los dos, según corresponda. En poder del vendedor deberá permanecer la orden de compra original. No obstante, cuando por regulaciones especiales el Proyecto “Implementación del Programa Nacional de Corredores Biológicos (PNCB), requiera conservar en su poder el original del documento en mención, como respaldo de la compra, el vendedor deberá conservar una copia certificada de la orden de compra respectiva. En todo caso, bien se trate del original o de la copia de la orden de compra, en este documento deberá constar la firma original de la persona autorizada para efectuar las compras a nombre de la entidad beneficiaria de la exención.

5°—Adicionalmente a los datos que exige la legislación, la factura respectiva deberá estar emitida a nombre del Proyecto “Implementación del Programa Nacional de Corredores Biológicos (PNCB), así como expresa manifestación de que con fundamento en la presente resolución, la compra en referencia está exenta de los Impuestos General sobre las Ventas y/o Selectivo de Consumo, o de alguno de los dos según corresponda. Asimismo deberá constar en la factura el monto específico de cada uno de los tributos que se están exonerando.

6°__ Los bienes exonerados al amparo de la presente resolución deberán ser utilizados por el beneficiario, únicamente para facilitar el desempeño de sus labores de cooperación con el país. Cualquier uso o destino indebido de los bienes, exonerados debidamente comprobado, será motivo suficiente para dejar sin efecto la presente autorización e iniciar los procedimientos administrativos correspondientes para el cobro de los impuestos exonerados al amparo del artículo 37 y siguientes y 45 párrafo primero de la ley 7293 de 31 de marzo de 1992.

6°—Para cumplir con los controles que al efecto debe llevar la Dirección General de Hacienda específicamente la División de Incentivos Fiscales, el Proyecto “Implementación del Programa Nacional de Corredores Biológicos (PNCB), deberá rendir un informe semestral, que brindará en los primeros diez días de enero y los primeros diez días de julio de cada año, con la siguiente información:

ENCABEZADO

1. Razón social del beneficiario.
2. Cédula jurídica del beneficiario: Numérico, sin guiones de 10 dígitos (9999999999)
3. Período del informe (Semestre y Año).
4. Número de Resolución: Alfanumérico
5. Fecha de Resolución: dd/mm/aaaa

DETALLE DEL FORMULARIO

Según el formulario del anexo adjunto a esta resolución.

CONSIDERACIONES GENERALES

1. El informe debe ser elaborado con la herramienta Excel 2007 y enviarlo con firma digital al correo electrónico inforg@hacienda.go.cr de la Subdirección de Programación de la División de Incentivos Fiscales de la Dirección General de Hacienda.
2. Llenar formulario en Fuente (letra) Arial, tamaño mínimo 9.
3. Indicar los Totales Generales de: Valor de la compra, Impuestos exonerados y Total Monto Exonerado, al final de la columna que correspondiente.
4. Se debe numerar cada página del informe. Ejemplo: 1/2, 2/2,...
5. El Informe deberá ser presentado según el anexo que contiene esta resolución, ante en la Dirección General de Hacienda dirigido a la División de Incentivos Fiscales.
6. El Proyecto "Implementación del Programa Nacional de Corredores Biológicos (PNCB)", deberá conservar en debido orden un archivo consecutivo de las órdenes de compra emitidas.
7. Será responsabilidad del Proyecto "Implementación del Programa Nacional de Corredores Biológicos (PNCB)", hacer los ajustes que correspondan para el adecuado control del procedimiento aquí autorizado.
8. La vigencia de la presente resolución se define a partir de la fecha de su notificación. La misma podrá gestionarse nuevamente por parte de los interesados, en caso de ser necesario, un mes antes de su vencimiento y el Ministerio de Hacienda podrá autorizarla previa constatación de haberse aportado los informes requeridos. Asimismo la vigencia de esta resolución queda sujeta a que mediante leyes aprobadas con posterioridad, se dejen sin efecto o se disminuyan las exenciones reconocidas a favor del Proyecto "Implementación del Programa Nacional de Corredores Biológicos (PNCB) o bien a criterios de oportunidad y/o conveniencia del Ministerio de Hacienda, previa notificación o publicación en el diario La Gaceta de la resolución que deja sin efecto la presente autorización.
9. En todo caso de operaciones de compraventa de bienes gravados con los impuestos en mención, en que el beneficiario no presente la orden de compra, el vendedor deberá consignar y cobrar el o los impuestos que corresponda.

Es conforme.

Notifíquese al Proyecto “Implementación del Programa Nacional de Corredores Biológicos (PNCB).

Publíquese.

VB° Juan Carlos Brenes Brenes
Director División de Incentivos Fiscales

VB ° Maureen Fuentes Martínez
Area Técnico Jurídica

Priscilla Piedra Campos
Directora General de Hacienda

1 vez.—O. C. N° 31621.—Solicitud N° 16772.—(IN2017185564).

**ORDEN DE COMPRA
POR RESOLUCIÓN DE EXENCION GENÉRICA DE IMPUESTOS**

BENEFICIARIO	Nombre del Beneficiario	_____	No. Autorización Genérica	ORDEN DE COMPRA No. 001
	N° Identificación	_____		
	Dirección	_____	Fecha Autorización Genérica	
	Teléfono	_____		
PROVEEDOR	Nombre Proveedor	_____	Fecha Orden de Compra	
	N° Identificación	_____		
	Dirección	_____		
	Teléfono	_____		

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCIÓN DEL BIEN	PRECIO UNITARIO	TOTAL
1					0,00
2					0,00
3					0,00
4					0,00
5					0,00
6					0,00
7					0,00
8					0,00
9					0,00
10					0,00
11					0,00
12					0,00
13					0,00
14					0,00
15					0,00
16					0,00
17					0,00
18					0,00
19					0,00
20					0,00
				SUBTOTAL	0,00
				IMPUESTO DE VENTAS	
				TOTAL	0,00

Esta compra se encuentra exenta de los Impuestos General sobre las Ventas y/o Selectivo de Consumo.

AUTORIZACION:

FIRMA AUTORIZADA

La firma autorizada debe ser comunicada previamente al Ministerio de Hacienda según disposiciones de la autorización de la Dirección General de Hacienda.

INSTRUCTIVO DE LLENADO

FORMULARIO INFORME DE COMPRAS LOCALES EXONERADAS AUTORIZADAS MEDIANTE RESOLUCION

A continuación se detalla la información que se debe proporcionar en cada uno de los campos del formulario en cuestión:

Encabezado

- **Razón Social del Beneficiario:** nombre o razón social del beneficiario de la exoneración.
- **Cédula Jurídica:** número de cedula jurídica del beneficiario.
- **Periodo (Semestre y Año):** I o II semestre y el año respectivo.
- **Número y fecha de Resolución:** número y fecha de la resolución emitida por la Dirección General de Hacienda, mediante la cual se autoriza el procedimiento especial para las adquisiciones bienes y servicios exonerados en el mercado local, prescindiendo del trámite ante el Departamento de Gestion de Exenciones.

Formulario

- **Orden de compra o contrato**
 - **Número:** número de orden de compra o contrato mediante el cual se realizaron las compras.
 - **Fecha:** fecha de la orden de compra o contrato mediante el cual se realizaron las compras.
- **Factura**
 - **Número:** número de factura emitida por el proveedor
 - **Fecha:** fecha de factura emitida por el proveedor
- **Dependencia o unidad que usará el bien o servicio:** área a la cual será destinado el bien exonerado.

- **Proveedor**

- **Nombre:** nombre o razón social de la persona física o jurídica por medio de la cual se adquirieron los bienes o servicios exonerados
- **Identificación:** número de cedula física o jurídica del proveedor

- **Valor de la compra**

- **Dólares:** monto total pagado en dólares a un proveedor por concepto de todos los bienes o servicios exonerados adquiridos durante el semestre, en cuyo caso la factura debe haber sido extendida en dicha moneda.
- **Tipo de cambio:** valor de la divisa aplicado en la adquisición de bienes o servicios exonerados facturados en dólares
- **Colones:** resultado de la multiplicación de la columna “Monto Compra Dólares” por el monto de la columna “Tipo de Cambio”, en el caso de bienes facturados en dólares, a efecto de obtener la conversión del monto pagado en moneda nacional; o bien, monto total pagado en colones a un proveedor por concepto de todos los bienes o servicios exonerados adquiridos durante el semestre, facturados en moneda local.

- **Impuestos Exonerados:** monto total de los impuestos exonerados por concepto de los bienes y servicios adquiridos a cada proveedor durante el semestre.

Las consultas pueden ser planteadas por medio del correo electrónico: inforg@hacienda.go.cr , así como, a los teléfonos: 2284-5297 y 2284-5344.

CONTRATACIÓN ADMINISTRATIVA

NOTIFICACIONES

INSTITUTO NACIONAL DE SEGUROS

EXPEDIENTE N° 2017PA-021

LICITACIÓN PÚBLICA N° 2012LN-112002-UL

Suministros por consumo

Traslado de Cargos

PUBLICACIÓN DE SEGUNDA VEZ

Hannia Marlice Obando Vargas, representante legal Pacasa del Norte S. A.—Cédula de notificación procedimiento administrativo cursado a Pacasa del Norte S. A.

La Subgerencia Área Administrativa del INS, mediante oficio SGA-00944-2017 del 25 de octubre del 2017, a solicitud del Centro de Distribución y Logística en oficios CGTA-02473-2017 del 14 de julio del 2017, CEDINS-01687-2017 del 25 de agosto del 2017, dispuso la integración del Órgano Director para la apertura e instrucción del procedimiento establecido en los artículos 221 del Reglamento a la Ley de Contratación Administrativa y 308 siguientes y concordantes de la Ley General de la Administración Pública contra Pacasa del Norte S. A.

El Órgano Director que tendrá a cargo la responsabilidad del presente proceso está integrado por la funcionaria Katherine Phillips Quesada, quien actuará como miembro propietario, asimismo, como miembro suplente se ha designado al señor Cristian Sánchez Bejarano.

Una vez analizado el caso y sometido a conocimiento del Órgano Director, se procede de la siguiente manera:

I.—Apertura del procedimiento. Fines y propósitos. Iniciar el presente procedimiento administrativo con el fin de determinar la verdad real de los hechos descritos por el Centro de Distribución y Logística en oficios CGTA-02473-2017 del 14 de julio del 2017, CEDINS-01687-2017 del 25 de agosto del 2017 y CEDINS-02504-2017 del 25 de octubre del 2017, la cual, en lo que solicitó la resolución contractual y la aplicación de la sanción de apercibimiento.

II.—Antecedentes.

1. El día 11 de junio del 2012, mediante oficio número PROV-03741-2012, la Proveduría del Instituto hizo público el cartel versión final del concurso de la Licitación Pública número 2012LN-112002-UL “Suministros por consumo” (Folios 76 al 158 del expediente administrativo).
2. El 13 de enero del 2017, Pacasa del Norte S. A., presentó formal oferta de participación. (Folios 159 al 180 del expediente administrativo).
3. Mediante acuerdo 9150-V del 27 de febrero del 2013, Pacasa del Norte S.A., resultó entre otras empresas, adjudicataria de la Licitación Pública número 2012LN-112002-UL “Suministros por consumo”, producto de lo cual se le adjudicó los renglones: N° 14 Borrador de tinta y grafito, N° 24 Sello fechador pequeño, N° 25 Goma de aplicación directa de 120CC, N° 64 Archivo acordeón oficio, N° 70 Marcador Fosforescente Celeste, N° 97 Resmas de papel Ultra Brite, N° 167 Porta Minas 0,7 con punta metálica, N° 201 Papel para fotocopidora carta, N° 2014 Papel Bond 20/75g 27.94cm x 43.18 cm (11” x 17”), N° 215 Papel Bond 20/75g 27.94cm x 43.18 cm (22” x 34”), N° 231 Cartulina Bristol Celeste, N° 241 Cartulina Bristol Blanca (folio 181 al 183 del expediente administrativo).
4. En fecha 28 de mayo del 2013, las partes contratantes suscribieron el contrato administrativo de mérito. (Folios 184 al 189).

III.—Hechos. De conformidad con la documentación que consta en el expediente administrativo, configuran el elenco de hechos de este procedimiento los que se exponen a continuación:

Primero: En fecha del 10 de mayo del 2017, se notificó al contratista orden de compra, consistente en 30 unidades de Borrador de tinta y grafito, 10 unidades de porta minas de 0.7mm con punta, 3.600 unidades de papel blanco para fotocopiable, 290 unidades de cartulina bristol celeste (pedido N° 10002656), con lo cual la fecha máxima de entrega de los insumos se pactó para el 25 de mayo del 2017. (Folios 5 al 7).

Segundo: En memoranda del 29 de junio 2017, 23 de junio 2017, 04 de julio del 2017, remitida a la contratista Pacasa del Norte S. A. por parte de la Unidad Usuario de la contratación, se solicitó la entrega del producto, ya que a dichas fechas no se contaba con la entrega correspondiente a los renglones requeridos en la orden de pedido N°10002656. (Folios 7 al 11).

Tercero: Mediante oficios CEDINS-01238-2017 del ocho de julio del 2017, el Centro de Distribución y Logística informó al Centro de Gestión Técnica de Aprovisionamiento, el presunto incumplimiento de Pacasa del Norte S. A. (Folios 12 al 34), e indicó lo siguiente:

(...) “por un plazo bastante prolongado hemos intentado por diversos medios de comunicarnos con el adjudicatario o alguno de sus representantes y no ha sido posible, siendo que incluso enviamos uno de nuestros funcionarios a verificar físicamente en la dirección aportada por dicha empresa, para lo cual, se corroboró que dichas instalaciones se encuentran vacía y los vecinos indican que ya la empresa no opera en ese sitio...”

Lo anterior, fue ratificado por el Centro de Gestión Técnica de Aprovisionamiento en oficio CGTA-02473-2017 del 14 de julio del 2017. (Folios 35 al 60).

IV.—**Pruebas.** El expediente administrativo está integrado en lo pertinente por los siguientes documentos:

- Documentos varios certificados contenidos en oficio CEDINS-01677-2017 del cuatro de agosto del 2017. (Folios 1 al 66).
- Oficio CEDINS-01687-2017 del 25 de agosto del 2017. (Folios 67 al 69).
- Oficio SGA-00944-2017 del 25 de octubre del 2017. (Folios 71 al 73).
- Oficio CEDINS-02504-2017 del 25 de octubre el 2017. (Folio 74 al 75).
- Pliego de Condiciones de la contratación. (Folios 76 al 158).
- Oferta del contratista (Folios 159 al 180).
- Aviso de adjudicación. (Folios 181 al 183).
- Contrato administrativo suscrito entre el Instituto Nacional de Seguros y Pacsa del Norte S. A. (Folios 184 al 189).
- Certificación de copias. (Folio 190).

V.—**Intimación de presuntas faltas.** De conformidad con el oficio CGTA-02485-2017 del 14 de julio del 2017, se presumen cometidas las siguientes faltas:

1. Pacasa del Norte S. A., supuestamente ha infringido las disposiciones del pliego cartelario, específicamente las contenidas en el Capítulo I “Aspectos técnicos”, Aparte I “Descripción del requerimiento”, punto D “Metodología de ejecución del contrato”; así como el aparte III. “Requisitos generales técnicos para el oferente”, punto A. “Plazo de entrega”, por supuesto incumplimiento total en la entrega de los insumos requeridos en la orden de pedido N°10002656. (folios 158 y 156).
2. Supuesto incumplimiento a los artículos 20 de la Ley de Contratación Administrativa, 51 y 61 de su Reglamento.

VII.—**Consecuencias de la Eventual Verificación de Faltas.** De acuerdo con la gravedad del caso y el incumplimiento de obligaciones que eventualmente se determine en el presente proceso, el Instituto quedará facultado para:

- I. Aplicar la sanción de apercibimiento estipulada en el artículo 99 inciso a) de la Ley de Contratación Administrativa.

II. Resolver el contrato de conformidad con lo dispuesto en el artículo 212 del Reglamento a la Ley de Contratación Administrativa.

VIII.—Normativa aplicable.

1. Ley de Contratación Administrativa.
2. Reglamento de la Ley de Contratación Administrativa.
3. Ley General de la Administración Pública.
4. Cartel de la Licitación Pública 2012LN-112002-UL.

IX.—**Fases del procedimiento.** El procedimiento da inicio con el presente Traslado de Cargos, en el que se emplaza a Pacasa el Norte S. A., para que presente los alegatos y prueba de descargo ante el Departamento Proveeduría, la cual será recibida hasta a las nueve horas del día 08 de diciembre del 2017, fecha en la que se celebrará la audiencia oral y privada, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 218, 309 y 311 de la Ley General de la Administración Pública.

Posteriormente, luego del análisis de toda la probanza aportada al expediente, el Órgano Director emitirá un informe final que será remitido a la Gerencia para que dicte la Resolución Final.

Contra este acto puede formularse recurso de revocatoria y apelación, el cual deberá plantearse ante el Órgano Director para su conocimiento y resolución (recurso de revocatoria) o el emplazamiento a la Subgerencia área Administrativa para su resolución (recurso de apelación), según corresponda, dentro de las 24 horas siguientes a la notificación.

X.—**Acceso al expediente.** Toda la documentación aportada a este expediente puede ser consultada y fotocopiada a costa del interesado en la oficina del Órgano Director, ubicada en el edificio principal del Instituto Nacional de Seguros, Piso 8, Departamento de Proveeduría atención Licenciada Katherine Phillips Quesada.

XI.—**Derecho De Hacerse Asistir Por Un Profesional En Derecho.** La parte llamada a este procedimiento tiene derecho a hacerse asistir por un profesional en Derecho durante la tramitación del presente procedimiento.

XII.—**Ofrecimiento de prueba.** Se le previene a la parte llamada a este procedimiento que toda prueba que tenga en su poder en relación con este asunto, deberá ofrecerla y aportarla en la oficina de este Órgano Director, ubicada en el edificio principal del Instituto Nacional de Seguros, Piso 8, Departamento de Proveeduría, dentro del plazo concedido. Lo anterior bajo apercibimiento de no recibir ninguna prueba fuera de ese período, excepto la que el Órgano Director, de oficio o a petición de parte, ordene para mejor resolver por considerarla indispensable para el establecimiento de la verdad real.

XIII.—**Fundamento del proceso.** El presente proceso se lleva a cabo con fundamento en el Manual de Reglamentos Administrativos del INS, la Ley de Contratación Administrativa, su Reglamento, Ley General de la Administración Pública, el Código Procesal Contencioso Administrativo, la normativa administrativa, y las demás normas escritas y no escritas, con rango legal o reglamentario y la Constitución Política.

XIV.—**Notificaciones.** Las notificaciones serán cursadas a Heredia, detrás de la Nueva Iglesia del Sagrado Corazón, bodega al fondo de portones azules; facsímil 2560-0539, teléfono 2238-3093, dirección de correo electrónico pacasa1@ice.go.cr. (Folios 180 y 185).

Dado en San José, a las nueve horas del ocho de noviembre del 2017.—Licda. Katherine Phillips Quesada, Órgano Director del Procedimiento.—O. C. N° 18523.—Solicitud N° 100140.—
(IN2017185280).

REGLAMENTOS

MUNICIPALIDADES

MUNICIPALIDAD DE HEREDIA

Sesión Extraordinaria Ordinaria N° **CIENTO DIECIOCHO – DOS MIL DIECISIETE**, celebrada por el Consejo Municipal del Cantón Central de Heredia, el 17 de octubre del 2017, el cuál dice:

Reglamento para la Administración y Funcionamiento del Fondo de Caja Chica de la Municipalidad de Heredia.

El Concejo Municipal del Cantón de Heredia, de conformidad con lo establecido en los artículos 169 y 170, de la Constitución Política, artículos 2, 3 y 4 párrafo primero e inciso a), 13 inciso c), 43, 101, 103, 109 del Código Municipal, en uso de sus atribuciones, emite el presente “Reglamento para la Administración y Funcionamiento del Fondo de Caja Chica de la Municipalidad de Heredia”, el cual se regirá por las siguientes disposiciones:

CAPITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Objeto. Este Reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones que regirán para la correcta administración del fondo de caja chica de la Municipalidad de Heredia.

Artículo 2.- Ámbito de aplicación. Las disposiciones contenidas en este Reglamento serán aplicables a todos los funcionarios municipales que gestionen compras con el fondo de caja chica y al encargado del fondo de caja chica.

Artículo 3.- Definiciones. Para una mejor comprensión y en procura del correcto cumplimiento de las disposiciones de este Reglamento, deberán entenderse por:

- a. Arqueo de Caja Chica: Verificación del cumplimiento de la normativa y reglamentación que rige el fondo de caja chica. Procedimiento que determina que el efectivo y la suma de los comprobantes que dan soporte a los egresos, concuerden con la suma autorizada para el fondo de caja chica.
- b. Fondo de Caja Chica: Fondo autorizado por el Concejo Municipal, para la adquisición de bienes o servicios, y cancelar gastos que por su escasa cuantía no ameritan la promoción

de los procedimientos establecidos en la Ley de Contratación Administrativa y su Reglamento.

- c. Encargado del Fondo de Caja Chica: Funcionario que ocupe el puesto de Tesorero Municipal o, en su ausencia, el que se designe formalmente por el Alcalde Municipal.
- d. Liquidación: Rendición de cuentas que efectúa el funcionario responsable del vale de caja chica, mediante presentación de los comprobantes originales que sustentan los bienes y servicios adquiridos.
- e. Reintegro del Fondo de Caja Chica: Reposición de dinero en efectivo al fondo de caja chica hasta la suma que complete el total del fondo autorizado, la cual fue disminuida como consecuencia de los egresos efectuados por medio de los vales de caja chica con sus respectivos comprobantes.
- f. Vale de Caja Chica: Documento administrativo, a través del cual un funcionario solicita dinero del fondo de caja chica, para la compra de bienes o servicios, siempre que sean justificados, y autorizados por el Alcalde Municipal o en el funcionario que él designe formalmente.
- g. SIAM: Sistema Integrado de Administración Municipal.

Artículo 4.- Independencia del fondo. El fondo de caja chica debe ser independiente de otros fondos que maneja la Tesorería Municipal.

CAPITULO II

ADMINISTRACION DEL FONDO DE CAJA CHICA

Artículo 5.- Custodia. El fondo de caja chica será custodiado y administrado por el funcionario que ocupe el puesto de Tesorero Municipal. En su ausencia sea por vacaciones, incapacidad o permiso temporal, será traspasado al funcionario que el Alcalde designe para esa función. Para ello, de forma previa deberá realizarse un arqueo que firmarán ambos servidores municipales. Una vez incorporado el Tesorero Municipal, se deberá realizar el mismo procedimiento.

Artículo 6.- Obligaciones del encargado del fondo. El encargado de este fondo tendrá las siguientes obligaciones:

- a. Custodiar el efectivo del fondo de caja chica, comprobantes y justificantes que respalden el pago y los vales en tránsito.
- b. Verificar que los conceptos indicados en los vales de caja chica tengan relación directa con lo especificado en la factura de compra.
- c. Verificar que se realice la exoneración de impuestos de venta o en su defecto realizar el cobro respectivo al funcionario responsable de no haber pedido la exoneración correspondiente.
- d. Mantener un adecuado archivo de los documentos y justificantes que tienen relación con la administración del fondo.
- e. Efectuar periódicamente arqueos al fondo de caja, mínimo una vez al mes, independientemente de los que realice la Auditoría Interna.
- f. Mantener un sistema adecuado de control interno y velar por el cumplimiento de las disposiciones contenidas en el presente reglamento.
- g. Informar por escrito al superior inmediato del solicitante que incumpla las disposiciones de este Reglamento, a efecto que, en resguardo del debido proceso y derecho de defensa, se aplique la sanción respectiva.

Artículo 7.- Establecimiento del fondo. El fondo de caja chica, así como sus aumentos y disminuciones, deberán ser autorizados por el Concejo Municipal, previo estudio de la Dirección Financiera Administrativa y la Tesorería Municipal

Artículo 8.- Conformación del fondo. El fondo de caja chica deberá contener siempre el total del monto autorizado, que corresponderá a la suma del dinero en efectivo, más la suma del gasto real de los vales de caja chica liquidados, más los vales de caja chica pendientes de liquidación.

Artículo 9.- Monto máximo diario. El monto máximo diario para la adquisición de bienes y servicios por vale de caja chica, se establecerá cada año mediante oficio de la Dirección Financiera, para lo cual se considerará la tabla emitida por la Contraloría General de la República sobre la actualización de los Límites Generales de Contratación Administrativa (Excluye Obra Pública), y el estrato en que se ubique la Municipalidad para el año en ejercicio.

De acuerdo a dichos parámetros el monto máximo por vale de caja chica será de un 1% del monto permitido para una Contratación Directa (Excluye obra pública).

Artículo 10.- Prohibiciones. El número de vales de caja chica por un mismo objeto de gasto no podrá ser mayor a dos vales de caja chica por mes. Adicionalmente, no se entregará un segundo vale de caja chica al funcionario que tenga pendiente la liquidación del primero.

CAPITULO III

ADQUISICIÓN DE BIENES Y SERVICIOS, CANCELACIÓN DE GASTOS

Artículo 11.- Uso del fondo de caja chica. El fondo de caja chica será utilizado exclusivamente para:

- a. Adquirir bienes y servicios que por su escasa cuantía no ameritan la promoción de los procedimientos establecidos en la Ley de Contratación Administrativa y su Reglamento (Artículo 2 – Excepciones), y que su costo total o global no exceda el monto máximo establecido por vale de caja chica.
- b. Adquirir bienes y servicios que se requieran de forma urgente, que no sean compras previsibles y que no existan en el inventario de la Municipalidad.
- c. Cancelar gastos de viaje y transporte en el interior y exterior del país, siempre que el gasto no exceda el monto máximo establecido en este Reglamento. Esta solicitud debe ajustarse a la normativa descrita en el Reglamento de Gastos de Viaje y Transporte para Funcionarios Públicos de la Contraloría General de la República.
- d. Cancelar gastos de representación cuando estos se originen con motivos de recepciones de personas ajenas a la institución con carácter institucional y que el gasto no exceda al monto máximo de caja chica establecido en este Reglamento.

Artículo 12.- Compras no permitidas. El dinero del fondo de caja chica no podrá ser utilizado para:

- a. Compra de bienes o servicios que superen el monto máximo por vale de caja chica establecido en este Reglamento.
- b. Compra de bienes o servicios que no tengan contenido presupuestario.
- c. Compra de bienes o servicios que sean recurrentes o previsibles, que violenten el artículo 37 de la Ley de Contratación Administrativa y el artículo 13 del Reglamento de Contratación Administrativa, quedando prohibido la fragmentación de compras para evadir el proceso de contratación correspondiente.

- d. Compra de bienes o servicios que la Municipalidad tenga proyectado adquirir por medio de un procedimiento de compra institucional, o bien, para los que existan contratos de entrega según demanda, convenios marco o cualquier otro de similar naturaleza.
- e. Contratar servicios de capacitación.
- f. Pago de sueldos, dietas o servicios especiales sujetos a las regulaciones del Código de Trabajo y de la Caja Costarricense de Seguro Social.
- g. Variar el objetivo inicial de una compra o que se utilicen para pagar bienes y servicios que hayan sido adquiridos con anterioridad a la aprobación del vale de caja chica.
- h. Ser utilizado para actuaciones diferentes a las autorizadas y establecidas en este reglamento.

Artículo 13.- Control de compras. En el mes de enero de cada año, la Proveduría Municipal comunicará al Encargado del fondo de caja chica la programación de compras proyectadas para el periodo económico respectivo y los contratos de entrega según demanda, convenios marco o cualquier otro de naturaleza similar que se encuentren vigentes, esto con el fin de regular lo dispuesto en el artículo anterior.

Artículo 14.- Vale de caja chica. La solicitud de dinero del fondo de caja chica será tramitada por medio del vale de caja chica del SIAM, el cual contendrá los siguientes requisitos:

- a. Consecutivo asignado por el SIAM a la hora de guardar la solicitud.
- b. Fecha de solicitud asignado por el SIAM a la hora de guardar la solicitud.
- c. Nombre completo y firma del solicitante que realiza la gestión, siendo la única persona a quien se le entregará el dinero del fondo de caja chica solicitado y el responsable de liquidarlo.
- d. Nombre del departamento que solicita el vale de caja chica.
- e. Descripción detallada del bien o servicio por adquirir. Adicionalmente, si son servicios se deberá asignar la actividad, fecha y propósito.
- f. Código presupuestario acorde con el clasificador por objeto del gasto.
- g. Código meta de acuerdo al Plan Operativo Anual de cada departamento.
- h. Monto requerido en números.
- i. Firma del superior inmediato que autoriza el egreso. En caso de ausencia del superior se deberá consignar la firma del Director de Área, y para los casos en que el solicitante sea una jefatura de alguno de los departamentos Staff de la Alcaldía, el solicitante deberá firmar tanto el campo del solicitante como el de jefatura superior.
- j. Sello y firma de contenido presupuestario otorgado por el departamento de Presupuesto.
- k. Firma del Alcalde o bien del funcionario en quién él haya delegado tal función, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 17, inciso b) del Código Municipal y artículo 89 de la Ley General de Administración Pública de Costa Rica.
- l. Firma del Encargado del Fondo de caja chica.

El encargado del fondo de caja chica no tramitará el vale de caja chica cuando se carezca de alguno de los elementos antes descritos.

Artículo 15.- Exención de impuestos. De conformidad con el artículo 8 del Código Municipal la Municipalidad está exenta del pago de toda clase de impuestos, por tal motivo, todo funcionario que solicite dinero de caja chica deberá gestionar ante la Proveduría Municipal, previo a efectuar la compra, la carta de exoneración de impuestos, la cual deberá ser presentada por el

funcionario que tramita junto con su cédula en el establecimiento comercial en el cuál se realizará la compra.

La carta de exoneración debe indicar el bien o servicio que se va a adquirir, nombre y número de cédula del solicitante que comprará en el establecimiento, y deberá ser firmada por el Proveedor Municipal o el funcionario que este designe.

Artículo 16.- Plazo de vigencia del vale de caja chica. El vale de caja chica deberá ser liquidado en un plazo no mayor a un día hábil a partir de entregado el dinero por la Tesorería Municipal, este plazo es improrrogable y en caso de incumplimiento corresponderá al Tesorero anular el vale de caja chica y notificar de tal situación al solicitante para que reintegre inmediatamente el dinero solicitado a través del vale de caja chica.

CAPITULO IV

LIQUIDACIÓN DEL VALE DE CAJA CHICA

Artículo 17.- Liquidación. El vale de caja chica será liquidado por medio de factura timbrada, tiquete de caja original, depósito bancario u otro documento oficial que justifique la ejecución del egreso, para ello dichos comprobantes deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- a. Ser un documento emitido a nombre de la Municipalidad de Heredia.
- b. Indicar la fecha de emisión, la cual no podrá ser bajo ninguna circunstancia anterior al día en que se tramita el vale de caja chica.
- c. Indicar el desglose y especificación clara de los bienes o servicios adquiridos, los cuales deben tener vinculación directa con las líneas presupuestarias del egreso autorizado. No se aceptarán comprobantes cuya descripción utilice descripciones generales como artículos varios, gasto de viaje, transporte o gastos de representación o cualquier otro que no indique de forma detallada y legible lo adquirido.
- d. Indicar en números o letras el monto en colones del bien o servicio adquirido. Si la compra se realiza en moneda extranjera la factura debe indicar el tipo de cambio utilizado para la conversión.
- e. Cumplir con los requerimientos establecidos por la Dirección General de Tributación Directa. Si la factura no tuviera logotipo por estar inscrito el proveedor al régimen simplificado, deberá entonces indicarse el nombre, el número de cédula de la persona física o jurídica que suministra el bien o servicio y las especificaciones correspondientes junto con el número de resolución otorgado por la Dirección General de Tributación Directa.
- f. No contener correcciones o tachaduras.
- g. Que el comprobante este firmado por la jefatura inmediata, como requisito de comprobación de la adquisición del bien o servicio correspondiente.
- h. En cuanto a la liquidación de viáticos o transporte, debe aportarse el formulario de liquidación de viáticos completo con las firmas correspondientes y, al igual que las facturas el formulario deberá tener fecha igual o posterior a la fecha de confección de la caja chica.
- i. El monto de lo gastado sin excepción alguna no podrá superar el monto autorizado en el vale de caja chica. De presentarse esta situación, el funcionario solicitante deberá asumir la diferencia que resulte entre lo girado por la Tesorería y el monto realmente ejecutado.

El encargado del fondo rechazará cualquier comprobante que no se ajuste a los lineamientos anteriores; por lo que, el solicitante deberá realizar en el plazo señalado en el artículo 15 las gestiones pertinentes para liquidar como corresponde el vale de caja chica, en su defecto deberá reintegrar la totalidad del dinero otorgado por la Tesorería Municipal.

Artículo 18.- Anulación de vales de caja chica. Cuando por algún motivo la adquisición del bien o servicio no se lleve a cabo, el funcionario responsable del vale de caja chica deberá en el plazo señalado en el artículo 16 hacer el reintegro respectivo del dinero al Encargado del fondo de caja chica y además deberá aportar una justificación por escrito del porqué no realizó la compra.

En caso de solicitarse un vale de caja por el mismo concepto y haberse anulado en más de dos ocasiones, no se tramitará un tercer vale de caja chica y la adquisición del bien o servicio deberá gestionarse mediante un procedimiento de contratación ordinario.

CAPITULO V

REINTEGRO DEL FONDO DE CAJA CHICA

Artículo 19.- Reintegro del fondo de caja chica. El encargado del fondo de caja chica deberá gestionar el reintegro del fondo de caja chica cuando el disponible para la confección de vales de caja chica sea de un 65% de la suma total autorizada, con el propósito de darle la rotación óptima a los recursos y mantener la liquidez del fondo.

Artículo 20.- Trámite del reintegro del fondo de caja chica. El reintegro de fondo de caja chica será gestionado con base en el procedimiento establecido en el SIAM. Una vez ingresado el reintegro en el SIAM, el Encargado del fondo de caja chica deberá imprimir, firmar y remitir al Departamento de Contabilidad el reporte del reintegro detallado, con los respectivos comprobantes.

Con el fin de resguardar el adecuado funcionamiento del fondo de caja chica, el departamento de Contabilidad verificará la información aportada por el Encargado del fondo de caja chica y con base en ella confeccionará de forma oportuna el cheque respectivo para reintegrar el monto que complete la suma total del fondo autorizado.

CAPITULO VI

ARQUEO

Artículo 21.- Arqueo. El encargado del fondo de caja deberá realizar arqueos al fondo fijo de caja chica, por lo menos una vez al mes, con el propósito de verificar y supervisar una adecuada administración financiera del fondo, el cumplimiento de las disposiciones contenidas en este reglamento y lo estipulado en la Ley General de Control Interno.

Artículo 22.- La Auditoría Interna Municipal podrá realizar arqueos al fondo de caja chica, con el propósito de verificar el cumplimiento de las disposiciones del presente Reglamento y comprobar que su administración se realice de acuerdo a las buenas prácticas de Control Interno.

Este arqueo se realizará en presencia del encargado del fondo de caja chica, y deberá ser documentado y firmado tanto por el encargado del fondo como por los funcionarios de la Auditoría Interna que lo realizan.

El original será custodiado por la Auditoría Interna Municipal.

Artículo 23.- Faltantes de dinero. Los faltantes de dinero determinados en los arquezos al fondo de caja chica serán cubiertos de inmediato por el encargado de su custodia y administración. Se exceptúan los faltantes por denominaciones menores a cinco colones.

Artículo 24.- Sobrantes de dinero. Los sobrantes de dinero determinados en los arquezos al fondo de caja chica deben ser depositados en la cuenta corriente de la Municipalidad y registrados como un reintegro en efectivo.

CAPITULO VI

SANCIONES

Artículo 25.- Debido proceso. Las faltas descritas en los numerales siguientes serán sancionados con base en lo establecido en el artículo 149 y 150 del Código Municipal, Reglamento Autónomo de Organización y Servicio de la Municipalidad de Heredia y los procedimientos de la Ley General de la Administración Pública.

Artículo 26.- Faltas leves. Se consideran faltas leves:

- a. Que el dinero en efectivo, facturas autorizadas y vales pendientes de liquidación se custodien de forma desordenada, de forma separada o dispersa.
- b. Irrespetar los procedimientos establecidos en este Reglamento.
- c. Atrasos por primera vez en la liquidación y presentación de los justificantes.
- d. Cualquier otra que pueda ser calificada como leve, lo cual se determinará por medio de la proporcionalidad de la sanción.

Artículo 27.- Faltas graves. Se consideran faltas graves:

- a. La reincidencia de cualquier falta leve en un mismo año.
- b. Que el dinero en efectivo, facturas autorizadas y vales pendientes de liquidación sean extraviados.
- c. Atraso por segunda vez en la liquidación y presentación de los justificantes, dentro de un plazo de seis meses.
- d. La detección en el proceso de arqueo de caja de documentación alterado o inexistente.
- e. La reiteración de faltantes de caja chica en un mismo semestre, cuando se determine que hubo culpa grave. Se exceptúan los faltantes correspondientes a vueltos de denominaciones menores a cinco colones.
- f. Cualquier otra que puedan ser calificado como grave, lo cual se determinará por medio de la proporcionalidad de la sanción.

Artículo 28.- Faltas muy graves. Se consideran faltas graves:

- a. La reincidencia de cualquier falta grave en un mismo año.
- b. Atrasos por tercera vez en la liquidación y presentación de los justificantes, dentro del plazo de seis meses.

- c. La reiteración de faltantes de caja chica en un mismo semestre, cuando se determine que hubo dolo. Se exceptúan los faltantes correspondientes a vueltos de denominaciones menores a cinco colones.

CAPITULO VII

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 29.- Normativa supletoria. En todo aquello no previsto en el presente reglamento, se aplicará supletoriamente la Constitución Política, Código Municipal, Ley General de Administración Pública, Ley de Contratación Administrativa y su Reglamento, Código de Trabajo, Ley General de Control Interno, Reglamento Autónomo de Organización y Servicio de la Municipalidad de Heredia, Reglamento de principios, valores y conductas éticas a observar por parte del Concejo Municipal, Titular de Alcaldía, demás autoridades administrativas y personal de la Municipalidad de Heredia, Reglamento de gastos de viaje y de transporte para funcionarios públicos de la Contraloría General de la República y cualquier otra normativa conexas.

Artículo 30.- Derogatoria. Este reglamento deroga el Reglamento para el manejo de la caja chica de la Municipalidad de Heredia y sus reformas, publicado en el Diario Oficial La Gaceta 213 del lunes 7 de noviembre de 2011 y resolución administrativa publicada en La Gaceta 86 del viernes 04 de mayo de 2012, mediante el cual se delega de forma separa a los Directores para que autoricen los egresos.

Rige a partir de su publicación.

Lo anterior para que se proceda a su publicación en el diario oficial La Gaceta.

Atentamente,

Cordialmente,

Firma Responsable

Lic. Enio Vargas Arrieta, Proveedor Municipal.—1 vez.—O. C. N° 59479.—Solicitud N° 100211.—(IN2017185698).

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos convoca a audiencia pública, con fundamento en el oficio 1748-IE-2017, para exponer la propuesta de **APLICACIÓN ANUAL DE LA “METODOLOGÍA DE FIJACIÓN DE TARIFAS PARA GENERADORES PRIVADOS (LEY 7200) QUE FIRMEN UN NUEVO CONTRATO DE COMPRA Y VENTA DE ELECTRICIDAD CON EL ICE”**, según se detalla:

El 7 de mayo del 2010 mediante la resolución RJD-009-2010, la Junta Directiva de la ARESEP aprobó la “Metodología de fijación de tarifas para generadores privados (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra y venta de electricidad con el ICE”, la cual fue publicada en La Gaceta No. 109 del 7 de junio de 2010, y posteriormente fue modificada mediante la resolución RJD-027-2014 y RJD-017-2016.

Aplicando la metodología y modificaciones mencionadas para la determinación de la tarifa de referencia para una planta de generación eléctrica existente y constatada en el informe técnico 1692-IE-2017 del 31 de octubre de 2017, se obtiene la actualización de las variables que conforman la tarifa final:

Cuadro N°1

Tarifa para una planta de generación eléctrica existente	
Variables	Valor
Inversión (\$/kW)	2.954,9
Costo Explotación (\$/kW)	179,21
Factor de Antigüedad	56,22 %
Rentabilidad	6,97 %
Horas Año (horas)	8.760,0
Factor Planta	51,70 %
Tarifa de Referencia (\$/kWh)	0,0651

Fuente: Intendencia de Energía

La actualización de las variables que integran la metodología tarifaria para una planta hidroeléctrica existente da como resultado \$0,0651 por kWh.

Asimismo, de conformidad con la resolución RIE-110-2017, siendo que el ajuste tarifario es de \$ 0,0027 por kWh hasta por un estimado de 229,41 días naturales de vigencia sobre la tarifa de referencia que se encuentre vigente de conformidad con la metodología RJD-009-2010 y sus modificaciones, o, hasta que se haya devuelto lo que los generadores privados existentes dejaron de percibir, la tarifa de referencia ajustada propuesta será de US\$ 0,0678 por kWh con su respectiva estructura tarifaria según el informe técnico citado.

La Audiencia Pública se llevará a cabo el día **jueves 14 de diciembre de 2017** a las **17 horas y 15 minutos (5:15 p.m.)** en los siguientes lugares: de forma presencial en el Auditorio de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, ubicado en Guachipelín de Escazú, San José, Oficentro Multipark, edificio Turrubares, y por medio de sistema de videoconferencia en los Tribunales de Justicia de los centros de: Limón, Heredia, Ciudad Quesada, Liberia, Puntarenas, Pérez Zeledón y Cartago.

Quien tenga interés legítimo podrá presentar su posición (*oposición o coadyuvancia*) ► **en forma oral** en la audiencia pública, (*para lo cual debe presentar su documento de identidad vigente*) ► **o por escrito firmado** (*en este caso se debe adjuntar copia de su documento de identidad vigente*): en las oficinas de la Autoridad Reguladora en horario regular, hasta el día de realización de la audiencia, por medio del fax 2215-6002

o del correo electrónico (*): consejero@aresep.go.cr hasta la hora programada de inicio de la respectiva audiencia pública.

Las oposiciones o coadyuvancias deben estar sustentadas con las razones de hecho y derecho que se consideren pertinentes e indicar un medio para recibir notificaciones (*correo electrónico, número de fax, apartado postal o dirección exacta*).

En el caso de personas jurídicas, las posiciones (*oposición o coadyuvancia*) deben ser interpuestas por medio del representante legal de dicha entidad y aportar certificación de personería jurídica vigente donde se haga constar su representación.

Se informa que la presente propuesta se tramita en el expediente **ET-072-2017** y se puede consultar en las instalaciones de la ARESEP y en la siguiente dirección electrónica: www.aresep.go.cr (*Consulta de expedientes*).

Adicionalmente, se invita a participar en una exposición explicativa y sesión de evacuación de dudas y consultas sobre la propuesta, que se llevará a cabo el día **jueves 23 de noviembre de 2017**, a las **17 horas** en el Auditorio de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Esta exposición será transmitida en vivo en el

perfil de Facebook de la institución, y a partir del **viernes 24 de noviembre del 2017** la grabación de la exposición estará disponible en la página web www.aresep.go.cr. Además de las dudas o consultas que se formulen durante la exposición, se recibirán, hasta el día **jueves 30 de noviembre del 2017**, dudas por escrito remitidas vía correo electrónico al correo electrónico consejero@aresep.go.cr, mismas que serán evacuadas a más tardar el **lunes 11 de diciembre del 2017** por el mismo medio.

consejero@aresep.go.cr o a la línea gratuita número 8000 273737.

() En el caso de que la oposición o coadyuvancia sea enviada por medio de correo electrónico, esta debe estar suscrita mediante firma digital, o en su defecto, el documento con la firma debe ser escaneado y cumplir con todos los requisitos arriba señalados, además el tamaño de dicho correo electrónico no puede exceder a 10,5 megabytes.*

Asesorías e información adicional: comunicarse con el Consejero del Usuario al correo electrónico

Marta Monge Marín
Dirección General de Atención al Usuario

1 vez.—O. C. N° 8926-2017.—Solicitud N° 3936-DGAU-17.—(IN2017186370).

INTENDENCIA DE ENERGÍA
RIE-116-2017 a las 13:05 horas del 14 de noviembre de 2017

**SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA COOPERATIVA DE
ELECTRIFICACIÓN RURAL DE GUANACASTE R.L.
(COOPEGUANACASTE) PARA EL SERVICIO DE GENERACIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA.**

ET-055-2017

RESULTANDO:

- I. Que Coopeguanacaste presta el servicio de generación eléctrica de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 8345, Ley de “Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional”.
- II. Que el 5 de setiembre del 2017, mediante el oficio COOPEGTE GG 347, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L. (Coopeguanacaste) presentó la solicitud para fijar por primera vez la tarifa del servicio de generación de energía eléctrica que presta (folios 3 al 04).
- III. Que el 8 de setiembre del 2017, mediante el oficio 1368-IE-2017, la Intendencia de Energía (IE) emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para fijar por primera vez la tarifa del sistema de generación de energía eléctrica presentada por Coopeguanacaste (folios 130 al 131).
- IV. Que el 8 de setiembre del 2017, mediante el oficio 1369-IE-2017, la IE otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por Coopeguanacaste para el servicio de generación de electricidad (folios 96 al 97).
- V. Que el 26 de setiembre del 2017, mediante el oficio 1447-IE-2017, la IE le solicitó a Coopeguanacaste aclaración y detalle de la información aportada (folios 137 al 143).
- VI. Que el 9 de octubre del 2017, mediante el oficio COOPEGTE GG447, Coopeguanacaste presentó, la información solicitada por medio del oficio 1447-IE-2017 (folios 111 al 128).

- VII. Que el 25 de setiembre del 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 181, Alcance Digital N° 229 (folios 98 al 100).
- VIII. Que el 25 de setiembre del 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 94 al 95).
- IX. Que el 18 de octubre de 2017, mediante el oficio 3588-DGAU-2017/29849 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 161 al 163).
- X. Que el 19 de octubre del 2017 a las 17:00 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 25 de octubre del 2017 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 3610-DGAU-2017/30510), así como la respectiva Acta de la Audiencia Pública N° 60-2017 (oficio 3620-DGAU-2017/30538). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Defensoría de los Habitantes, cédula persona jurídica 3-007-137653 representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, cédula 108120378, Zairy María Angulo Leal, cédula 501411223, El Consejero al usuario representado por Jorge Sanarrucia A., cédula 503020917.
- XI. Que el 14 de noviembre de 2017, mediante el informe técnico 1784-IE-2017, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó fijar la tarifa del sistema de generación que presta Coopeguanacaste R.L. a partir del 1 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2018 (corre agregado en autos).

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 1784-IE-2017, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria

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

Cuadro No. 1
Sistema de generación, Coopeguanacaste
Tarifa vigente y propuesta

	Periodo 2018		
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta*	Variación Absoluta
Por cada kWh	₡0,00	₡52,83	₡52,83
Estacional Propuesta			
PUNTA	₡0,00	₡60,17	₡60,17
VALLE	₡0,00	₡52,21	₡52,21
NOCHE	₡0,00	₡44,53	₡44,53

* Tarifa de Generación fijada por primera vez

Fuente: Coopeguanacaste.

Las razones que motivan la petición tarifaria propuesta por Coopeguanacaste para su sistema de generación se centra en: i) hacer frente a obligaciones con proveedores y acreedores nacionales y extranjeros por las adquisiciones y compromisos que el sistema de generación ha asumido para el despliegue de sus actividades.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por Coopeguanacaste 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, han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2017-2018 y sus respectivas revisiones, así como las perspectivas de la economía mundial, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) y otras entidades internacionales.

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

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2017-2018, estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2017 y 2018, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.)². Dicho objetivo de inflación se mantuvo en la revisión³ de dicho programa macroeconómico.

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 administrada⁴. Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (IE) considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real, la cual corresponde con la de la fecha de la audiencia pública, y mantenerla constante para el periodo estimado.

En lo que respecta a la inflación externa, medido por el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos⁵, se recopila a partir del sitio web del “U.S. Bureau of Labor Statistics” (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el Fondo Monetario Internacional (FMI)⁶ estima inflaciones para los Estados Unidos cercanas al 2,1% para el futuro cercano.

En el siguiente cuadro resumen se puede observar el comportamiento de los índices de inflación antes mencionados (interno y externo) y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar para los últimos años reales (2013, 2014, 2015 y 2016) y las proyecciones para el 2017 y 2018.

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

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/PM_2017-2018.pdf

³ BCCR, www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria.../RevisionPM2017-2018.pdf

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

⁵ Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>

⁶ Ver: <http://www.imf.org/es/Publications/WEO/Issues/2017/07/07/world-economic-outlook-update-july-2017>

Cuadro N° 2
Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario
Porcentajes de Variación Anuales (%)
Periodo 2013-2018

INDICES	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Variaciones según ARESEP (al final del año)						
Inflación interna (IPC-CR)	3,68%	5,13%	-0,80%	0,76%	3,00%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,50%	0,76%	0,73%	2,07%	2,10%	2,10%
Depreciación (C/U.S.\$)	0,16%	7,82%	-0,12%	2,98%	2,09%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)						
Inflación interna (IPC-CR)	5,23%	4,52%	0,80%	-0,02%	1,69%	3,29%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,46%	1,62%	0,12%	1,26%	2,13%	1,71%
Depreciación (C/U.S.\$)	-0,56%	7,59%	-0,54%	2,05%	3,74%	0,02%
Notas: Los años 2017 y 2018 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 datos del BCCR, BLS y FMI.						

b. Análisis del mercado

Este apartado exhibe el análisis de mercado elaborado para fijar por primera vez la tarifa del sistema de generación que presta Coopeguanacaste. 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 la cooperativa, 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 la IE.

i. Mercado presentado por Coopeguanacaste:

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

Coopeguanacaste solicitó se fije, por primera vez, para el sistema de generación, las siguientes tarifas para el año 2018:

	Propuesta Tarifa
Por cada kWh	¢52,83
Propuesta Estacional	
Punta	¢60,17
Valle	¢52,21
Noche	¢44,53

El sistema de generación incluye: la Central Hidroeléctrica Canalete; la Central hidroeléctrica Bijagua; el proyecto solar Juanilama Belén, el cual inició en el mes de setiembre de 2017; el P. Eólico Río Naranjo, que entra a regir en el mes de febrero de 2018 y el P. Eólico Cacao que entra en el mes de octubre de 2018. (Folio 80).

La empresa justificó la solicitud tarifaria en la necesidad de mantener el equilibrio financiero que debe de tener un sistema de generación eléctrica, el cual se rige por normas regulatorias en el desarrollo de sus actividades e inversiones. Además, se requiere un autoabastecimiento competitivo, renovable y de calidad, que busque el beneficio de los usuarios del sistema de distribución el cual se abastecerá, en gran parte, con la energía del sistema de generación eléctrica propio.

En las estimaciones de generación de energía eléctrica y potencia Coopeguanacaste utiliza datos reales hasta el mes de junio de 2017.

De esta forma Coopeguanacaste proyectó una generación total de 205,0 GWh para el año 2018 la cual tomó en cuenta a los siguientes proyectos de generación eléctrica: la Central Hidroeléctrica Canalete; la Central Hidroeléctrica Bijagua; el proyecto solar Juanilama Belén, el cual inició en el mes de setiembre de 2017; el Eólico Río Naranjo, que entra a regir en el mes de febrero de 2018 y el P. Eólico Cacao que entra en el mes de octubre de 2018.

Con la estructura tarifaria propuesta por Coopeguanacaste y de acuerdo con las proyecciones de producción eléctrica, el sistema de generación tendrá ingresos por ¢10 861,50 millones para el año 2018.

ii. Mercado según el análisis de la IE

La energía que se espera produzca el sistema de generación de Coopeguanacaste se calcula como la suma de las proyecciones individuales de cada una de sus plantas de generación. Esta estimación individual se calculó con los datos históricos desde enero del año 2010, en las que se disponga, y hasta agosto de 2017. A diferencia, Coopeguanacaste utilizó información real a junio de 2017, lo que implica 2 meses menos de información real para el desarrollo de estimaciones y proyecciones.

Las estimaciones de energía para el 2018 fueron realizadas mediante la aplicación del software Forecast Pro, el cual realiza análisis de series de tiempo que responden a modelos cuantitativos de patrones históricos de la serie de datos. Es importante indicar que para las plantas Bijagua, Juanilama y P.E. Río Naranjo, el modelo que ajusta el software mencionado no resultó adecuado; en algunos casos porque la serie histórica no contiene suficientes datos para determinar estacionalidad, como es el caso de Bijagua y en los demás porque aún no se cuenta con información por ser proyectos recién iniciados o que lo harán hasta el año 2018. Por lo anterior, para estas plantas, se consideraron las estimaciones de energía que Coopeguanacaste presentó en su solicitud tarifaria para el año 2018 las cuales fueron validadas técnicamente por el área de inversiones.

En cuanto a la generación del proyecto Eólico El Cacao, ésta fue excluida del mercado para el año 2018 y las estimaciones de P.E. Río Naranjo se tomarían a partir del 1 de abril de 2018, por las razones expuestas en el apartado sobre inversiones del presente informe.

En este contexto, la IE proyectó una producción total de las plantas de Coopeguanacaste de 183,9 GWH, es decir un -10,31% menor, para el año 2018, que la estimada por Coopeguanacaste.

Para estimar las ventas mensuales de energía, por periodo horario, se utilizó la distribución proporcional de la producción mensual de energía, reportadas por la empresa a la IE, correspondientes al año 2016.

Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se establecen los ingresos requeridos por el sistema de generación de Coopeguanacaste para el año 2018.

El proceso para asignar la estructura tarifaria que permita a la empresa alcanzar estos ingresos requeridos, se sustenta en el mismo mecanismo que Aresep ha utilizado para la fijación de tarifas que se establecen por primera vez. Esta estructura tarifaria permite el cobro de la energía vendida de acuerdo con el periodo horario (punta, valle y noche). Para esto se estima un precio promedio como el cociente entre los ingresos requeridos y la proyección de producción total de las plantas.

En función de lo anterior, para obtener el precio por periodo horario al precio promedio se le asigna la misma relación (precio medio y precio horario) que tuvo el sistema de generación del ICE para el año 2016. Finalmente, los precios por periodo horario iniciales al ser multiplicados por las unidades físicas alcanzan un monto por encima del requerido, por lo que se realiza un ajuste equivalente a la proporción de incremento y con esto se define la estructura tarifaria final. Lo anterior se realizó para obtener los precios de la energía estimada a partir del 1 de enero de 2018.

A continuación, se presenta un resumen comparativo de los resultados obtenidos por la IE y lo solicitado por Coopeguanacaste, para el año 2018:

	Punta	Valle	Noche	Total
Aresep				
<i>Energía (en GWH)</i>	59,31	81,70	42,85	183,86
<i>Precio (¢/kWh)</i>	50,45	41,29	35,30	
<i>Ingreso (en millones)</i>	2 992,33	3 373,47	1 512,44	7 878,24
Coopeguanacaste				
<i>Energía (en GWH)</i>	63,87	91,41	49,72	205,00
<i>Precio (¢/kWh)</i>	60,67	52,21	44,53	
<i>Ingreso (en millones)</i>	3 874,85	4 772,46	2 214,19	10 861,50

Tomando en cuenta la generación total de las plantas y las tarifas propuestas por ARESEP, se estima que el sistema de generación de Coopeguanacaste obtenga ingresos por ¢7 878,24 millones de colones por concepto de ventas de energía, durante el periodo 2018. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de generación en ¢42,85 por cada kilowatt hora, para dicho año.

c. Análisis de inversiones

Como resultado del análisis del plan de inversiones y adición de activos presentados por Coopeguanacaste para el sistema de generación de energía eléctrica para el periodo 2017-2018, se presenta el siguiente detalle:

i. Inversiones por realizar en el sistema de generación propuesto por Coopeguanacaste

Las inversiones que muestra Coopeguanacaste, responden a los planes de inversión que ha venido desarrollando y pretende concluir entre el segundo semestre del 2017 y el periodo 2018, las cuales considera necesarias para el desarrollo y mejoramiento del sistema de generación que presta.

El detalle de las obras de inversión consideradas por la empresa para cada periodo en cuestión puede ser verificado por cualquier interesado en las carpetas digitales del Estudio tarifario ET-055-2017, Carpeta ET-CG GEN 2018\ Cap 4- Inversiones\ 4.2 Adiciones\4.2.1 Macroinversiones y 4.2.2 Microinversiones(según el sistema). (Folio 80) en las cuales encontrarán las estructuras de costos y justificaciones presentadas para los requerimientos y obras de inversión del sistema de generación de la Coopeguanacaste.

ii. Adiciones realizadas durante el período 2016:

Coopeguanacaste presentó en su informe de justificaciones y en las estructuras de costos de micro y macro-inversiones, el detalle de las adiciones materializadas durante el año 2016. El detalle puede ser consultado en las carpetas digitales del Estudio Tarifario ET-055-2017, como se indica en el apartado anterior.

Durante el 2017, Coopeguanacaste tiene en proceso de desarrollo una serie de iniciativas de inversión en el sistema de generación. A continuación, se presenta el detalle de macro y micro-inversiones en desarrollo:

a) Macro-inversiones-sistema de generación 2016:

a. Proyecto Hidroeléctrico Bijagua

Coopeguanacaste aportó las justificaciones y estructura de costos definitiva del proyecto.

- *El proyecto consistió en la construcción de una central hidroeléctrica de 17,5 MW en la comunidad de Bijagua en Upala Alajuela.*

Esta Intendencia considera que la justificación es técnicamente razonable y detallada, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para ampliar la capacidad de generación propia de la empresa para atención de su demanda en su zona de concesión.

Con respecto al costo planificado del Proyecto, se considera un costo de inversión razonable para este tipo de tecnología, de acuerdo con último Plan de Expansión de la Generación 2016-2035, publicado por ICE.

b) Macro-inversiones-sistema de generación 2018:

a. Proyecto Eólico Río Naranjo.

Coopeguanacaste aportó el estudio de factibilidad técnica, en el cual se detalla la metodología utilizada para determinar una generación promedio anual de 37 455 MWh con una potencia nominal de 9 MW, a un factor de planta del 48%, así como los detalles de la tecnología considerada para el desarrollo de dicha planta eólica, el cual fue considerado en el análisis de mercado del presente informe.

Según el Cronograma presentado en carpeta Digital ET-CG GEN 2018\Cap 4-Inversiones\4.2 Adiciones\4.2.1 Macro inversiones\PE Rio Naranjo\Detalle\1-Justificación técnica\3-Cronograma Ejecución Final (ET-055-2017), la Planta Eólica Río Naranjo tiene previsto finalizar las pruebas para iniciar operación comercial al 31 de diciembre de 2017.

No obstante, en la información presentada en el formulario IE-RE-7797 y IE-RE-7793 la fecha de inicio de operación real o estimada para P.E Río Naranjo fue registrada por Coopeguanacaste para el día 01/02/2018. Lo cual no es coincidente con el cronograma de ejecución final presentado en la información antes mencionada.

Ante estas diferencias de fechas, se constató con personal técnico de Coopeguanacaste destacado en sitio, que la obra civil no finalizará en la fecha que indica el cronograma y que se estima finalizar la obra civil en noviembre de 2017.

Por tanto, el desfase en la finalización de obra civil, atrasos asociados a la Tormenta Nate y condiciones climáticas implicaría atrasos en la fecha de inicio de la operación comercial del proyecto, motivo por el cual la IE considera que la operación de la planta no estará antes del mes de abril de 2018.

Cabe destacar que el día miércoles 23 de agosto de 2017, se realizó una gira técnica para verificar el avance de obras en cuanto a terraceo, conformación de escombreras, sustitución de suelo en el camino de acceso y perfilación de taludes. Ver registro fotográfico donde se evidencia el avance en el movimiento de tierras y obra civil.

Con respecto al costo planificado del proyecto, se considera un costo de inversión razonable para este tipo de tecnología, de acuerdo con el último Plan de Expansión de la Generación 2016-2035, publicado por ICE.

Finalmente, esta Intendencia considera que el proyecto cuenta con una información técnica y justificación razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para ampliar la capacidad de generación propia de la empresa para atención de su demanda en su zona de concesión.

b. Proyecto Eólico El Cacao

Coopeguanacaste aportó el estudio de factibilidad técnica, en el cual se detalla la metodología utilizada para determinar una generación promedio anual de 60,11 GWh con una potencia 20 MW, a un factor de planta del 32,4%, así como los detalles de la tecnología considerada para el desarrollo de dicha planta eólica, y considera la instalación de 9 aerogeneradores de 2,3 MW de potencia.

De acuerdo con el cronograma presentado en carpeta D:\ET-CG GEN 2018\Cap 4- Inversiones\4.2 Adiciones\4.2.1 Macroinversiones\PE Cacao\Detalle\1- Justificación técnica\3- Cronograma, e Proyecto Eólico El Cacao tiene previsto finalizar las pruebas para iniciar operación comercial al 6 de setiembre de 2018 (ET-055-2017).

No obstante, en la información presentada en el formulario IE-RE-7797 y IE-RE-7793 la fecha de inicio de operación real o estimada del P.E. El Cacao fue registrada por Coopeguanacaste para el día 01/10/2018. Lo cual no es coincidente con el cronograma antes mencionado.

Ante estas diferencias de fechas, se constató con personal técnico de Coopeguanacaste destacado en sitio, que la obra civil no iniciará en el mes de noviembre de 2017 según el cronograma aportado y que la programación presentada está desactualizada.

Al respecto, considerando que la complejidad del P.E. El Cacao es mayor que la del P.E. Río Naranjo, la IE consideró que la programación del proyecto presenta un grado importante de subestimación en lo que respecta al plazo requerido para su desarrollo y entrada en operación. Asimismo, no se logró evidenciar las holguras con las que cuenta dicho proyecto y el cronograma presenta una ruta

crítica global entre la fase de planeamiento y la etapa constructiva, razón por la cual no es posible ver el detalle del cronograma a partir de su inicio constructivo oficial previsto para el 1 de noviembre de 2017. De igual manera una ruta crítica específica y definida para este proceso, además que se tiene incertidumbre del proceso licitatorio ligado cronológicamente a la fase de ejecución, según el cronograma presentado.

Por estas razones y considerando que las obras requeridas deberán ser ejecutadas durante el 2018, y que eventualmente podrían materializarse atrasos por eventos climatológicos similares a los acaecidos en la época lluviosa del año 2017, esta Intendencia considera que no será posible para Coopeguanacaste tener capitalizada y operativa el P.E. El Cacao en el año 2018.

c) Micro-inversiones-sistema de generación

Es importante destacar que Coopeguanacaste presentó la información de justificación de las micro-inversiones según el “APENDICE 2 Micro inversiones de la RIE-103-2016”. Al respecto la empresa describe y justifica cada micro-inversión, para los períodos 2016, 2017 y 2018, las cuales se mencionan a continuación:

a. Micro-inversiones- Modernización sistema de producción y Planta general 2016 y 217

Las microinversiones realizadas por Coopeguanacaste en el período 2016 y 2017, se encuentran detalladas en la carpeta digital ET-CG GEN 2018\ Cap 4- Inversiones\ 4.2 Adiciones\4.2.1 Macroinversiones y 4.2.2 Microinversiones(según el sistema). ET-055-2017.

b. Micro-inversiones- Modernización sistema de producción 2018

- **Bodega**

Coopeguanacaste, presenta el requerimiento de la construcción de una bodega para para almacenamiento de materiales y repuestos de las centrales hidroeléctricas y de materiales peligrosos como aceites y combustibles.

Al respecto señala que “[...] el INS en una de sus inspecciones solicita la construcción de una bodega para solucionar el problema. [...]”

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para la seguridad de las Centrales.

- **Otras adiciones que estaban registradas en gasto**

Es importante señalar que Coopeguanacaste había presentado elementos que representan un costo de inversión, como parte de los gastos de operación, mantenimiento y administrativos. Por tanto, esta Intendencia consideró dichos elementos como parte de las micro-inversiones del sistema de generación para el período 2018. Dichas adiciones se enlistan a continuación:

Ítem	Elemento
1	Reparación de tubería de presión de Canaleta
2	Schneider Electric MICOM P344 Generator Protection Relay
3	MICOM P643 Transformer Protection Relay
4	BASSLER DECS-200 Digital Excitation Control System
5	PowerLogic ION7550 / ION7650 Energy and power quality meter
6	MiCOM P442 Distance Protection relay
7	SEL 311L 0311L73DD3214X4XX
8	GPS
9	Interruptor 3AH completo, 40KA 1250A, 15KV. Siemens 3AH3166-2RZ99-0ZA7
10	3000 metros de Cable de aluminio desnudo 559,5 m (cant aproximada)

Al respecto la IE, considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para el mantenimiento oportuno y así garantizar la calidad y continuidad de la operación de las centrales de generación.

d) Micro-inversiones- Planta General -2018

- **Compra de vehículos para proyectos eólicos**

Coopeguanacaste requiere garantizar la movilización del personal de los proyectos, para cumplir de manera adecuada con las labores de mantenimiento y demás diligencias que se requieran en las Plantas Eólicas que se construirán durante el período 2018.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar las labores de mantenimiento con mayor agilidad y oportunidad.

- **Compra de herramientas eléctricas para los proyectos eólicos.**

Coopeguanacaste requiere contar con el equipo necesario para los técnicos eléctricos de los parques eólicos de las herramientas necesarias para el aseguramiento de la disponibilidad de la producción de las plantas.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar las labores de mantenimiento con mayor agilidad y oportunidad.

- **Compra de herramientas para mantenimiento de fincas.**

Coopeguanacaste requiere contar con las herramientas para labores de mantenimiento de las fincas y obras civiles de los proyectos eólicos.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar las labores de mantenimiento con mayor agilidad y oportunidad.

ii. Capacidad de Ejecución

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente el porcentaje de ejecución se calcula con base en los 5 años anteriores al año en consideración en el actual estudio tarifario.

El cuadro siguiente muestra el comparativo de adiciones reconocidas y ejecutadas conforme a lo indicado, en donde se puede ver el porcentaje de ejecución por cada año del 2012 al 2016. Cabe destacar que la última fijación tarifaria fue realizada para el año 2013 y correspondía al sistema de distribución, de manera que está es la primera fijación tarifaria para el sistema de generación. Lo anterior implica que desde esa fecha a Coopeguanacaste no se le ha ajustado la tarifa, por lo que para los años 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017 se mantienen los montos reconocidos por Aresepen la fijación del 2012, y en el rubro monto ejecutado, los montos de adiciones reales ejecutados por Coopeguanacaste para el sistema de generación.

Cuadro N° 3
Sistema de generación, Coopeguanacaste
Porcentaje de ejecución

Porcentaje de ejecución para el Sistema de Distribución ARESEP Millones de colones				
Año	Monto ARESEP	Monto Coopeguanacaste	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2012	₡ 3.864,00	₡ 1.976,50	51%	
2013	₡ 1.374,30	₡ 3.457,86	252%	
2014	₡ 1.374,30	₡ 1.510,99	110%	
2015	₡ 1.374,30	₡ 1.639,38	119%	
2016	₡ 1.374,30	₡ 41.078,70	2989%	
Promedio			704,21%	100,00%

Según Metodología Tarifaria Vigente

GACETA 120, ALCANCE DIGITAL No 81 del 07 de junio de 2012, RESOLUCIÓN 870-RCR-2012, ET-022-2012

Los montos reconocidos por Aresep en los años del 2012 al 2016 corresponden a adiciones del sistema de distribución, pues a la fecha no se ha realizado fijación tarifaria separada sobre el sistema de generación.

Tal y como se indicó, el porcentaje de ejecución que debe considerarse según lo establecido en la metodología es de un 100%, el cual representa el porcentaje promedio para el último quinquenio.

iii. Adición de los activos del sistema de generación.

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

Cuadro N° 4
Sistema de generación, Coopeguanacaste
Adición de activos propuestos
Cifras en millones de colones

Resumen de adiciones contable-Propuesta COOPEGUANACASTE (montos en millones de colones)					
Cuentas		Detalle		Período	
Número de cuenta	Central Hidroeléctrica Bijagua	2016	2017	2018	Total período
1.2.3.01.01.01.01	OBRA METALMECANICA GENERACION HIDRAULICA AL COSTO	€ 4.834,21	€ 508,52		€ 5.342,73
1.2.3.01.01.99.01	OBRA ELECTROMECHANICA GENERACION ACTIVIDAD HIDRAULICA AL COSTO	€ 4.841,21	€ 508,89		€ 5.350,09
1.2.3.01.02.01.01	OBRA CIVIL ACTIVOS GENERACION ACTIVIDAD HIDRAULICA AL COSTO	€ 27.229,32			€ 27.229,32
1.2.3.01.02.99.01	EQUIP. COMUNI. MONITOR GENERACION ACTIVIDAD HIDRAULICA AL COSTO	€ 48,30			€ 48,30
1.2.3.01.03.01.01	MOBI. EQUIP. OFICI. GENERACION ACTIVIDAD HIDRAULICA AL COSTO	€ 0,92			€ 0,92
1.2.3.01.04.01.	EQUIP. ELECTRONICO GENERACION ACTIVIDAD HIDRAULICA AL COSTO	€ 18,18			€ 18,18
1.2.3.01.05.01.	TERRENOS GENERACION ACTIVIDAD HIDRAULICA AL COSTO	€ 802,23			€ 802,23
1.2.3.01.06.01.	LINEA TRANSMISION GENERACION ACTIVIDAD HIDRAULICA AL COSTO	€ 961,94			€ 961,94
Subtotal Central Hidroeléctrica Bijagua		€ 38.736,30	€ 1.017,40	€ -	€ 39.753,70
Número de cuenta	Proyecto Eólico El Cacao	2016	2017	2018	Total período
1.2.3.01.01.01.01	OBRA METALMECANICA GENERACION EOLICA AL COSTO			€ -	€ -
1.2.3.01.01.99.01	OBRA ELECTROMECHANICA GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO			€ 20.107,12	€ 20.107,12
1.2.3.01.02.01.01	OBRA CIVIL ACTIVOS GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO			€ 7.189,69	€ 7.189,69
1.2.3.01.02.99.01	EQUIP. COMUNI. MONITOR GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO			€ 37,27	€ 37,27
1.2.3.01.03.01.01	MOBI. EQUIP. OFICI. GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO			€ 22,00	€ 22,00
1.2.3.01.04.01.	EQUIP. ELECTRONICO GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO			€ 252,44	€ 252,44
1.2.3.01.05.01.	TERRENOS GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO			€ 931,25	€ 931,25
1.2.3.01.06.01.	LINEA TRANSMISION GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO			€ 429,94	€ 429,94
Subtotal Proyecto Eólico El Cacao		€ -	€ -	€ 28.969,71	€ 28.969,71
Número de cuenta	Proyecto Eólico Rio Naranjo	2016	2017	2018	Total período
1.2.3.01.01.01.01	OBRA METALMECANICA GENERACION EOLICA AL COSTO			€ -	€ -
1.2.3.01.01.99.01	OBRA ELECTROMECHANICA GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO			€ 6.923,78	€ 6.923,78
1.2.3.01.02.01.01	OBRA CIVIL ACTIVOS GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO			€ 2.952,22	€ 2.952,22
1.2.3.01.02.99.01	EQUIP. COMUNI. MONITOR GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO			€ 16,85	€ 16,85
1.2.3.01.03.01.01	MOBI. EQUIP. OFICI. GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO			€ 14,15	€ 14,15
1.2.3.01.04.01.	EQUIP. ELECTRONICO GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO			€ 102,52	€ 102,52
1.2.3.01.05.01.	TERRENOS GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO			€ -	€ -
1.2.3.01.06.01.	LINEA TRANSMISION GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO			€ 41,01	€ 41,01
Subtotal Planta General		€ -	€ -	€ 10.050,54	€ 10.050,54
Número de cuenta	Microinversiones Generación	2016	2017	2018	Total período
1.2.3.01.04.01.	Equipos de transporte, tracción y elevación			€ 53,50	€ 53,50
1.2.3.01.99.01.	Maquinaria, equipos y mobiliarios diversos			€ 5,53	€ 5,53
1.2.3.01.02.01.01	Obra civil plantas de generación hidráulica	€ 63,51	€ 55,01	€ 25,00	€ 143,51
Subtotal Planta General		€ 63,51	€ 55,01	€ 84,03	€ 202,54
TOTAL		€ 38.799,80	€ 1.072,41	€ 39.104,28	€ 78.976,50

Fuente: Coopeguanacaste

Una vez analizada la petición de ajuste tarifario presentado por Coopeguanacaste, y luego de revisados los parámetros económicos de tipo de cambio y las inflación interna y externa, en el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones, según la IE (ajustada por el porcentaje de ejecución, y por el respectivo índice de precios):

Cuadro N° 5
Sistema de generación, Coopeguanacaste
Adiciones de activos propuesto por Aresep
Cifras en millones de colones

Resumen de adiciones contable-Propuesta ARESEP (montos en millones de colones)						
Cuentas		Detalle	Período			
Número de cuenta	Central Hidroeléctrica Bijagua		2016	2017	2018	Total período
1.2.3.01.01.01.01	OBRA METALMECANICA GENERACION HIDRAULICA AL COSTO		₡ 4.834,21	₡ 508,52		₡ 508,52
1.2.3.01.01.99.01	OBRA ELECTROMECHANICA GENERACION ACTIVIDAD		₡ 4.841,21	₡ 508,89		₡ 5.350,10
1.2.3.01.02.01.01	OBRA CIVIL ACTIVOS GENERACION ACTIVIDAD HIDRAULICA AL COSTO		₡ 27.229,32			₡ 27.229,32
1.2.3.01.02.99.01	EQUIP. COMUNI. MONITOR GENERACION ACTIVIDAD		₡ 48,30			₡ 48,30
1.2.3.01.03.01.01	MOBI. EQUIP. OFICI. GENERACION ACTIVIDAD HIDRAULICA		₡ 0,92			₡ 0,92
1.2.3.01.04.01.	EQUIP. ELECTRONICO GENERACION ACTIVIDAD		₡ 18,18			₡ 18,18
1.2.3.01.05.01.	TERRENOS GENERACION ACTIVIDAD HIDRAULICA AL		₡ 802,23			₡ 802,23
1.2.3.01.06.01.	LINEA TRANSMISION GENERACION ACTIVIDAD HIDRAULICA		₡ 961,94			₡ 961,94
Subtotal Central Hidroeléctrica Bijagua			₡ 38.736,30	₡ 1.017,41	₡ -	₡ 39.753,71
Número de cuenta	Proyecto Eólico El Cacao		2016	2017	2018	Total período
1.2.3.01.01.01.01	OBRA METALMECANICA GENERACION EOLICA AL COSTO				₡ -	₡ -
1.2.3.01.01.99.01	OBRA ELECTROMECHANICA GENERACION ACTIVIDAD				₡ -	₡ -
1.2.3.01.02.01.01	OBRA CIVIL ACTIVOS GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL				₡ -	₡ -
1.2.3.01.02.99.01	EQUIP. COMUNI. MONITOR GENERACION ACTIVIDAD EOLICA				₡ -	₡ -
1.2.3.01.03.01.01	MOBI. EQUIP. OFICI. GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL				₡ -	₡ -
1.2.3.01.04.01.	EQUIP. ELECTRONICO GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL				₡ -	₡ -
1.2.3.01.05.01.	TERRENOS GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO				₡ -	₡ -
1.2.3.01.06.01.	LINEA TRANSMISION GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL				₡ -	₡ -
Subtotal Proyecto Eólico El Cacao			₡ -	₡ -	₡ -	₡ -
Número de cuenta	Proyecto Eólico Río Naranjo		2016	2017	2018	Total período
1.2.3.01.01.01.01	OBRA METALMECANICA GENERACION EOLICA AL COSTO				₡ -	₡ -
1.2.3.01.01.99.01	OBRA ELECTROMECHANICA GENERACION ACTIVIDAD				₡ 6.923,78	₡ 6.923,78
1.2.3.01.02.01.01	OBRA CIVIL ACTIVOS GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL				₡ 2.952,22	₡ 2.952,22
1.2.3.01.02.99.01	EQUIP. COMUNI. MONITOR GENERACION ACTIVIDAD EOLICA				₡ 16,85	₡ 16,85
1.2.3.01.03.01.01	MOBI. EQUIP. OFICI. GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL				₡ 14,15	₡ 14,15
1.2.3.01.04.01.	EQUIP. ELECTRONICO GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL				₡ 102,52	₡ 102,52
1.2.3.01.05.01.	TERRENOS GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL COSTO				₡ -	₡ -
1.2.3.01.06.01.	LINEA TRANSMISION GENERACION ACTIVIDAD EOLICA AL				₡ 41,01	₡ 41,01
Subtotal Planta General			₡ -	₡ -	₡ 10.050,54	₡ 10.050,54
Número de cuenta	Microinversiones Generación		2016	2017	2018	Total período
1.2.3.01.04.01.	Equipos de transporte, tracción y elevación		₡ -	₡ -	₡ 53,50	₡ 53,50
1.2.3.01.99.01.	Maquinaria, equipos y mobiliarios diversos		₡ 59,62	₡ -	₡ 39,17	₡ 98,79
1.2.3.01.02.01.01	Obra civil plantas de generación hidráulica		₡ -	₡ 55,01	₡ 335,47	₡ 390,48
Subtotal Planta General			₡ 59,62	₡ 55,01	₡ 428,14	₡ 542,77
TOTAL			₡ 38.795,92	₡ 1.072,42	₡ 10.478,68	₡ 50.347,02

Fuente: Elaboración propia

iv. Retiro de activos del sistema de generación.

En el caso de retiro de activos, se determinaron de acuerdo al archivo adjunto a la carpeta ET-CG GEN 2018\ Cap 4- Inversiones\ 4.3 Retiro de Activos. IE-RE-7794. ET-055-2017, en el cual la Coopeguanacaste presenta el detalle y el motivo del retiro de los activos listados para el período 2017, y del período 2016 y 2018, la empresa no presenta detalle ni información.

Cuadro N° 6
Sistema de generación, Coopeguanacaste
Retiro de activos
Cifras en millones de colones

Retiro de activos Base (en millones de colones)						
N° Cuenta	Nombres Cuenta	Período	Valor al costo	Valor revaluado	Depreciación costo	Depreciación revaluada
1.2.3.01.02.01.01	OBRA CIVIL ACTIVOS GENERACION ACTIVIDAD HIDRAULICA AL COSTO	Julio-Diciembre 2017	₡ 8,39			
1.2.3.01.02.01.02	OBRA ELECTROMECANICA GENERACION ACTIVIDAD HIDRAULICA REVALUADA	Julio-Diciembre 2017		₡ 1,43		
1.2.3.01.02.01.03	OBRA CIVIL ACTIVOS GENERACION ACTIVIDAD HIDRAULICA AL COSTO	Julio-Diciembre 2017			₡ 1,81	
1.2.3.01.02.01.04	OBRA CIVIL ACTIVOS GENERACION ACTIVIDAD HIDRAULICA REVALUADA	Julio-Diciembre 2017				₡ 0,24
Sub Total			₡8,39	₡1,43	₡1,81	₡0,24

Fuente: Coopeguanacaste

Es importante resaltar que la Coopeguanacaste presentó el detalle de los activos retirados para el año 2017 a nivel de auxiliar. Ver formulario IE-RE-7794.

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 Coopeguanacaste, así como las circunstancias presentadas que influyeron en el desarrollo de los cálculos.

Coopeguanacaste, obtuvo para el sistema de generación, un costo de capital propio del 5,69% y un 7,81% del costo promedio ponderado de capital, 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 auditados a diciembre 2016.

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 <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>. En este caso corresponde a un 2,13% electrónica
- ✓ 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 0,25 para el periodo en estudio y el beta apalancado de 0,57.
- ✓ Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,67%. 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 reconocieron los siguientes préstamos:

No.OPERACION	Actividad de Generación, saldos junio 2017		Bancos
	PROYECTO	Saldos	
#5859246-5859260	CH CANALETE	1.042.524.453,51	BCR
#5859692	CH BIJAGUA	1.201.572.568,90	BCR
#5885101	CH BIJAGUA	1.395.549.769,30	BCR
#50105506	CH BIJAGUA	804.118.561,52	BICSA
#001-0202-003-30702127	CH BIJAGUA	4.834.050.719,10	BNCR
#1102-9-31794460	CH BIJAGUA	3.858.914.250,64	BANCREDITO
#1-596-1-2-5915401	CH BIJAGUA	5.826.518.969,70	BCR
#0840102149640	CH BIJAGUA	9.713.618.914,91	BANCO POPULAR
#001-0202-003-30808692	CH BIJAGUA	2.202.629.042,42	BNCR
#5961397	PE RIO NARANJO	806.000.000,00	BCR

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

Cuadro N° 7
Sistema de generación, Coopeguanacaste
Rédito de Desarrollo, 2018

Coopeguanacaste	Estimación Coopeguanacaste		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	5,69%	7,81%	5,39%	7,51%

Fuente: Aresep

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado a Coopeguanacaste para el sistema de generación (modelo WACC) es de 7,51%; mientras que el costo del capital propio es de 5,39%.

Las diferencias entre el porcentaje de rédito para el desarrollo propuesto por la cooperativa y el obtenido por la IE, se debe a la exclusión del crédito otorgado por las siguientes entidades bancarias BICSA, BCR y BNCR para el Proyecto Eólico El Cacao, dado que este no estaría “útil y utilizable” en el 2018, dado los plazos establecidos en el cronograma propuesto por la petente.

Es importante indicar que el monto correspondiente al rédito para el desarrollo (¢ 4 613,14), debe ser suficiente para atender el pago de intereses de las deudas de largo plazo de la cooperativa, así como las micro-inversiones y algunas erogaciones de las macro-inversiones que pretenda desarrollar la cooperativa.

e. Base tarifaria

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente según la resolución RJD-141-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP) y el capital de trabajo (CT).

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

Los saldos de los Estados Financieros Auditados de Coopeguanacaste con corte a diciembre 2016, en conjunto con la información aportada en el Capítulo 6 “Base Tarifaria” son el insumo inicial para el cálculo de la base tarifaria.

Los criterios técnicos utilizados para el presente estudio tarifario parten de los saldos reportados en el Estado Financiero Auditado de Coopeguanacaste con corte a diciembre 2016, los indicadores económicos (detallados en la sección de parámetros económicos de este informe), tasas de depreciación (detalladas en la sección de depreciación) y los porcentajes de componente local y externo que se detallan a continuación:

Cuadro N° 8
Sistema de Generación, Coopeguanacaste
Distribución del componente local y externo por cuenta
(Expresado en términos porcentuales)

Sistema Generación		Componente local	Componente externo
Planta Hidroeléctrica Bijagua	Equipo Electronico	92,00%	8,00%
	Equipo de comunicación	92,00%	8,00%
	Linea de transmisión	92,00%	8,00%
	Obra civil	92,00%	8,00%
	Obra metalmeccanica	92,00%	8,00%
	Obra electromecanica	92,00%	8,00%
	Terrenos	92,00%	8,00%
Planta Hidroeléctrica Canaleta	Equipo de comunicación	92,00%	8,00%
	Equipo y mobiliario de oficina	92,00%	8,00%
	Equipo Electronico	92,00%	8,00%
	Linea de transmisión	92,00%	8,00%
	Obra civil	92,00%	8,00%
	Obra electromecanica	92,00%	8,00%
	Obra metalmeccanica	92,00%	8,00%
Planta General	Terrenos	100,00%	0,00%
	Miscelaneo	100,00%	0,00%
	Edificios	100,00%	0,00%
	Herramientas	100,00%	0,00%
	Mobiliario y Equipo	100,00%	0,00%
	Equipo Electronico	100,00%	0,00%
	Equipo de comunicación	100,00%	0,00%
	Equipo de transportes	100,00%	0,00%
Pozo	100,00%	0,00%	
Planta Eolica Cacao	Equipo Electronico	92,00%	8,00%
	Linea de transmisión	92,00%	8,00%
	Obra civil	92,00%	8,00%
	Obra Electromecanica	92,00%	8,00%
	Obra Metalmeccanica	92,00%	8,00%
Planta Eolica Rio Naranjo	Terrenos	92,00%	8,00%
	Equipo de comunicación	92,00%	8,00%
	Equipo y mobiliario de oficina	92,00%	8,00%
	Equipo Electronico	92,00%	8,00%
	Linea de transmisión	92,00%	8,00%
	Obra civil	92,00%	8,00%
	Obra Electromecanica	92,00%	8,00%

Fuente: Coopeguanacaste.

i. Adiciones de activos:

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

ii. Retiros de activos:

Para lo correspondiente al retiro de activos para los periodos 2017 y 2018, tal y como lo establece la metodología RJD-141-2015: “Cuando no media prevención o disposición en relación al tema, existe el criterio de aplicar un porcentaje similar a la depreciación para cada grupo de activos, por concepto de retiro activos, tanto en los valores al costo como revaluado.” Por lo tanto, se utiliza este criterio para el cálculo de los retiros correspondientes a los periodos 2017 y 2018.

iii. Cálculo del activo fijo neto revaluado:

Para el proceso de análisis de la información aportada por Coopeguanacaste en el Capítulo 6 Base Tarifaria, se procedió a depurar la información incluida en los auxiliares de activos del sistema de generación y planta general, asociado al porcentaje reconocido sobre las inversiones pretendidas para el periodo de solicitud tarifaria. Con base en lo expuesto anteriormente se obtienen diferencias en el cálculo del AFNOR para los años 2017 y 2018 según se detalla a continuación:

Cuadro N° 9
Sistema de Generación, Coopeguanacaste
Detalle del activo fijo neto en operación revaluado por sistema - Cálculo
IE, 2016-2018
(Datos en millones de colones)

Año base 2016	Coopeguanacaste	Aresep	Variación Absoluta	Variación porcentual
Activo fijo al costo	₡56.034,33	₡56.034,33	₡0,00	0,00%
Depreciación al costo	₡3.590,49	₡3.590,49	₡0,00	0,00%
Revaluación	₡3.054,51	₡3.054,51	₡0,00	0,00%
Depreciación de la Revaluación	₡582,20	₡582,20	₡0,00	0,00%
AFNOR T	₡54.916,15	₡54.916,15	₡0,00	0,00%

Año 2017	Coopeguanacaste	Aresep	Variación Absoluta	Variación porcentual
Activo fijo al costo	₡55.964,31	₡55.913,66	₡50,64	0,09%
Depreciación al costo	₡4.541,89	₡3.469,84	₡1.072,05	23,60%
Revaluación	₡3.581,25	₡3.977,24	(₡395,99)	-11,06%
Depreciación de la Revaluación	₡676,20	₡624,07	₡52,13	7,71%
AFNOR T	₡54.327,47	₡55.796,99	(₡1.469,53)	-2,70%

Año 2018	Coopeguanacaste	Aresep	Variación Absoluta	Variación porcentual
Activo fijo al costo	₡96.163,91	₡65.198,53	₡30.965,38	32,20%
Depreciación al costo	₡5.714,49	₡3.454,65	₡2.259,85	39,55%
Revaluación	₡5.452,83	₡6.495,32	(₡1.042,49)	-19,12%
Depreciación de la Revaluación	₡943,08	₡740,56	₡202,52	21,47%
AFNOR T	₡94.959,16	₡67.498,64	₡27.460,52	28,92%

Fuente: Información de Coopeguanacaste y Aresep.

Las variaciones reflejadas en los cuadros anteriores obedecen a las adiciones y retiros aprobados en el apartado de inversiones y los parámetros económicos detallados en el presente informe.

De igual manera para la proyección de la base tarifaria realizada por la cooperativa, se aleja de lo establecido en la metodología RJD-141-2015 en las partidas correspondientes a “Revaluación” y “Depreciación de la Revaluación”, tal como se puede observar en los documentos electrónicos “IE-RE-7723 Reporte de activos fijos Generación 2017 y IE-RE-7723 Reporte de activos fijos Generación 2018” y sus respectivos auxiliares para los periodos 2017 y 2018.

iv. Depreciación:

Las tasas de depreciación son las aprobadas por la Aresep, aportadas por Coopeguanacaste en el expediente tarifario ET-055-2017 en el capítulo número 6 “Base Tarifaria”.

Cuadro N° 10
Sistema de Generación, Coopeguanacaste
Tasas de depreciación
(Expresado en términos porcentuales)

Sistema Generación		
Planta Hidroeléctrica Bijagua	Equipo Electronico	10,00%
	Equipo de comunicación	10,00%
	Linea de transmisión	2,50%
	Obra civil	2,00%
	Obra metalmeccanica	2,50%
	Obra electromecanica	2,50%
	Terrenos	0,00%
Planta Hidroeléctrica Canalete	Equipo de comunicación	10,00%
	Equipo y mobiliario de oficina	10,00%
	Equipo Electronico	10,00%
	Linea de transmisión	2,50%
	Obra civil	2,00%
	Obra electromecanica	2,50%
	Obra metalmeccanica	2,50%
	Terrenos	0,00%
Planta General	Terrenos	0,00%
	Miscelaneo	10,00%
	Edificios	2,00%
	Herramientas	20,00%
	Mobiliario y Equipo	10,00%
	Equipo Electronico	10,00%
	Equipo de comunicación	10,00%
	Equipo de transportes	10,00%
	Pozo	0,00%
Planta Eolica Cacao	Equipo Electronico	10,00%
	Linea de transmisión	2,50%
	Obra civil	2,00%
	Obra Electromecanica	2,50%
	Obra Metalmeccanica	2,50%
	Terrenos	0,00%
Planta Eolica Rio Naranjo	Equipo de comunicación	10,00%
	Equipo y mobiliario de oficina	10,00%
	Equipo Electronico	10,00%
	Linea de transmisión	2,50%
	Obra civil	2,00%
	Obra Electromecanica	2,50%

Fuente: Coopeguanacaste.

La cooperativa aplica incorrectamente lo establecido en la metodología RJD-141-2015 en su apartado 5.1.2 que corresponde al cálculo del activo fijo neto en operación revaluada promedio (AFNORP), específicamente en los rubros de revaluación y depreciación revaluada, lo que provoca una diferencia en el gasto por depreciación para los años 2017 y 2018 de aproximadamente ¢ 639 millones y ¢1 520 millones respectivamente, tal y como se observa a continuación:

Cuadro N° 11
Sistema de Generación, Coopeguanacaste
Depreciación de los periodos 2017-2018
(Expresado en millones de colones)

Gasto por depreciación	Coopeguanacaste	Aresep	Variación Absoluta	Variación porcentual
2017	₡1.771,83	₡1.132,27	₡639,56	36,10%
2018	₡2.776,28	₡1.255,29	₡1.520,99	54,79%

Fuente: Información de Coopeguanacaste y Aresep.

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 2017 y 2018, se tomó como año base el 2016, con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo. Se consideran los meses reales de enero y junio 2017, así como la proyección de julio a diciembre del 2017 con la respectiva inflación, según la naturaleza de la partida.
- Se realizó un análisis histórico de las partidas para cada uno de los periodos 2015 - 2016 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 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 1,7% y 3,3% para los periodos 2017 y 2018, respectivamente. Asimismo, se incorporaron los gastos extraordinarios o nuevas contrataciones debidamente justificadas.
- Los tipos de cambio promedios utilizados son de ₡572,74 y ₡572,85 por US\$ para los periodos 2017 y 2018, 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 valoraron las justificaciones que presentó Coopeguanacaste, 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.
- Para el caso de partidas cuya proyección o ejecución no esté supeditado al indicador económico (se refiere a aquellas partidas que, como resultado de comparar dos periodos, su variación porcentual refleja un dato inferior a dicho indicador), 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 Coopeguanacaste, siendo los porcentajes para aplicación los siguientes: 6,57%, 60,88%, 2,00% y 30,55% para las actividades de generación, distribución, alumbrado público y servicios no regulados, respectivamente.
- Se analizó las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:
 - ✓ El año base utilizado fue con corte a diciembre 2016 y para el 2017 se consideró una base real de enero a junio.
 - ✓ La empresa envió para el periodo 2016 y la porción real del 2017 la planilla de cada uno de los meses y los comprobantes de la CCSS, sin embargo al no tener esta Intendencia la información segregada y clarificada por centros de costos o actividades y todas las partidas que componen las cuentas de remuneración dificultó el trabajo de conciliación de la planilla con la CCSS a un mayor nivel de detalle sin embargo, a nivel de totales se revisó la conciliación de salarios con la información aportada por Coopeguanacaste en el estudio tarifario y se encontraron diferencias mínimas que no llegan al 1% del total de la planilla.
 - ✓ Para el sistema de distribución, comercial y administrativo la empresa envió el detalle de las cuentas de la cooperativa lo que permitió utilizarlas como base y posteriormente aplicar los “drivers” de contabilidad regulatoria. Para el sistema de generación no enviaron el mismo nivel de detalle, enviaron información de 3

centros de costo que en relación con ellos la empresa realizo sus proyecciones, y parte de esta información contenía datos que estaban con formato de valores, lo cual impedía su trazabilidad, ante esta limitante se tuvo que trabajar con los datos globales para realizar el análisis y la proyección.

- ✓ *En administrativo de generación, según correo enviado el día 12 de octubre de 2017 el cual consta en el expediente en el folio 145, la Coopeguanacaste indicó que el gasto administrativo en generación corresponden a ¢171,33 millones y que para conciliar los estados contables con la contabilidad regulatoria, fue necesario incluir el monto de ¢348,14 millones. Por lo anterior en la proyección solo se consideraron los datos de las partidas salariales constadas en el archivo “RIE-068-DIC2016”*
- ✓ *Para administrativo de generación, algunas cuentas presentan un crecimiento significativo en el 2017 y 2018 y la empresa no justifico razonablemente el incremento, en algunos casos apporto archivos en Excel de respaldo con los movimientos de la cuenta, pero no la justificación en prosa que sustente y respalde el crecimiento por lo que se reconoció el periodo anterior más inflación.*
- ✓ *Para la cuenta de contribuciones patronales se contemplaron para el total de remuneraciones los siguientes porcentajes CCSS 14,33%, IMAS 0,50%, INA 1,50%, Asignaciones Familiares 5%, BPDC 0,50%.*
- ✓ *Los componentes del salario personal según contabilidad regulatoria para la asignación de drivers utilizados por la empresa fueron los siguientes:*

CUENTA	DESCRIPCION
6-01-01-00-000	SALARIOS
6-01-02-00-000	VACACIONES
6-01-03-00-000	C.C.S.S.
6-01-05-00-000	BANCO POPULAR
6-01-06-00-000	I.N.A.
6-01-07-00-000	I.M.A.S.
6-01-08-00-000	ASIGNACIONES FAMILIARES
6-01-09-00-000	AGUINALDO
6-01-10-00-000	PRESTACIONES LEGALES
6-01-13-00-000	SUBSIDIOS
6-01-14-00-000	CAPACITACION DE PERSOL

Esto permitió evidenciar que en la proyección dentro de la partida de personal, la empresa omitió las cuentas del (FCL) Fondo de Capitalización Laboral y (ROP) Régimen Obligatorio de Pensiones, por lo que en la proyección la IE procede a reconocerlos ya que son componentes integrales y obligatorios dentro del pago de las remuneraciones de los empleados, siendo el FCL un 3% y para el ROP un 1,5% correspondiente al Régimen Obligatorio 0,50%, y Cuota INS LPT 1%.

- ✓ *De aguinaldo se reconoció el 8,33% del total de salarios.*
- ✓ *Para prestaciones legales en el archivo “RESPUESTA OFICIO 1447-IE-2017-27823” la empresa está indicando que en el área de generación no tiene previsto jubilación y que en el archivo\ET-CG DIST 2018\Capitulo 7 Análisis Financiero\7.2.1 respaldos gastos y costos\salarios y cargas sociales se puede observar que no existe ningún empleado de generación próximo a jubilarse. Por lo tanto, no se reconoce costo alguno en esta partida para generación.*
- ✓ *Se excluyó para el 2018 el incremento en salarios correspondiente al proyecto eólico El Cacao, ya que el mismo no entrará en operación en la fecha establecida, según análisis del área de inversiones.*

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

• Gastos del operación y mantenimiento:

Con la entrada en vigencia de la resolución RIE-068-2016 “Simplificación y estandarización de información financiero-contable (servicio de suministro de electricidad que prestan las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas De Electrificación Rural)”, en el “Por Tanto V” se estableció que “[...] en la presentación de los estudios tarifarios a partir de abril 2017 y para el cumplimiento de la RIE-131-2015 del 18 de noviembre de 2015, se deberán utilizar los planes de cuentas uniformes establecidos en esta resolución. [...]”.

Por lo anterior, Coopeguanacaste presentó el formulario “IE-RE-7717 Registro de Costos y Gastos Generación” basado en el plan de cuentas de contabilidad regulatoria, la cual, para los gastos de operación y mantenimiento se divide en tres grandes cuentas tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N°12
Sistema de Generación, Coopeguanacaste
Estructura de costos y gastos operación y mantenimiento

5.2.	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación
5.2.1.	Costos de la gerencia de operación y mantenimiento central
5.2.2.	Costos de operación
5.2.3.	Costos de mantenimiento

Fuente: Intendencia de Energía, ET-055-2017

El cuadro que precede muestra las cuentas que conforman la estructura de costos y gastos administrativos, estas a su vez tienen partidas en un nivel inferior, Coopeguanacaste presentó los saldos para el análisis de estas partidas denominadas “Personal”, “Materiales”, “Servicios contratados”, “Alquileres”, “Seguros”, “Combustibles”, “Lubricantes” y “Otros”.

De acuerdo con la información adicional, se presenta el resultado del análisis de las diferentes partidas:

➤ **Materiales:**

Al analizar esta partida, se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✓ Del monto presentado por la Cooperativa, para las diferentes cuentas que forman los costos de operación y mantenimiento, se ajustó un monto de ¢48 millones los cuales corresponden a la proyección de compra de repuestos para los equipos y línea de transmisión ya que los mismos fueron considerados como parte de los gastos y se incluyen como parte de las inversiones.
- ✓ El monto total de gastos reconocido en esta partida es de ¢49,8 millones.

➤ **Servicios Contratados:**

Al analizar esta partida, se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✓ Dentro de esta partida se incluyen los servicios de operación y mantenimiento de las plantas generadoras las cuales se asignan de la siguiente forma:

5.2.2.	Costos de operación	6%
5.2.3.01.01.	Mantenimiento preventivo	93%
5.2.3.01.02.	Mantenimiento correctivo	1%

También se incluyen los contratos para prueba de generadores y transformadores y contrato de reparación de la tubería de presión de Canalete. Del análisis efectuado se pudo determinar que el monto del contrato de operación y mantenimiento de las plantas hidroeléctrica Canalete y Bijagua era mayor al presentado por la Cooperativa por lo que se procedió a ajustarlo.

- ✓ *Por otro lado, el contrato de reparación de la tubería de presión de Canalete por un monto de ¢400 millones y al hacer un análisis a nivel técnico ingenieril y contable se determinó que una parte del mismo (¢296 millones) se debía tomar como una mejora (capitalizable) y otra parte como gasto (¢50,5 millones), además al utilizar el monto del contrato (\$605 003,02) por el tipo de cambio establecido por IE provocó un ajuste a la baja de ¢53,4 millones.*
- ✓ *El monto total reconocido para esta partida es de ¢1 114,7 millones.*

➤ **Alquileres:**

Para esta partida, se reconoce el monto presentado por el petente de ¢29,2 millones que corresponden al alquiler de la finca del proyecto eólico Río Naranjo.

➤ **Seguros:**

Tomando en consideración la naturaleza de la partida, se verificaron los montos correspondientes a los contratos según los comprobantes presentados y la información disponible, la distribución y estimación de las pólizas se efectuó tomando en consideración la naturaleza de la partida y según lo establecido por la empresa.

- ✓ *Con relación a la póliza de automóviles el monto reconocido se basa en los datos brindados por Coopeguanacaste según archivo "PT-SEGUROS Proyecciones ARESEP EXPED.xlsx".*
- ✓ *En la Póliza Responsabilidad Civil se presentan discrepancias entre la información del cuadro consolidado con la contenida en el expediente. No se justifica la relación entre el valor asegurable y los respectivos montos de la prima y gasto por seguro para los años 2015, 2016, y no se presentan sus respectivos comprobantes. De igual forma, en el 2017 se considera como el monto de la prima y gasto por seguro, el monto establecido como valor asegurable en el año 2016. Para su estimación se utiliza lo establecido en los comprobantes presentados.*
- ✓ *Se presentan discrepancias en el año 2017 entre la información del cuadro con la contenida en el expediente, al considerarse como el monto*

de la prima y gasto por seguro, el monto establecido como valor asegurable en el año 2016. Para su estimación se utiliza lo establecido en los comprobantes presentados para las siguientes pólizas:

- *Póliza de Fidelidad, la Póliza de Valores en Tránsito y en la Póliza de Vigilancia.*
 - *Póliza de Canalete.*
 - *Póliza de seguro de obra civil de proyecto hidroeléctrico Bijagua. Las nuevas obras en el 2017 y 2018 no están debidamente justificadas por lo que no se reconocen.*
 - *Póliza de Incendio.*
- ✓ *En el cuadro presentado por Coopeguanacaste se incorpora la póliza de equipo electrónico, la cual no se considera debido a que está contemplada dentro de la póliza de incendio todo riesgo, según lo indicado por Coopeguanacaste y lo establecido en la póliza. Esta muestra un valor de nuevas obras asegurables, lo cual no está debidamente justificado.*
- ✓ *Se reconocen los seguros del equipo de contratistas y transporte interior y se utiliza la asignación y distribución efectuada por la empresa para el seguro de automóviles.*
- ✓ *Se reconocen los seguros de obra civil P.E. Río Naranjo a partir de abril del 2018, y no como lo estimó la cooperativa a partir de febrero, conforme al informe del proceso de inversiones que considera que no será posible para Coopeguanacaste tener la planta operativa en la fecha estimada, considerando como fecha de inicio al mes de abril de 2018.*
- ✓ *Por no estar debidamente justificada y no tener soporte documental, no se reconoce las siguientes pólizas:*
- *Nuevas obras asegurables que se muestra en el proyecto de seguro obra civil Proyecto hidroeléctrico Bijagua.*
 - *Seguro de garantía ambiental.*
 - *Póliza de vida de los directores.*
 - *Póliza de obra del Centro de Convenciones*

- *Póliza básica de accidentes de los miembros del consejo de administración*
- ✓ *No se reconoce el seguro correspondiente a la obra civil de P.E. El Cacao por ¢11,34, (octubre, noviembre, diciembre del 2018), ya que el informe del área de inversiones indica que no será posible para Coopeguanacaste tener capitalizado y operativo este proyecto en el año 2018.*

El monto asignado por concepto de seguros a los gastos de operación y mantenimiento del sistema de generación es de ¢247,55 millones para el año 2018, lo cual representa una variación de -13,88% con respecto a lo solicitado por Coopeguanacaste (¢287,44 millones).

➤ **Combustibles:**

Esta partida refleja el combustible que se utilizará en las herramientas (motosierras, guarañas, etc.) del proceso de mantenimiento preventivo, se reconoce el monto presentado por el petente de ¢2 millones.

➤ **Lubricantes:**

Esta partida refleja los aceites que se utilizarán en las centrales de lubricación e hidráulicas del proceso de mantenimiento preventivo, se reconoce el monto presentado por el petente de ¢8 millones.

➤ **Otros:**

Al analizar esta partida, se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✓ *En esta partida no se reconocen lo correspondiente a ayudas sociales y charlas a estudiantes ya que se consideran que estos gastos no se relacionan con la prestación del servicio público.*
- ✓ *Por otro lado, se excluye lo correspondiente a arreglos de caminos, esto por no existir una justificación y un respaldo razonable para que esta Intendencia pueda corroborar que los montos presentados por la Cooperativa son adecuados.*

Por lo anterior el monto reconocido para esta partida es de ¢1,5 millones para el 2018.

- **Gastos administrativos:**

La Cooperativa, asignó los gastos administrativos con los porcentajes de asignación del 6,57%, 60,88%, 2% y 30,55% entre los sistemas de generación, distribución, alumbrado público y actividades no reguladas respectivamente.

Con la entrada en vigencia de la resolución RIE-068-2016 “Simplificación y estandarización de información financiero-contable (servicio de suministro de electricidad que prestan las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas De Electrificación Rural)”, en el “Por Tanto V” se estableció que “[...] en la presentación de los estudios tarifarios a partir de abril 2017 y para el cumplimiento de la RIE-131-2015 del 18 de noviembre de 2015, se deberán utilizar los planes de cuentas uniformes establecidos en esta resolución. [...]”.

Por lo anterior, Coopeguanacaste presentó el formulario “IE-RE-7717 Registro de Costos y Gastos Generación” basado en el plan de cuentas de contabilidad regulatoria y que en relación con los gastos administrativos se incluyó los drivers a utilizar en la estructura de costos, tal como se muestra seguidamente:

Cuadro N° 13
Sistema de Generación, Coopeguanacaste
Estructura de costos y gastos administrativos
Con sus respectivos drivers

5.4.	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	
5.4.1.	Gastos de las unidades administrativas (de apoyo a la gestión)	Driver
5.4.1.01.	Gerencia general y estratégica	9%
5.4.1.02.	Auditoría interna y control de gestión	11%
5.4.1.03.	Legales	3%
5.4.1.04.	Relaciones públicas e institucionales	4%
5.4.1.05.	Contaduría y tesorería	22%
5.4.1.06.	Administración y finanzas	2%
5.4.1.07.	Regulación	2%
5.4.1.08.	Logística y servicios generales	10%
5.4.1.09.	Servicios informáticos	20%
5.4.1.10.	Recursos humanos	8%
5.4.1.99.	Otras gerencias de apoyo administrativo	7%

Fuente: Intendencia de Energía, ET-055-2017, ET-056-2017

El cuadro que precede muestra las cuentas que conforman la estructura de costos y gastos administrativos, estas a su vez tienen partidas en un nivel inferior, Coopeguanacaste presentó los saldos para el análisis de estas partidas denominadas “Personal”, “Materiales”, “Servicios contratados”, “Alquileres”, “Seguros” y “Otros”, y para la distribución de los montos totales se utilizaron los siguientes conductores:

Cuadro N° 14
Sistema de Generación, Coopeguanacaste
Conductores de costos y gastos

Gastos Administrativos	
Partidas de quinto nivel tarifario	
Personal	69%
Materiales	6%
Servicios contratados	1%
Alquileres	0%
Seguros	3%
Otros	20%

Fuente: Intendencia de Energía, ET-055-2017, ET-056-2017

De acuerdo con la información adicional, se presenta el resultado del análisis de las cuentas:

➤ **Materiales:**

En el proceso de homologación de la partida “Materiales” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:

- 6-01-26-00-000 PAPELERIA Y UTILES DE OFICINA
- 6-01-36-00-000 MATERIAL DE ASEO
- 6-01-48-00-000 MATERIALES Y SERVICIOS
- 6-01-27-00-000 ELECTRICIDAD
- 6-01-28-00-000 TELEFONO
- 6-01-29-00-000 AGUA (IMPUESTO Y TASA)
- 6-01-43-00-000 COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✓ No justificó la partida “papelería y útiles de oficina”, pese a que describe el tipo de materiales que se registran en la cuenta, la Cooperativa no

explicó el origen de esas erogaciones, por lo cual se proyectó utilizando el indicador económico inflación.

- ✓ *La cooperativa motiva el crecimiento de la partida “Agua (Impuesto y tasa)” en el año 2017, con el cambio tributario de algunos vehículos de la empresa, para poder comercializarlos. Esta situación corresponde a un gasto no recurrente, por lo cual se excluyó de la proyección.*
- ✓ *Las demás partidas de materiales no presentan diferencias respecto a lo solicitado por la cooperativa y lo incluido a nivel de tarifas.*
- ✓ *Los montos de materiales para el año 2018 sin aplicar drivers ascienden a las sumas de ¢4,15 y ¢3,34 millones según la contabilidad de Coopeguanacaste y la depuración de Aresep, respectivamente.*
- ✓ *Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la cooperativa las cifras corresponden a ¢13,27 y ¢11,65 millones de Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados.*

➤ **Servicios Contratados:**

En el proceso de homologación de la partida “Servicios Contratados” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:

- 6-01-24-00-000 HONORARIOS PROFESIONALES
- 6-01-33-00-000 COMUNICACIONES

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✓ *Las partidas de “servicios contratados” no presentan diferencias respecto a lo solicitado por la cooperativa y lo incluido a nivel de tarifas.*
- ✓ *El monto de servicios contratados para el año 2018 sin aplicar drivers asciende a la suma de ¢2,23 millones según la contabilidad de Coopeguanacaste y la depuración de Aresep.*
- ✓ *Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la cooperativa las cifras corresponden a ¢3,36 y ¢2,95 millones de Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados.*

➤ **Alquileres:**

En esta partida la homologación de uno a uno, o sea que tanto en el plan de cuentas de contabilidad regulatoria y la cuenta contable de la empresa utilizó la misma denominación. En lo que respecta al año 2018 la partida no presenta ningún movimiento según la contabilidad de la empresa; sin embargo, al aplicar los drivers a los gastos de la cooperativa se evidencia el gasto por este concepto por el monto de ¢100 000,00.

➤ **Seguros:**

Los montos asignados a los gastos administrativos son ¢4,79 millones para el año 2018, lo cual representa una variación de -16,95% con respecto a lo solicitado por Coopeguanacaste (¢5,76 millones).

➤ **Otros:**

En el proceso de homologación de la partida “Otros” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:

- 6-01-11-00-000 VIATICOS Y RECONOCIMIENTOS
- 6-01-12-00-000 UNIFORME DE EMPLEADOS
- 6-01-15-00-000 DIETAS CONSEJO ADMINISTRACION
- 6-01-16-00-000 DIETAS COMITE DE VIGILANCIA
- 6-01-18-00-000 GASTOS CONSEJO DE ADMINISTRACION
- 6-01-19-00-000 GASTOS COMITE DE VIGILANCIA
- 6-01-21-00-000 GASTOS DE ASAMBLEA
- 6-01-22-00-000 GASTOS DE REPRESENTACION
- 6-01-23-00-000 ATENCION A FUNCIONARIOS
- 6-01-25-00-000 KILOMETRAJE
- 6-01-31-00-000 COMISION AGENCIA DE COBRO
- 6-01-32-00-000 SERVICIO DE COMPUTO
- 6-01-37-00-000 MANTENIMIENTO DE PLANTA
- 6-01-38-00-000 MANT.EQ RADIO COMUNICACION
- 6-01-39-00-000 MAT.EQ.TALLER Y HERRAMIENTAS
- 6-01-40-00-000 MAT.MOB.EQUIPO DE OFICINA
- 6-01-41-00-000 MANT.EDIFICIO Y ESTRUCTURA
- 6-01-42-00-000 MAT.SISTEMA ALUMBRADO PUBLICO
- 6-01-44-00-000 REPUESTOS DE VEHICULOS
- 6-01-45-00-000 ENDEREZADO Y PINTURA
- 6-01-46-00-000 LLANTAS
- 6-01-47-00-000 BATERIAS
- 6-01-49-00-000 DERECHOS DE CIRCULACION
- 6-01-50-00-000 PARQUEO Y PEAJE
- 6-01-71-00-000 RECLAMOS POR DAÑOS
- 6-01-72-00-000 FUNCION REGULADORA ARESEP
- 6-01-73-00-000 OTROS GASTOS
- 6-01-74-00-000 BONIFICACION ATENCION AGENCIA
- 6-01-75-00-000 GASTOS JUDICIALES

- 6-01-76-00-000 DISPOSITIVOS DE LOCALIZACION
GPS(AUTOM)
- 6-01-78-00-000 GASTOS CONSULTORIO MEDICO
- 6-01-79-00-000 MANTENIMIENTO PLANTA GENERAL
- 6-01-81-00-000 TRANSPORTE
- 6-01-83-00-000 ATENCION A ASOCIADOS
- 6-01-86-00-000 LECTURAS MEDIDORES,CORTAS Y
RECONEXIONES
- 6-01-88-02-000 GASTOS POR COMISIONES EN PAGO DE
SERVICIOS
- 6-01-88-03-000 GASTOS POR COMISIONES BANCARIAS
- 6-01-90-00-000 HERRAMIENTAS REV
- 6-01-91-00-000 FONDO DE PENSIONES COMP.OBLIG
- 6-01-92-00-000 GASTOS POR SERVICIOS DE VIGILANCIA
- 6-01-93-01-000 DIETAS TRIBUNAL ELECTORAL
- 6-01-93-02-000 GASTOS TRIBUNAL ELECTORAL

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✓ *Para el año 2017, la cooperativa no justificó la variación de la partida "Dietas consejo administración", por lo cual se proyectó a partir del año 2016, utilizando el indicador económico inflación.*
- ✓ *La partida "gastos de asamblea" presentó un crecimiento del 19% en el año 2017, pese a que se describe el tipo de erogaciones que se registran en esta cuenta, no se justifica el motivo y la cuantía del origen de la variación, por lo anterior se proyecta con la inflación.*
- ✓ *En lo que respecta a gastos administrativos Coopeguanacaste no justificó la variación en la partida "Atención a Funcionarios".*
- ✓ *No justificó la variación del año 2017 de la partida "Mat.eq.taller y herramientas", por lo cual se proyectó utilizando el indicador económico inflación.*
- ✓ *Se excluyó de la proyección los gastos no recurrentes del año 2017 en la partida "Mat.mob. equipo de oficina" por el monto de ¢1,68 millones.*
- ✓ *En lo que respecta a la cuenta "servicios de cómputo" se actualizaron los datos del año 2018 con el tipo de cambio estimado por la Intendencia de energía, se incorporó el gasto no recurrente de la empresa "exactus business software" por la migración de exactus de la versión 6 R6 a la versión 7 por el monto de \$9 872 y se excluyó en el año 2018 el monto sin justificar de la empresa "Soporte crítico S.A." ya que únicamente aportó órdenes de compra que corresponden al año 2015. Adicionalmente se depuró las licencias registradas en esta partida conforme a lo expuesto en el apartado de "Amortización de intangibles" donde se redujo la proyección del año 2018 en la suma de ¢92,77 millones.*

- ✓ Conforme al análisis que se refiere en el apartado de “seguros”, se determinó el importe de esta partida para el año 2018 en la suma de ¢49,13 millones, presentando una reducción de ¢38,58 millones en el monto destinado a gastos administrativos.
- ✓ Las demás partidas clasificadas como “Otros” no presentan diferencias respecto a lo solicitado por la cooperativa y lo incluido a nivel de tarifas.
- ✓ Los montos de “Otros” para el año 2018 sin aplicar drivers ascienden a las sumas de ¢61,36 y ¢46,19 millones según la contabilidad de Coopeguanacaste y la depuración de Aresep, respectivamente.
- ✓ Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la cooperativa las cifras corresponden a ¢49,15 y ¢43,16 millones de Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados.

El total de gastos administrativos para el año 2018 ascienden al monto de ¢2 432,41 millones. Este monto se desglosa en las sumas de ¢211,20, ¢1 964,75, ¢15,76 y ¢240,71 millones para los sistemas de generación, distribución, alumbrado público y actividades no reguladas.

En lo que respecta a los gastos administrativos del sistema de generación, se presenta el siguiente cuadro que resume las partidas presentadas con la contabilidad de la empresa y la depuración de esta Intendencia (sin aplicar drivers).

Cuadro N° 15
Sistema de Generación, Coopeguanacaste
Resumen de partidas - Sin drivers de los Gastos Administrativos
Periodo 2018

Detalle	Coopeguanacaste		Aresep		Δ Abs	Δ %	Peso
Personal	¢	157,45	¢	154,65	¢ (2,80)	-2%	14%
Materiales	¢	4,15	¢	3,34	¢ (0,81)	-20%	4%
Servicios Cont	¢	2,23	¢	2,23	¢ -	0%	0%
Alquileres	¢	-	¢	-	¢ -	0%	0%
Seguros	¢	5,76	¢	4,79	¢ (0,98)	-17%	5%
Otros	¢	61,36	¢	46,19	¢ (15,17)	-25%	77%
Subtotal	¢	230,96	¢	211,20	¢ (19,76)	-9%	100%
	¢						
Depreciaciones	18,27		¢	-	¢ (18,27)	100%	
No tarifarios	¢	-			¢ -	0%	
Total	¢	249,23	¢	211,20	¢ (38,03)	-15%	

Fuente: Elaboración propia. Datos regulatorios ET-056-2016.

Una vez que se asigna el total de gastos entre las distintas cuentas que conforman la estructura de costos de la contabilidad regulatoria (utilizando los drivers que indicó Coopeguanacaste) se presentan los saldos de las partidas en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 16
Sistema de Generación, Coopeguanacaste
Resumen de partidas Gastos Administrativos
Contabilidad Regulatoria - Con drivers
Periodo 2018

Detalle	Coopeguanacaste	Aresep	Δ Abs	Δ %	Peso
Personal	167,06	146,72	(20,34)	-12%	69%
Materiales	13,27	11,65	(1,62)	-12%	6%
Servicios contratados	3,36	2,95	(0,41)	-12%	1%
Alquileres	0,01	0,01	(0,00)	-12%	0%
Seguros	7,63	6,71	(0,93)	-12%	3%
Otros	49,15	43,16	(5,98)	-12%	20%
Total	240,48	211,20	(29,28)	-12%	100%

Fuente: Elaboración propia. ET-055-2016.

Cabe mencionar que en el formulario “IE-RE-7717 Registro de Costos y Gastos Generación.xls” presentado en la solicitud original la Cooperativa refirió al monto de ¢240,48 millones para el sistema de generación, mientras que en la información adicional el formulario citado indica el monto de ¢151,80 millones el cual se extrajo del archivo “RIE-068-2015_DIST.xlsx”, siendo este dato desactualizado por pertenecer al periodo 2015.

El total de gastos administrativos a incluir en la tarifa del sistema de generación para el año 2018, corresponde al monto de ¢211,20 millones.

- **Servicio de regulación**

El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de distribución, generación y alumbrado público, con base a la metodología vigente donde se indica “Canon regulación. Monto autorizado por la Contraloría General de la República (CGR), como pago por los servicios de regulación. Es la suma por concepto de canon de regulación y de calidad. Para su asignación, se considera la metodología vigente que indica la contribución porcentual de los ingresos de cada sistema respecto a los ingresos totales. Cuando sea necesario se considerará su actualización por vía extraordinaria de acuerdo con lo indicado al apartado 6.”

De los cálculos realizados el canon del sector energía se distribuyó entre los sistemas de generación, distribución y alumbrado público, según la metodología indicada se obtuvieron los porcentajes de 87,27% para distribución, un 9,86% para generación y un 2,86% para alumbrado público. De la aplicación se obtuvo los siguientes montos: ¢51,07 millones para distribución, ¢5,77 millones para generación y ¢1,67 millones para alumbrado público para el año 2018.

- **Canon de Aguas**

El canon se proyectó por ¢64,71 millones para el año 2018, conforme al oficio DA-865-2017 de la Dirección de Aguas del Ministerio de Ambiente y Energía.

iii. Análisis de resultados:

Como resultado del análisis que precede para la actividad de generación que presta Coopeguanacaste; se observa una disminución del 30% en los gastos y costos totales respecto a los propuestos por la petente para el periodo 2018, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 17
Sistema de generación, Coopeguanacaste
Resumen de costos y gastos de operación
(millones de colones)

Costos	CG	2018		Δ %	Peso
		ARESEP	Δ ¢		
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	2341,25	1728,13	(613,12)	-26%	44%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	151,80	211,20	59,40	39%	-4%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	2151,20	1255,29	(895,91)	-42%	65%
Canon de Regulación ARESEP	0,00	5,77	5,77	100%	0%
Canon de Aguas	0,00	64,71	64,71	100%	-5%
Total de costo y gastos	4644,25	3265,10	(1.379,15)	-30%	100%

Nota:

a) No es comparable porque CG considera un dato del año 2015, incluido en la siguiente carpeta "ET-CG GEN 2018\Capitulo 7 Analisis Financiero\7.1 Criterios proyeccion\Gastos regulatoria\Gastos 2018\[RIE_068_201generacion.xlsx]PC Generación\M1125".

iv. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito obtenido, se concluye que el servicio de generación que presta Coopeguanacaste requiere ingresos por ¢7 878,24 millones para el periodo 2018, por concepto de ventas de energía, el cual entraría a regir el 1 de enero del 2018, para un nivel de rédito para el desarrollo del 7,48% (ajustado por redondeo conforme a las condiciones de mercado y financieras).

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

El ajuste propuesto en la tarifa del sistema de generación que presta Coopeguanacaste, se explica principalmente por las siguientes razones:

- 1. Costos de Coopeguanacaste: A nivel de costos se redujo lo estimado por la cooperativa principalmente en las cuentas de “Costos de operación y mantenimiento” y las “Depreciaciones” por las razones citadas en los apartados de análisis financiero y base tarifaria, respectivamente.*
- 2. Rédito para el desarrollo: El costo de la deuda obtenido por la IE (7,51%) fue menor al propuesto por la petente (7,81%), por los motivos descritos en el apartado de rédito para el desarrollo.*
- 3. Todo lo anterior implica para Coopeguanacaste ingresos por el monto de ¢7 878,24 millones para el 2018, un 25% menos a los solicitados inicialmente [...]*

[...]

IV. CONCLUSIONES:

- 1. La Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste solicitó fijar por primera vez la tarifa del sistema de generación de energía eléctrica a partir del 1 de enero del 2018 en ¢52,83/kWh (precio promedio).*
- 2. Como resultado del análisis tarifario realizado por este Ente Regulador se recortó en costos y gastos ¢ 1 379,6 millones, donde sobresalen los gastos efectivos de operación y mantenimiento (¢613,12 millones) y las depreciaciones (¢895,91 millones), con una disminución del 26% y 42% respectivamente. A la luz de lo anterior, se tomó en consideración para obtener la tarifa promedio sólo el 75% de los ingresos solicitados por Coopeguanacaste.*

3. *Con base en los análisis técnicos realizados, se propone, por primera vez, las tarifas del sistema de generación que presta Coopeguanacaste en ¢42,85/kWh, el cual registrá a partir del 1 de enero del 2018.*

[...]

- II. *Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio 1784-IE-2017 citado, conviene extraer lo siguiente:*

[...]

1. ***Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653.***
 - a) *Al mantenerse la metodología con pocas variaciones, las observaciones se aplican al modelo nuevo y antiguo.*
 - b) *Consideran que la tarifa promedio solicitada es superior a la del ICE para los diferentes horarios (punta, valle y noche), y que la misma se puede deber a la escala de producción del ICE y la cooperativa, por lo que solicitan a la Aresep revisar la razonabilidad de la propuesta.*
 - c) *Indican que los incrementos solicitados, para generación y distribución, superan la inflación estimada del Banco Central de Costa Rica y que se ubica en un 4% +/- 1pp, y consideran que la tarifa propuesta no debe ser hasta tres veces la tasa de inflación proyectada, por lo que solicitan revisar en detalle la justificación y razonabilidad de la propuesta, desde la perspectiva de la eficiencia en el uso de los recursos y no un simple traslado de ineficiencia a los usuarios.*
 - d) *Al tener como referencia un año base (2016), preocupa que el valor de costos y gastos, utilizados como base, no correspondan a un costo mínimo y de eficiencia, y se traslade a tarifa costo de una situación puntual e “ineficiente”.*
 - e) *Consideran necesario que se revise los gastos administrativos y que se requieran acciones tendientes a racionalizar el gasto y aumentar la eficiencia para obtener tarifas bajas.*
 - f) *En resoluciones anteriores la Aresep no ha reconocido el 100% de las inversiones proyectadas por las empresas generadoras, por lo que solicitan revisar las condiciones en las cuales se pretende el*

reconocimiento para invertir en los dos parques eólicos nuevos, ya que las empresas deben diseñar su portafolio de inversiones de forma tal que el impacto tarifario sea lo más razonable posible.

- g) Consideran necesario que la Aresep de seguimiento y evalúe las inversiones realizadas y estableces el impacto mínimo en las tarifas.*

Por lo tanto, la Defensoría no puede avalar las solicitudes presentadas ya que existen dudas sobre su razonabilidad y si los costos, gasto e inversiones corresponden a la mayor eficiencia posible.

2. Zairy María Angulo Leal, cédula de identidad número 5-0142-1223.

Indica que no está de acuerdo con el aumento, porque si así fuera y sale publicado van a decir "Saily por qué vos dijiste que estabas de acuerdo, cuando vos sos del pueblo".

3. Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula número 5-0302-0917.

- a) Hace mención de estudios que establecen que existen comunidades, que reciben el servicio de Coopeguanacaste, y que son de atención prioritaria las cuales se encuentran dentro de las variables de distribución de pobres por la línea de pobreza, pobreza extrema y necesidades básicas insatisfechas. Por lo anterior preocupa que por los aumentos solicitados las familias se vean perjudicadas fuertemente, teniendo que disminuir el consumo necesario de energía eléctrica en sus hogares y así afectar la calidad de vida y contribuya a la condición de desigualdad social de las familias usuarias de este servicio.*
- b) En la encuesta sobre acceso, uso y satisfacción de los servicios públicos del 2016, el 55,8% de los usuarios consideran que el pago es muy alto con relación al servicio recibido, además cuenta con el porcentaje más alto sobre la identificación de interrupciones. Coopeguanacaste tiene la segunda tarifa más alta de todas las distribuidoras, por lo tanto, no es congruente la solicitud de aumento tarifario en relación con los niveles de calidad y satisfacción expresados por los usuarios.*

Por lo anterior solicita se rechace la solicitud presentada por Coopeguanacaste.

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

1. Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653.

Se le hace saber al oponente que es obligación de esta Autoridad Reguladora, fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando por que en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio, así como aquellos gastos que sean desproporcionados.

Con relación a la solicitud de revisar las condiciones en las cuales se pretende el reconocimiento para invertir en los dos parques eólicos nuevos, se le hace saber al opositor, que esta Intendencia cuenta un área especializada en materia de inversiones y, tal como se indicó en el apartado de inversiones, se considera que el proyecto P.E. Río Naranjo cuenta con una información técnica y justificación razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para ampliar la capacidad de generación propia de la empresa para atención de su demanda en su zona de concesión. Por otro lado, el área de inversiones determinó que no será posible para Coopeguanacaste tener capitalizada y operativa el P.E. El Cacao en el año 2018, razón por la cual no fue incorporado en la presente fijación tarifaria.

2. Zairy María Angulo Leal, cédula de identidad número 5-0142-1223.

Se le indica a la oponente que el proceso de audiencia pública definido por la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No 7593, es un mecanismo para promover la participación ciudadana. Se trata de un espacio previsto para que todos los usuarios que tengan interés legítimo puedan manifestarse a favor o en contra de la propuesta tarifaria presentada por el prestador, en este caso Coopeguanacaste.

3. Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula número 5-0302-0917.

Se le hace saber al oponente que es un objetivo de esta Autoridad Reguladora armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos, además debe procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos. Por otro lado, se le indica al oponente que dentro del análisis de un estudio tarifario la Intendencia tiene la responsabilidad de velar por el cumplimiento del principio del

servicio al costo, así como por la no incorporación de gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio o sean desproporcionados.

No obstante, es preciso resaltar que la petición tarifaria propuesta por Coopeguanacaste se fundamenta en atender los compromisos financieros de cuatro proyectos de generación de energía eléctrica, los cuales le permitirán producir electricidad a un costo competitivo en relación con las alternativas que dispone el SEN.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar la tarifa del sistema de generación que presta Coopeguanacaste R.L. a partir del 1 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2018, tal y como se dispone;

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

- I. Fijar, por primera vez, las tarifas para el sistema de generación que presta Coopeguanacaste a partir del 1 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2018, de la siguiente manera:

COOPEGUANACASTE Sistema de generación		Rige a partir del 1-enero-2018
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
Periodo Punta	cada kWh	50,45
Periodo Valle	cada kWh	41,29
Periodo Noche	cada kWh	35,30

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
Intendente

1 vez.—O. C. N° 8926-2017.—Solicitud N° 1792-IE-2017.—(IN2017186242).

INTENDENCIA DE ENERGÍA
RIE-117-2017 de las 13:12 horas del 14 de noviembre de 2017

**SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA COOPERATIVA DE
ELECTRIFICACIÓN RURAL DE GUANACASTE (COOPEGUANACASTE)
PARA EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

ET-056-2017

RESULTANDO:

- I. Que Coopeguanacaste presta el servicio de generación eléctrica de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 8345, Ley de “Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional”.
- II. Que el 5 de setiembre del 2017, mediante el oficio COOPEGTE GG 344, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L. (Coopeguanacaste) presentó la solicitud para ajustar las tarifas del servicio de distribución de energía eléctrica que presta (folios 04 al 06).
- III. Que el 8 de setiembre del 2017, mediante el oficio 1370-IE-2017, la Intendencia de Energía (IE) emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para ajustar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica presentada por Coopeguanacaste (folios 137 al 139).
- IV. Que el 8 de setiembre del 2017, mediante el oficio 1371-IE-2017, la IE otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por Coopeguanacaste para el servicio de distribución de electricidad (folios 81 al 83).
- V. Que el 26 de setiembre del 2017, mediante el oficio 1448-IE-2017, la IE le solicitó a Coopeguanacaste aclaración y detalle de la información aportada (folios 140 al 145).
- VI. Que el 9 de octubre del 2017, mediante el oficio COOPEGTE GG444, Coopeguanacaste presentó, la información solicitada por medio del oficio 1448-IE-2017 (folios 102 al 133).
- VII. Que el 25 de setiembre del 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 181, Alcance Digital N°229 (folios 84 al 86).

- VIII.** Que el 25 de setiembre del 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (ET-055-2017 folios 94 al 95).
- IX.** Que el 18 de octubre de 2017, mediante el oficio 3588-DGAU-2017/29849 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 166 al 168).
- X.** Que el 19 de octubre del 2017 a las 17:00 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 25 de octubre del 2017 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 3611-DGAU-2017/30511), así como la respectiva Acta de la Audiencia Pública N° 60-2017 (oficio 3620-DGAU-2017/30538). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Defensoría de los Habitantes, cédula persona jurídica 3-007-137653 representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, cédula 108120378, Zairy María Angulo Leal, cédula 501411223, El Consejero al usuario representada por Jorge Sanarrucia A. cédula 503020917.
- XI.** Que el 14 de noviembre de 2017, mediante el informe técnico 1785-IE-2017, la solicitud tarifaria fue analizada por la IE. En dicho informe, se recomendó fijar las tarifas del sistema de distribución que presta Coopeguanacaste a partir del 1 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2018 (corre agregado en autos).

CONSIDERANDO:

1. Que del oficio 1785-IE-2017, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

2. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria

Según la información aportada por Coopeguanacaste 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:

Cuadro No. 1
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Tarifa vigente y propuesta, 2018

Categoría Tarifaria	Detalle del Cargo	Precio 1º Enero-31 diciembre 2018 sin CVC *	Tarifa Propuesta a partir del 1º Enero-31 diciembre 2018 2018	Efecto del Ajuste	
				Aum Absoluto	% de Ajuste
Tarifa T-RE Tarifa Residencial					
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>					
a. Bloque 0-30 kWh	cargo fijo	₡1.952,70	₡2.192,30	₡239,60	12,27%
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	₡65,09	₡73,08	₡7,99	12,27%
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	₡91,76	₡103,02	₡11,26	12,27%
T-CO: Comercios y Servicios:					
Clientes consumo exclusivo de energía					
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	₡96,03	₡107,81	₡11,78	12,27%
Clientes consumo energía y potencia					
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>					
b. Bloque 0-3000 kWh	cargo fijo	₡182.460,00	₡204.847,84	₡22.387,84	12,27%
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	₡60,82	₡68,28	₡7,46	12,27%
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>					
d. Bloque 0-10 kW	cargo fijo	₡89.820,10	₡100.841,03	₡11.020,93	12,27%
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kWh	₡8.982,01	₡10.084,10	₡1.102,09	12,27%
Tarifa T-IN Tarifa Industrial					
Clientes consumo exclusivo de energía					
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	₡96,03	₡107,81	₡11,78	12,27%
Clientes consumo energía y potencia					
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>					
b. Bloque 0-3000 kWh	cargo fijo	₡182.460,00	₡204.847,84	₡22.387,84	12,27%
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	₡60,82	₡68,28	₡7,46	12,27%
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>					
d. Bloque 0-10 kW	cargo fijo	₡89.820,10	₡100.841,03	₡11.020,93	12,27%
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kWh	₡8.982,01	₡10.084,10	₡1.102,09	12,27%
Tarifa T-MT tarifa media tensión					
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>					
a. Energía Punta	cada kWh	₡80,03	₡89,85	₡9,82	12,27%
b. Energía Valle	cada kWh	₡69,36	₡77,87	₡8,51	12,27%
c. Energía Noche	cada kWh	₡61,89	₡69,48	₡7,59	12,27%
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>					
d. Potencia Punta	cada kWh	₡3.625,67	₡4.070,54	₡444,87	12,27%
e. Potencia Valle	cada kWh	₡3.625,67	₡4.070,54	₡444,87	12,27%
c. Potencia Noche	cada kWh				

* Precios sin combustibles, resolución RIE-108-2016 del 14 de diciembre de 2016

Tarifa acceso	cada kWh	₡ 21,30	₡ 22,46	₡ 1,16	5,45%
---------------	----------	---------	---------	--------	-------

Las razones que motivan la petición tarifaria propuesta por Coopeguanacaste se centra en: i) mantenimiento del equilibrio financiero que debe de tener una empresa de distribución eléctrica, ii) recuperar los niveles de inversión necesarios para mantener la calidad y continuidad del servicio de distribución y comercialización del servicio eléctrico.

2. Análisis de la solicitud

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

a. Parámetros utilizados

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2017-2018 y sus respectivas revisiones, así como las perspectivas de la economía mundial, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) y otras entidades internacionales.

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

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2017-2018, estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2017 y 2018, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.)². Dicho objetivo de inflación se mantuvo en la revisión³ de dicho programa macroeconómico.

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

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

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/PM_2017-2018.pdf

³ BCCR, www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria.../RevisionPM2017-2018.pdf

anteriormente, en forma proporcional al tiempo que falta por transcurrir, calculando los meses faltantes con promedios geométricos.

En lo que respecta al tipo de cambio, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada⁴ . Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (IE) considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real, la cual corresponde con la de la fecha de la audiencia pública, y mantenerla constante para el periodo estimado.

En lo que respecta a la inflación externa, medido por el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos⁵ , se recopila a partir del sitio web del “U.S. Bureau of Labor Statistics” (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el Fondo Monetario Internacional (FMI) ⁶ estiman inflaciones para los Estados Unidos cercanas al 2,1% para el futuro cercano.

En el siguiente cuadro resumen se puede observar el comportamiento de los índices de inflación antes mencionados (interno y externo) y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar para los últimos años reales (2013, 2014, 2015 y 2016) y las proyecciones para el 2017 y 2018.

⁴ BCCR; http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/ ⁵ Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>

⁶ Ver: <http://www.imf.org/es/Publications/WEO/Issues/2017/07/07/world-economic-outlook-update-july-2017>

Cuadro N° 2
Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario
Porcentajes de Variación Anuales (%)
Periodo 2013-2018

INDICES	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Variaciones según ARESEP (al final del año)						
Inflación interna (IPC-CR)	3,68%	5,13%	-0,80%	0,76%	3,00%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,50%	0,76%	0,73%	2,07%	2,10%	2,10%
Depreciación (€/U.S.\$)	0,16%	7,82%	-0,12%	2,98%	2,09%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)						
Inflación interna (IPC-CR)	5,23%	4,52%	0,80%	-0,02%	1,69%	3,29%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,46%	1,62%	0,12%	1,26%	2,13%	1,71%
Depreciación (€/U.S.\$)	-0,56%	7,59%	-0,54%	2,05%	3,74%	0,02%
Notas: Los años 2017 y 2018 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 datos del BCCR, BLS y FMI.						

b. Análisis del mercado

En el presente apartado se exhibe el análisis de mercado elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario del sistema de distribución que presta Coopeguanacaste. 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 Coopeguanacaste, y en una segunda parte se muestran los escenarios estimados por la Intendencia de Energía (IE), además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por IE.

i. Mercado presentado por Coopeguanacaste:

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

- 1. Inicialmente Coopeguanacaste solicitó un aumento del 12,27% en las tarifas vigentes Residencial (T-RE), tarifa Industrial (T-IN) y tarifa comercios y servicios (T-CO) a partir del 1ero de enero de 2018. Con el ajuste tarifario propuesto se compensará el incremento en compras al*

ICE, cubrir gastos de operación y mantenimiento del servicio, así como lograr además una rentabilidad razonable conforme la aplicación de la metodología vigente.

- 2. Coopeguanacaste estimó las ventas de energía con datos reales a junio 2017. La proyección de las ventas de energía se efectúa siguiendo el proceso en resolución RJD-139-2015 San José, a las dieciséis horas con veinte minutos del veintisiete de julio del dos mil quince: “metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, expediente OT-088-2015. El estudio detalla información de cada tarifa en forma mensual, compuesta por los siguientes rubros: kWh y kW (si corresponde), Importes (kWh y kW, si corresponde), cantidades de Abonados, consumos y precios promedios, cifras que se presentan en detalle mensual y anual por Bloques de Consumo para cada Tarifa. Se presentan proyecciones del mercado desde julio 2017, hasta diciembre de 2018.*
- 3. Para el periodo de proyección (julio 2017 – diciembre 2018), se estima un nivel de crecimiento negativo, ya que la venta de kWh durante los primeros seis meses del año 2017 en relación a los primeros seis meses del año 2016 presenta una caída del -2.46%, es por ello que para el año 2017 estiman una reducción del -0.3%. Para el año 2018 se estima una recuperación con crecimiento del 2,70%. La proyección de abonados se realiza por medio de los modelos econométricos de series de tiempo basados en la metodología Box-Jenkins, concretamente los modelos ARIMA.*
- 4. La estimación del consumo total por categoría tarifaria se realiza siguiendo la metodología vigente, donde el consumo en cada categoría se obtiene al multiplicar el consumo promedio de la categoría en el mes “i” por la cantidad de abonados estimados por el mismo mes “i”. El consumo promedio se obtiene con la información de abonados y consumos reales de los últimos meses disponibles. Se proyectan ventas del sistema de distribución por 425,0 GWh para 2017 y de 434,1 GWh para 2018.*
- 5. Para calcular los ingresos vigentes del sistema de distribución, se suman los ingresos de cada una de las categorías tarifarias, que se obtienen como el producto de las ventas respectivas por su tarifa vigente. Para el estudio de mercado Coopeguanacaste utilizó las tarifas sin CVC del pliego*

tarifario publicado en el Alcance N°310 de la Gaceta del 16 de diciembre 2016, según RIE-108-2016.

- 6. De esta forma Coopeguanacaste proyectó que su sistema de distribución obtendrá ingresos cercanos a los ₡33 485,8 millones de colones para el año 2017 y para el año 2018 los ingresos serán de ₡35 496,0 millones. En ambos casos no se incluyen los ingresos por ventas al sistema de alumbrado público.*
- 7. El porcentaje de pérdidas del sector distribución estimado para la empresa es de 7,78% para el 2018.*
- 8. Se espera compras al sistema de Generación de la Coopeguanacaste cercanas a 157,9 kWh durante 2017 y de 205,0 kWh para 2018. Se espera que esta compra implique un monto cercano a los ₡10 861,5 millones para 2018.*
- 9. Respecto a las compras al consorcio Coneléctricas, se proyectan compras cercanas a los 72,0 GWh en 2017 y de 73,7 GWh en 2018 para lo cual se estima un gasto de ₡2 727,4 millones de colones para 2017 y de ₡2 762,7 millones para 2018.*
- 10. La diferencia entre la energía requerida para cumplir con la demanda de la empresa distribuidora y las compras a Coneléctricas y a su propia generación es cubierta por las compras de energía al ICE. Así las compras estimadas serán de 227,5 GWh y 192,7 GWh para 2017 y 2018 respectivamente.*
- 11. Para calcular el gasto proyectado por compras al ICE, Coopeguanacaste utiliza las tarifas de compra T-SD sin CVC del pliego publicado en la Gaceta del 16 diciembre 2016, según RIE-108-2016, alcance 310. Con esto se estima un pago cercano a los ₡11 179,5 millones de colones para 2017 y de ₡10 383,5 millones para 2018.*
- 12. En cuanto a la transmisión de energía calculan un porcentaje de kWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE). El pago esperado por Coopeguanacaste para los años 2017 y 2018 respectivamente por concepto de peaje al ICE transmisión son de ₡4 775,6 millones y ₡4 904,4 millones.*

13. Considerando los ingresos vigentes estimados, y los montos del gasto en compras de energía Coopeguanacaste propone una estructura tarifaria que pretende regir a partir del primero de enero del 2018 y la cual permitirá a la empresa alcanzar ingresos por $\text{¢}39\,061,7$ (incluye alumbrado público) millones para 2018.

ii. Mercado según el análisis de la IE

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

1. La intendencia de Energía actualiza la información real a julio de 2017, respecto al mercado desarrollado por Coopeguanacaste, esto implica un mes adicional a la información real para el desarrollo de estimaciones y proyecciones con que cuenta Aresep.
2. Al realizar las estimaciones del sistema de distribución de Coopeguanacaste, la IE ha empleado la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de abonados por tipos de tarifa. Para ello se empleó el paquete estadístico denominado Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo; en este caso, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) o de suavizamiento exponencial. Con esta metodología se proyectan los abonados por tipo de tarifa.
3. La cantidad de abonados totales que estima Aresep para el año 2018 son 1% superior a la esperada por Coopeguanacaste en su solicitud.
4. 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 2 años. De esta forma se estiman las siguientes ventas en unidades físicas para 2017 y 2018:

Cuadro N° 3
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Estimación de ventas anuales de energía, abonados directos y
comparativo entre estimaciones Periodo 2017 – 2018

Aspecto ^{1/}	Proyección ARESEF		Diferencia con proyección COOPEGUANACASTE	
	2017	2018	2017	2018
Abonados	76 887	78 923	0,3%	1,2%
Ventas en (GWh)	416,3	437,8	0,0%	2,4%

1/ incluye las tarifas: residencial, industrial y comercios y servicios.

2/ Diferencia con referencia a la estimación de COOPEGUANACASTE

Fuente: Intendencia de Energía

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

La diferencia con respecto a la proyección de ventas entre el mercado de IE y el de la cooperativa (2,4%) se debe a la diferencia en el crecimiento de abonados y a la deceleración de la demanda que supone Coopeguanacaste en su proyección.

5. Para el cálculo de los ingresos, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada para el año 2016 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó el pliego tarifario según RIE-103-2017 publicado en el Alcancen N°232 de la Gaceta N°183 del 27 de setiembre de 2017.
6. Con esto se estima un ingreso (con alumbrado público) para el sistema de distribución de ¢35 381,1 y ¢37 341,9 millones para el 2017 y 2018 respectivamente. Estos ingresos no son comparables con respecto a los estimados por Coopeguanacaste, ya que la IE utilizó un pliego tarifario distinto, esto porque fue publicado después que la cooperativa presentó su estudio tarifario.
7. Con respecto a los gastos que debe asumir Coopeguanacaste para adquirir la energía eléctrica, deben analizarse 4 aspectos básicos: las compras de energía que cancelan a su sistema de generación, las compras de energía que cancelan a Coneléctricas, las compras de energía y potencia que realizan a el ICE-Generación y el pago por peaje de energía a el sistema de transmisión también del ICE. Sobre la

información de las compras de energía al Sistema Coopeguanacaste - Generación la información puntual de la estimación en unidades físicas y monetarias se encuentra detallado en el informe paralelo del Sistema de generación Coopeguanacaste (ET-055-2017), siendo el consumo 2018 de 183,9 GWh y que generaría un costo de ¢7 878,2 millones.

- 8. Respecto a las compras al consorcio Coneléctricas, se estimó la proporción de producción por planta mensual y segregada por periodo horario que le corresponde a Coopeguanacaste y se multiplicó por la tarifa vigente que es la misma que utilizó la empresa en su estudio de mercado. De esta forma se espera, para el año 2018, una compra a Coneléctricas de 67,2 GWh que implicarán un costo de ¢2 627,7 millones. Respecto a la estimación de la cooperativa, la IE estima un gasto 4,9% menor en este rubro.*
- 9. Para definir las unidades físicas que se espera compre Coopeguanacaste–distribución al ICE primero debemos determinar la disponibilidad de energía eléctrica que requiere el sistema para hacer frente a la demanda durante el periodo de interés. La disponibilidad se calcula con las ventas esperadas de energía por mes (las cuales se presentaron en líneas superiores), más el porcentaje de pérdida del sistema de distribución. La IE utilizó como porcentaje de pérdidas por distribución 7,90% que es el promedio de los últimos dos años. Este valor es muy similar al utilizado por Coopeguanacaste.*
- 10. Con esto se estima la disponibilidad de energía requerida por Coopeguanacaste para cubrir su demanda en 455,1 GWh para el 2017 y de 485,2 GWh para el 2018. Las diferencias con respecto a las estimaciones de Coopeguanacaste en este apartado son cerca de 3% mayores por parte de la IE.*
- 11. Con la disponibilidad de energía y las compras a Coopeguanacaste-Generación (producción propia) y Coneléctricas, se proyectan las compras de energía al ICE, por medio de la diferencia. Con estos términos la IE proyecta para 2017 compras al ICE-Generación por 239,5 GWh y para el 2018 de 234,2 GWh. Las diferencias con respecto a las estimaciones de Coopeguanacaste en este apartado son alrededor del 20%, siendo mayor el gasto esperado por la IE, esta fuerte diferencia en gran parte a la mayor demanda esperada por IE y por las diferencias reconocidas en las compras de la cooperativa a su propio sistema.*

12. *Dada esta proyección de unidades físicas se estima un pago al ICE-generación por concepto de pago de energía y potencia de ¢12 446,2 millones para 2018. Las diferencias en este concepto no son comparables, entre estimaciones de Aresep y Coopeguanacaste, ya que posterior al momento de presentación de este estudio tarifario ante el ente regulador, el ICE generación modificó sus tarifas. Para el cálculo del costo por compras de potencia y energía al ICE, Aresep utilizó el pliego tarifario según RIE-103-2017 publicado en el Alcancen N°232 de la Gaceta N°183 del 27 de setiembre de 2017.*
13. *Con respecto al pago por peaje de la transmisión se calcularon las unidades físicas a través de un porcentaje de kWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE). De esta forma se estima la energía trasegada y que paga peaje en 459,8 GWh y 476,1 GWh para el 2017 y 2018, respectivamente.*
14. *Considerando las unidades físicas comprometidas al pago de transmisión la IE estimó este importe en ¢4 832,4 y ¢5 179,8 millones para el 2017 y 2018, respectivamente. Aresep utilizó el mismo pliego que empleo Coopeguanacaste, sin embargo, se encuentran diferencias importantes, cercanas al 15%, siendo mayor la estimación de gasto por parte de la IE.*
15. *Resulta importante analizar los gastos detallados en puntos del 7 al 14 del presente informe sobre aspectos relacionados a los gastos que debe asumir Coopeguanacaste para adquirir la energía eléctrica (compras a su propio sistema, a Coneléctricas a ICE-Generación y a ICE-Transmisión), que a pesar de las diferencias altas en algunos rubros, de forma integral y de manera totalizada el gasto esperado por la cooperativa estaría cercano a los ¢28 206,4 millones para 2018, mientras que para Aresep este gasto sería cercano a los ¢28 131,9 millones, lo que implica una diferencia relativa de 0,3%, que concluye en una estimación del gasto total muy similar entre estudios tarifarios.*
16. *Con base en las estimaciones de la IE se propone una disminución del 1,82% en todas las tarifas del sistema de distribución de Coopeguanacaste a partir del primero de enero del 2018 y hasta el 31 de diciembre del mismo año.*
17. *Con las modificaciones anteriores se estima que Coopeguanacaste en su servicio de distribución alcance ingresos con la tarifa propuesta tal como se detalla en el siguiente cuadro.*

Cuadro N° 4
Sistema de distribución, Coopeguanacaste: Estimación de
ventas anuales de energía los abonados directos, ingresos
vigentes y propuestos por la IE.
Periodo 2017 - 2018

AÑO	VENTAS GWh	ING.VIG ^{1/} (millones ¢)	ING.PROP ^{1/} (millones ¢)
2017	425,4	35 381,1	35 381,1
2018	446,9	37 341,9	36 672,4

1/ Incluye Residencial, industrial, comercios y servicios y alumbrado público

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía

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

18. Lo anterior modifica el precio promedio de ventas de energía del sistema de distribución de ¢83,6 a ¢82,1 para el año 2018.

c. Análisis de inversiones

Como resultado del análisis del plan de inversiones y adición de activos presentados por Coopeguanacaste para el sistema de distribución de energía eléctrica para el periodo 2017-2018, se presenta el siguiente detalle:

i. Inversiones a realizar en el sistema de distribución propuesto por Coopeguanacaste.

Las inversiones que muestra Coopeguanacaste, son los planes de inversión que ha venido desarrollando y pretende concluir entre el segundo semestre del 2017 y el periodo 2018, consideradas necesarias para el desarrollo y mejoramiento del sistema de distribución. El detalle de las obras de inversión consideradas por la empresa regulada para cada período en cuestión puede ser verificado por cualquier interesado en las carpetas digitales del Estudio tarifario ET-056-2017, Carpeta ET-CG DIST 2018\Capitulo 4 Inversiones\4.2 Adiciones\4.2.1 Macroinversiones y 4.2.2 Microinversiones(según el sistema). (Folio 67) en las cuales encontrarán las estructuras de costos y justificaciones presentadas para los requerimientos y obras de inversión del sistema de distribución de la empresa.

a) Adiciones realizadas durante el período 2016 y 2017:

Coopeguanacaste presenta en el informe de justificaciones y en las estructuras de costos de micro y macro-inversiones, el detalle de las adiciones materializadas durante el año 2016 así como las desarrolladas y previstas para el período 2017. El detalle puede ser consultado en las carpetas digitales del Estudio Tarifario ET-056-2017, como se indica en el apartado anterior.

b) Inversiones desarrolladas y previstas para el período 2016, 2017 y 2018:

Durante el 2016, 2017 y 2018, Coopeguanacaste ha realizado y prevé ejecutar una serie de iniciativas de inversión en el sistema de distribución. A continuación, se presenta el detalle de macro y micro-inversiones consideradas por la empresa en la presente solicitud:

1. Macro-inversiones-sistema de distribución 2016-2017:

➤ **Proyecto Pinilla**

Este proyecto consiste en la construcción de una subestación eléctrica en la zona de Pinilla (Provincia: Guanacaste, Cantón: Santa Cruz, Distrito: Tamarindo), dicha subestación será alimentada desde las subestaciones de Nuevo Colón y Guayabal a través de dos líneas de subtransmisión en 69kV (de aproximadamente 72km de longitud total) y contará con cuatro circuitos de distribución en 24,9kV llamados Langosta, Tamarindo, Paraíso y Hacienda Pinilla (de aproximadamente 39km de longitud total).

El proyecto de la Subestación Pinilla junto con sus respectivos circuitos alimentadores en 69kV surge como una respuesta al incremento de la demanda eléctrica en las zonas de Langosta, Tamarindo y Pinilla primordialmente. Su objetivo principal es asegurar a los abonados y usuarios el abastecimiento de su demanda dentro de los niveles de calidad exigidos por Aresep.

Durante la visita técnica al proyecto el día 01 de agosto de 2017, se logró verificar el avance en la construcción y puesta en operación de la línea de 69 KV, sin embargo, durante dicha gira también se corroboró que las obras asociadas a la subestación Pinilla se desarrollarán en 2018 y que la empresa estima su capitalización e inicio de operación para el año 2019. Ver registro fotográfico.

Al respecto, esta Intendencia considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para mejorar

la calidad y capacidad de la red de distribución en la zona de concesión, reduciendo pérdidas, aumentando la capacidad de los circuitos, aumentando la confiabilidad y respaldo entre subestaciones y circuitos, para la óptima atención de la demanda actual y futura.

2. Macro-inversiones-sistema de distribución 2018:

- **Proyecto AMI (Infraestructura de medición avanzada, por sus siglas en inglés).**

Coopeguanacaste indica que el objetivo general del proyecto consiste en actualizar el sistema de medición mediante la instalación de una infraestructura avanzada de medición para trasladar los beneficios que brinda la tecnología hacia sus clientes. El detalle del diseño justificación, beneficios esperados, análisis financiero e información específica puede ser consultado por cualquier interesado en los documentos anexos a la carpeta digital adjunta al ET-056-2017, según se indicó anteriormente.

Al respecto, esta Intendencia considera que el proyecto cuenta con una información técnica y justificación razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para mejorar y modernizar el sistema de medición y gestión operativa de la empresa y servicio al cliente, siendo dicha aplicación tecnológica consistente con el desarrollo de sistema de vinculación usuario red.

3. Micro-inversiones-sistema de distribución:

Es importante destacar que Coopeguanacaste presentó la información de justificación de las micro inversiones según el APENDICE 2 Micro-inversiones de la RIE-103-2016. Al respecto la empresa describe y justifica cada micro-inversión, para los períodos 2016, 2017 y 2018, las cuales se mencionan a continuación:

- **Micro-inversiones- sistema de distribución y Planta general 2016 y 217**

Las micro-inversiones realizadas por Coopeguanacaste en el período 2016 y 2017, se encuentran detalladas en la carpeta digital ET-CG DIST 2018\Capitulo 4 Inversiones\4.2 Adiciones\4.2.1 Macroinversiones y 4.2.2 Microinversiones (segun el sistema). ET-056-2017.

➤ **Micro-inversiones- Modernización sistema de distribución 2018**

- **Medidores**

Coopeguanacaste identificó como una necesidad la adquisición e instalación de contadores de energía AMI y accesorios complementarios (bases, aros, marchamos, conectores de compresión, entre otros), que aseguren una adecuada precisión y confiabilidad en cuanto a su funcionamiento, asegurando un cobro justo y oportuno de la energía facturada a los abonados.

Según indica la empresa uno de los principales beneficios esperados es evitar la compra innecesaria de medidores convencionales y el aprovechar los recursos económicos en la compra de medidores AMI asociados al proyecto.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para la operación y mantenimiento del sistema.

- **Mantenimiento**

Este rubro está asociado a la instalación de transformadores y conductores en la red de distribución por motivo de mantenimiento preventivo y correctivo, con el objetivo de mantener la red de distribución en condiciones normales de operación mediante la sustitución de activos (postes, transformadores y conductores) dañados, según señala la cooperativa en la justificación presentada.

Al respecto la IE, considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para el mantenimiento oportuno y así garantizar la calidad y continuidad de la operación de la red de distribución.

- **Electrificación Rural**

Sobre este requerimiento, la empresa señala que tiene por objetivo brindar servicio eléctrico en comunidades que aún no cuentan con éste y consiste en construir 8 proyectos de electrificación con 8 218m de líneas primarias monofásicas, 12 transformadores y 36 nuevos abonados. Estos proyectos se distribuirán en los circuitos de Pinilla (2), Nicoya (3), Hojancha (2) y Paquera.

Al respecto la IE, considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar el acceso al servicio público en distintas comunidades.

- **Impedimento de entrada**

Este requerimiento consiste en la reubicación de líneas primarias y en uno de ellos se hace necesaria la instalación de un poste autoportante, en los circuitos de Tamarindo y Nicoya, esto con el objetivo de facilitar el acceso a propiedades obstruidas por infraestructura de la empresa. Ver registro fotográfico.

Al respecto la IE, considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar la óptima operación y mantenimiento de la red, en armonía con los intereses de los abonados y usuarios.

- **Mejora de Acometidas**

El requerimiento consiste en la construcción de 11 proyectos que consisten en: 1 454 m de líneas, 3 transformadores y 50 clientes beneficiados. Los proyectos se encuentran en los circuitos de Paquera, Filadelfia (2), Nicoya (4), Hojanca, Santa Bárbara (2) y Pinilla. El objetivo que señala la empresa es mejorar las condiciones de alimentación secundaria en situaciones donde las acometidas son muy extensas y presentan problemas de regulación y/o peligro para los transeúntes. Ver registro fotográfico.

Al respecto la IE, considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar un servicio público de calidad y con la seguridad requerida.

- **Mejoras Primarias**

El requerimiento descrito por la empresa en la justificación consiste en realizar dos proyectos de cambio de conductor por finalización de su vida útil (4 000 m), un proyecto de cambio de montaje vertical a horizontal de un circuito trifásico (35 postes) y la reubicación de las salidas de los circuitos de Hojanca y Paquera a raíz de la modificación realizada por el ICE en la subestación Santa Rita.

Lo cual tiene por objetivo Asegurar la confiabilidad del servicio mediante la sustitución o modificación de las redes que presentan un deterioro o condición que perjudica la operación normal.

Al respecto la IE, considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar la calidad en la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica.

- **Líneas en Propiedad Privada**

El requerimiento consiste en la construcción de 36 proyectos para una reubicación total de 18 633 m de línea y beneficiando a 150 abonados y tiene por objetivo reubicar líneas eléctricas que se encuentran en propiedad privada y constituyen un obstáculo para los propietarios y dificultan además el mantenimiento por parte de la Cooperativa.

Al respecto la IE, considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar la óptima operación y mantenimiento de la red, en armonía con los intereses de los abonados y usuarios.

- **Requerimientos asociados al cumplimiento de la Norma AR-NT-SUCOM**

Según indica Coopeguanacaste, este requerimiento consiste en brindar servicio eléctrico a clientes que cumplen con las condiciones indicadas en los artículos 123 y 124 de la norma AR-NT-SUCOM, y típicamente consiste en la construcción de extensiones de redes aéreas, monofásicas primarias y/o secundarias, así como la instalación de transformadores tipo poste monofásico de capacidades hasta 50kVA monofásicos y/o 75 kVA trifásicos.

Al respecto la IE, considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica con la oportunidad, cantidad y la calidad, según la normativa técnica vigente.

- **Remodelación Circuito Santa Rita-Paquera**

El proyecto, consiste en la Construcción de 25 km de líneas trifásicas con postes de concreto de 15 m, hilo guarda, conductor Alliance (4/0) AAAC, tramo Playa Naranjo-Paquera del Cono Sur.

Respecto a este proyecto, la IE considera que no será posible para Coopeguanacaste construir, habilitar operativamente y capitalizar esta remodelación según cronograma presentado para el 2018, debido a la

incertidumbre señalada en un cronograma que solo muestra un escenario optimista según indica la empresa, por lo que se recomienda la no consideración de dicho rubro como parte de las adiciones del 2018.

- **Reguladores de tensión 2018**

Consiste en adquirir e instalar seis reguladores de tensión, 14 400 V, 400A cada uno, con su respectivo control, en el circuito de Nicoya (La Una y El Regalo) con el objetivo de asegurar la regulación de tensión a lo largo del mismo, de forma tal que los abonados cuenten en todo momento con los niveles de tensión óptimos.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar la óptima operación, de acuerdo con los parámetros de calidad establecidos en la normativa técnica vigente.

- **Recloser 2018**

Consiste en adquirir e instalar nueve recloser trifásicos y el objetivo es sustituir cuatro equipos trifásicos que estaban presentado problemas en el campo, instalar cinco equipos trifásicos adicionales. Y con los cambios de los equipos que están presentando problemas o están llegando a la finalización de su vida útil se asegura el correcto funcionamiento del equipo y la correcta protección de las líneas de distribución.

Al respecto la IE, considera que la justificación presentada por la empresa es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para el garantizar calidad y confiabilidad de la red de distribución y procurar la prestación del servicio en el suministro de energía eléctrica.

4. Micro inversiones- Planta General -2018

- **Equipo de transporte 2018**

Coopeguanacaste requiere adquirir un pick up Hi Lux 4x4, dos pick Land Cruiser 4x4 con su respectivo cajón metálico y dos grúas aisladas, con el objetivo de Renovación de flotilla vehicular de la cooperativa y dotar de equipo especial a la zona del Cono Sur y de Carrillo para la limpieza de líneas (corta de ramas y árboles).

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar las labores de mantenimiento con mayor agilidad y oportunidad.

- **Herramientas 2018**

La empresa, señala que es requerida la adquisición de herramientas de trabajo una cuadrilla completa de cinco personas que se conformará en 2018 y de la necesaria para dotar al Centro de Formación de Linieros.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar las labores de mantenimiento con mayor agilidad y oportunidad.

- **Equipo de Radiocomunicación 2018**

Este requerimiento, consiste en la adquisición e instalación de doce convertidores de medio serial a Ethernet Moxa. Once radios digitales de Motorola de voz y tiene por objetivo Mejorar las comunicaciones en el SCADA mediante el uso de la red de fibra óptica de CGTelecom y mejorar las comunicaciones de voz con el cambio tecnológico de análogo a digital.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar la óptima operación y mantenimiento de la red de distribución.

- **Adquisición de dispositivos móviles, compra de computadoras, Compra de equipo de Comunicación, compra de impresoras.**

El detalle de cada equipo de dispositivos móviles, equipo y suministros de cómputo, impresoras, equipo de comunicación o dispositivos electrónicos puede ser verificado por el interesado en los documentos anexos a la carpeta digital indicada en la introducción de este apartado.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para mejorar la eficiencia operativa y mayor agilidad en el desempeño de las labores de los colaboradores y en la atención de los abonados y usuarios.

- **Bodegas de Almacenamiento y Acopio.**

El requerimiento descrito por la empresa consiste en construir siete bodegas para almacenaje de materiales de acopio e insumos necesarios en los trabajos de mantenimiento de la red de distribución, consta de una loza de concreto y un techo a parte de una bodega cerrada para almacen los transformadores que se remplazan por derrames.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar un adecuado mantenimiento del equipamiento.

- **Planta Emergencia Sucursal Paquera.**

Según indica la empresa es necesaria la adquisición de una planta de emergencia con capacidad de 20kW y una transferencia automática ATS de 104A., con el objetivo de dar respaldo a la sucursal de Paquera, ya que cuenta con equipo sensible para la operación del sistema SCADA, y tiene por objetivo brindar servicio continuo a los clientes ante las eventuales cortes de corriente programadas e incluso los inesperados.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar la continuidad del servicio y atención de los abonados y usuarios.

- **UPS Respaldo Oficinas Centrales.**

Consiste en la instalación de dos UPS ON line doble conversión 1 de 10 KVA 240/120 VAC para alimentar tablero de tomas de Computo de edificio de proveeduría de Coopeguanacaste en oficinas centrales en Santa Cruz y una 1 UPS DE 30 KVA AMPLIABLE A 50 KVA 208/120VAC para alimentar tablero de tomas computo ubicado en el cuarto eléctrico, con el objetivo de eliminar la gran cantidad de UPS que hay y que son puntos vulnerables de falla, encareciendo los costos de mantenimiento preventivo y correctivo.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar la continuidad del servicio y reducir costos de mantenimiento.

- **Apartamento Sucursal Huacas.**

Consiste en la construcción de Apartamento de 55 m2 con dos cuartos, un baño y una sala de estar y cuarto de pilas interno, que tiene como propósito contar con un lugar donde para las cuadrillas que estén disponibles en la sucursal de Huacas y así aumentar la efectividad ante las respuestas a incidencias por fallas en la red eléctrica, disminuir los tiempos de respuesta ante las averías.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para reducir costos de mantenimiento y agilizar las labores de mantenimiento, en procura de la eficiencia operativa.

- **Sistema de Pararrayos Oficinas Centrales.**

La empresa considera como requerimiento la instalación de un sistema de pararrayos en oficinas centrales, para la protección de equipos sensibles como data center, estos equipos son de alto valor económico y funcional para la operación de las oficinas y sus sucursales.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar la protección y confiabilidad de la operación de los sistemas y equipos sensibles.

- **Sistema Administración Edificio (BMS)**

Consiste en la instalación de un Sistema automatizado de control de Edificio, controlar Sistemas de Iluminación, Sistema Detección de Incendios, Plantas de Emergencia, Aire Acondicionado y tiene por objetivo integrar los diferentes sistemas Electromecánicos del edificio y tenerlos en un sistema automatizado para ver parámetros de comportamiento e incidencias de mantenimiento, alertas por mal funcionamiento.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para optimización de la operación y mantenimiento de las edificaciones.

- **Escuela Formación Linieros**

Consiste en la construcción un espacio físico con condiciones adecuadas para poder continuar con el plan de capacitación en la Escuela de Formación de Linieros y tiene por objetivo para Coopeguanacaste contar con un espacio para

poder brindar capacitaciones, inducción y evaluaciones al personal técnico de la cooperativa.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para que la empresa logre capacitar personal técnico especializado para la atención oportuna de averías y demás procesos asociados a la operación y mantenimiento del sistema de distribución en su zona de concesión.

- **Cambio Techo Bodega Sucursal Jicaral**

Consiste en la construcción de cubierta de techo nueva de 290 m², debido a que el actual presentan serios daños y generan constantes reparaciones y daños en equipos.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, no obstante, el monto indicado no se considera razonable, además que la empresa no incluye un presupuesto detallado que respalde lo registrado en la estructura de costos, por lo que se reconocerá un monto de 20 millones de colones, el cual se ajusta a la dimensión del requerimiento.

- **Piso Taller Medición.**

Consiste en sustituir 70 metros cuadrados de piso deteriorado y agrietado existente, por uno de mayor resistencia e higiene.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para mejorar la infraestructura existente.

- **Parqueo Salón Convenciones.**

Consiste en Construcción de un área de aproximadamente de 2 125 m² de parqueo para vehículos, y según expone la empresa, tiene por objetivo contar con un espacio adecuado de parqueos para uso de asociados o usuarios en las asambleas de delegados, que cada persona tenga un espacio reservado de parqueo y exista orden a la hora de realizar actividades de asambleas, acercamiento ciudadanos o incluso capacitaciones de personal y personal externo.

Al respecto, la IE considera que este requerimiento no es necesario para la prestación óptima del servicio público. Además, que en la justificación presentada no se incorpora el detalle del costo/beneficio cuantificado.

- **Ampliación de edificaciones, red de incendios y aires acondicionados**

El detalle de cada ampliación asociada la sucursal de Nicoya, Hojanca y Sardinal, así como el requerimiento de red de incendios y aires acondicionados puede ser verificado por el interesado en los documentos anexos a la carpeta digital indicada en la introducción de este apartado.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para mejorar la seguridad, eficiencia operativa y la atención de los abonados y usuarios, así como las condiciones de trabajo de los colaboradores de la empresa.

- **Mobiliario de oficina y activos misceláneos**

El detalle del mobiliario de oficina y diferentes activos misceláneos identificados por la empresa como necesidades y adiciones proyectadas para el 2018, puede ser verificado por el interesado en los documentos anexos a la carpeta digital indicada en la introducción de este apartado.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para mejorar la seguridad, eficiencia operativa y la atención de los abonados y usuarios, así como las condiciones de trabajo de los colaboradores de la empresa.

ii. Capacidad de Ejecución

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente el porcentaje de ejecución se calcula con base a los 5 años anteriores al año en consideración en el actual estudio tarifario.

El cuadro siguiente muestra el comparativo de adiciones reconocidas y ejecutadas conforme a lo indicado, en donde se puede ver el porcentaje de ejecución por cada año del 2012 al 2016. Cabe destacar que la última fijación tarifaria fue realizada para el año 2013 y correspondía al sistema de distribución, y desde esa fecha a Coopeguanacaste no se le ha ajustado la tarifa, por lo que para los años 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017 se mantienen los montos reconocidos por ARESEP en la fijación del 2012, y en el rubro monto ejecutado,

los montos de adiciones reales ejecutados por Coopeguanacaste para el sistema de distribución.

Cuadro N° 5
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Porcentaje de ejecución de adiciones
Cifras en millones de colones

Porcentaje de ejecución para el Sistema de Distribución ARESEP Millones de colones				
Año	Monto ARESEP	Monto Coopeguanacaste	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2012	₡ 3.864,00	₡ 1.976,50	51%	
2013	₡ 1.374,30	₡ 3.457,86	252%	
2014	₡ 1.374,30	₡ 1.510,99	110%	
2015	₡ 1.374,30	₡ 1.639,38	119%	
2016	₡ 1.374,30	₡ 41.078,70	2989%	
Promedio			704,21%	100,00%

Según Metodología Tarifaria Vigente

GACETA 120, ALCANCE DIGITAL No 81 del 07 de junio de 2012, RESOLUCIÓN 870-RCR-2012, ET-022-2012

Por tanto, el porcentaje de ejecución que debe considerarse según lo establecido en la metodología es de un 100,00%, el cual representa el porcentaje promedio para el último quinquenio.

iii. Adición de los activos del sistema de distribución.

En el siguiente cuadro se muestra las adiciones propuestas por Coopeguanacaste, y lo que finalmente se incorporó en el presente estudio tarifario por parte del Ente Regulador, de conformidad con el porcentaje de ejecución de obras y al haber depurado y readecuado las cuentas contables según el apartado de la sección 2 del informe de inversiones.

Cuadro N° 6
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Adiciones propuestas
Cifras en millones de colones

Resumen de adiciones contable-Propuesta Coopeguanacaste (montos en millones de colones)						
Cuentas		Periodo			Totales	
Número de cuenta	Detalle	2016	2017	2018	Periodo t-1-B	Total periodo
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	POSTES TORRES Y ACCESORIOS	480,45	123,71			604,15
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	CONDUCTORES Y DISPOSIT. AEREOS	248,65	164,45			413,10
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	MEDIDORES			617,57		617,57
1.2.3.01.04.01.	EQUIPO DE TRANSPORTE			19,80		19,80
1.2.3.01.99.01.	HERRAMIENTAS			3,99		3,99
1.2.3.01.06.01.	MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA			1,65		1,65
1.2.3.01.07.01.	EQUIPO ELECTRONICO			54,00		54,00
Subtotal Macroinversiones Sistema de Distribución		729,10	288,16	697,00	-	1.714,25
Número de cuenta	Microinversiones: Sistema de distribución y planta general	2016	2017	2018	Periodo t-1-B	Total periodo
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	POSTES TORRES Y ACCESORIOS	567,56	621,12	805,58		1.994,27
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	CONDUCTORES Y DISPOSIT. AEREOS	353,75	358,20	422,80		1.134,75
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	TRANSFORMADORES DE LINEAS	467,86	524,57	570,00		1.562,42
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	MEDIDORES	138,08	147,28	488,55		773,91
1.2.3.01.02.01.01	EDIFICIO ESTRUCTURAS Y MEJORAS	1.123,81	41,23	647,08		1.812,11
1.2.3.01.06.01.	MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	70,10	18,73	80,09		168,93
1.2.3.01.04.01.	EQUIPO DE TRANSPORTE	154,22	175,73	231,32		561,26
1.2.3.01.99.01.	HERRAMIENTAS	95,64	61,34	22,67		179,66
1.2.3.01.05.01.	EQUIPO DE RADIO COMUNICACION	2,82	17,66	1,57		22,05
1.2.3.01.99.01.	EQUIPO MISCELANEO GENERAL	77,87	6,47	23,89		107,83
1.2.3.01.07.01.	EQUIPO ELECTRONICO	196,38	130,45	292,32		619,15
Subtotal Microinversiones sistema distribución		3.247,89	2.102,79	3.585,66	-	8.936,33
TOTAL		3.976,99	2.390,94	4.282,65	-	10.650,59

Fuente: Carpeta ET-CG DIST 2018\Capitulo 4 Inversiones\4.2 Adiciones\4.2.3 Resumen de adiciones tecnico -contable. IE RE 7802. ET-056-2017

Cuadro N° 7
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Adiciones propuestas por Aresep
Cifras en millones de colones

Resumen de adiciones contable- Propuesta ARESEP (montos en millones de colones)								
Cuentas		Detalle			Período		Totales	
Número de cuenta	Macroinversiones Sistema de	2016	2017	2018	Período t+1-B	Total período		
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	POSTES TORRES Y ACCESORIOS	₡ 480,45	₡ 123,71	₡ -		₡ 604,15		
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	CONDUCTORES Y DISPOSIT. AEREOS	₡ 248,65	₡ 164,45	₡ -		₡ 413,10		
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	MEDIDORES			₡ 617,57		₡ 617,57		
1.2.3.01.04.01.	EQUIPO DE TRANSPORTE			₡ 19,80		₡ 19,80		
1.2.3.01.99.01.	HERRAMIENTAS			₡ 3,99		₡ 3,99		
1.2.3.01.06.01.	MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA			₡ 1,65		₡ 1,65		
1.2.3.01.07.01.	EQUIPO ELECTRONICO			₡ 54,00		₡ 54,00		
Subtotal Macroinversiones Sistema de Distribución		₡ 729,10	₡ 288,16	₡ 697,00	₡ -	₡ 1.714,25		
Número de cuenta	Microinversiones Sistema de	2016	2017	2018	Período t+1-B	Total período		
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	POSTES TORRES Y ACCESORIOS	₡ 567,56	₡ 621,12	₡ 494,76		₡ 1.683,45		
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	CONDUCTORES Y DISPOSIT. AEREOS	₡ 353,75	₡ 358,20	₡ 248,62		₡ 960,57		
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	TRANSFORMADORES DE LINEAS	₡ 467,86	₡ 524,57	₡ 570,00		₡ 1.562,42		
1.2.3.01.03.02.01 y 1.2.3.01.03.04.01	MEDIDORES	₡ 138,08	₡ 147,28	₡ 488,55		₡ 773,91		
1.2.3.01.02.01.01	EDIFICIO ESTRUCTURAS Y MEJORAS	₡ 1.123,81	₡ 41,23	₡ 355,48		₡ 1.520,51		
1.2.3.01.06.01.	MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	₡ 70,10	₡ 18,73	₡ 80,09		₡ 168,93		
1.2.3.01.04.01.	EQUIPO DE TRANSPORTE	₡ 154,22	₡ 175,73	₡ 231,32		₡ 561,26		
1.2.3.01.99.01.	HERRAMIENTAS	₡ 95,64	₡ 61,34	₡ 22,67		₡ 179,66		
1.2.3.01.05.01.	EQUIPO DE RADIO COMUNICACION	₡ 2,82	₡ 17,66	₡ 1,57		₡ 22,05		
1.2.3.01.99.01.	EQUIPO MISCELANEO GENERAL	₡ 77,67	₡ 6,47	₡ 23,69		₡ 107,83		
1.2.3.01.07.01.	EQUIPO ELECTRONICO	₡ 196,38	₡ 130,45	₡ 292,32		₡ 619,15		
Subtotal Microinversiones sistema distribución		₡ 3.247,89	₡ 2.102,79	₡ 2.809,05	₡ -	₡ 8.159,73		
TOTAL		₡ 3.976,99	₡ 2.390,94	₡ 3.506,05	₡ -	₡ 9.873,98		

Fuente: Elaboración propia

iv. Retiro de activos del sistema de distribución.

En el caso de retiro de activos, se determinaron de acuerdo con el archivo adjunto a la Carpeta digital ET-CG DIST 2018\Capitulo 4 Inversiones\4.3 Retiros. IE-RE-7794. ET-056-2017, en el cual la empresa presenta el detalle del retiro de los activos listados para el período 2016, 2017 y 2018:

Cuadro N° 8
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Retiro de activos
Cifras en millones de colones

Retiro de activos Base (en millones de colones)						
N° Cuenta	Nombres Cuenta	Período	Valor al costo	Valor revaluado	Depreciación costo	Depreciación revaluada
1.2.3.01.07.01.	Equipo electrónico al costo	2016	€46,23			
1.2.3.01.07.02.	Equipo electrónico revaluado	2016		€8,53		
1.2.3.01.07.03.	Depreciación acumulada al costo equipo electrónico	2016			€40,98	
1.2.3.01.07.04.	Depreciación acumulada revaluada equipo electrónico	2016				€5,94
1.2.3.01.06.01.	Mobiliario y equipo de oficina al costo	2016	€4,51			
1.2.3.01.06.02.	Mobiliario y equipo de oficina al revaluado	2016		€2,48		
1.2.3.01.06.03.	Depreciación acumulada al costo mobiliario y equipo de oficina	2016			€2,77	
1.2.3.01.06.04.	Depreciación acumulada revaluada mobiliario y equipo de oficina	2016				€1,82
1.2.3.01.99.01.	Herramientas al costo	2016	€12,35			
1.2.3.01.99.03.	Herramientas revaluado	2016		€1,22		
1.2.3.01.99.02.	Depreciación acumulada al costo Herramientas	2016			€8,60	
1.2.3.01.99.04.	Depreciación acumulada revaluada Herramientas	2016				€0,75
1.2.3.01.05.01.	Equipo radiocomunicación al costo	2016	€1,20			
1.2.3.01.05.02.	Equipo radiocomunicación revaluado	2016		€0,43		
1.2.3.01.05.03.	Depreciación acumulada al costo equipo radiocomunicación	2016			€0,85	
1.2.3.01.05.04.	Depreciación acumulada revaluada equipo radiocomunicación	2016				€0,27
1.2.3.01.03.02.01	Medidor al costo	2016	€62,78			
1.2.3.01.03.02.02	Medidor revaluado	2016		€12,51		
1.2.3.01.03.02.03	Depreciación acumulada al costo	2016			€33,12	
1.2.3.01.03.02.04.	Depreciación acumulada revaluada	2016				€2,96
1.2.3.01.07.01.	Equipo electrónico al costo	2017	€9,85			
1.2.3.01.07.02.	Equipo electrónico revaluado	2017		€1,02		
1.2.3.01.07.03.	Depreciación acumulada al costo equipo electrónico	2017			€8,71	
1.2.3.01.07.04.	Depreciación acumulada revaluada equipo electrónico	2017				€0,55
1.2.3.01.99.01.	Equipo Misceláneo al costo	2017	€2,14			
1.2.3.01.99.02.	Equipo Misceláneo revaluado	2017		€0,82		
1.2.3.01.99.03.	Depreciación acumulada al costo equipo misceláneo	2017			€1,28	
1.2.3.01.99.04.	Depreciación acumulada revaluada equipo misceláneo	2017				€0,55
1.2.3.01.06.01.	Mobiliario y equipo de oficina al costo	2017	€5,42			
1.2.3.01.06.02.	Mobiliario y equipo de oficina revaluado	2017		€3,88		
1.2.3.01.06.03.	Depreciación acumulada al costo mobiliario y equipo de oficina	2017			€3,95	
1.2.3.01.06.04.	Depreciación acumulada revaluada mobiliario y equipo de oficina	2017				€2,92
1.2.3.01.04.01.	Equipo de transporte al costo	2017	€35,45			
1.2.3.01.04.03.	Equipo de transporte revaluado	2017		€18,65		
1.2.3.01.04.02.	Depreciación acumulada al costo equipo de transporte	2017			€31,91	
1.2.3.01.04.04.	Depreciación acumulada revaluada equipo de transporte	2017				€15,31
1.2.3.01.99.01.	Herramientas al costo	2017	€29,66			
1.2.3.01.99.03.	Herramientas revaluado	2017		€3,29		
1.2.3.01.99.02.	Depreciación acumulada al costo Herramientas	2017			€22,82	
1.2.3.01.99.04.	Depreciación acumulada revaluada Herramientas	2017				€1,99
1.2.3.01.05.01.	Equipo radiocomunicación al costo	2017	€1,11			
1.2.3.01.05.02.	Equipo radiocomunicación revaluado	2017		€0,74		
1.2.3.01.05.03.	Depreciación acumulada al costo equipo radiocomunicación	2017			€0,81	
1.2.3.01.05.04.	Depreciación acumulada revaluada equipo radiocomunicación	2017				€0,55
1.2.3.01.03.02.01	Medidor al costo	2017	€22,86			
1.2.3.01.03.02.02	Medidor revaluado	2017		€4,73		
1.2.3.01.03.02.03	Depreciación acumulada al costo	2017			€9,69	
1.2.3.01.03.02.04.	Depreciación acumulada revaluada	2017				€1,07
1.2.3.01.03.02.01	Postes torres y accesorios al costo	2017	€0,10			
1.2.3.01.03.02.02	Postes torres y accesorios revaluado	2017		€0,08		
1.2.3.01.03.02.03	Depreciación acumulada al costo	2017			€0,01	
1.2.3.01.03.02.04.	Depreciación acumulada revaluada	2017				€0,01
1.2.3.01.03.02.01	Conductores y dispositivos aéreos al costo	2017	€0,97			
1.2.3.01.03.02.02	Conductores y dispositivos aéreos revaluado	2017		€0,50		
1.2.3.01.03.02.03	Depreciación acumulada al costo	2017			€0,49	
1.2.3.01.03.02.04.	Depreciación acumulada revaluada	2017				€0,22
1.2.3.01.03.02.01	Transformadores de línea al costo	2017	€20,24			
1.2.3.01.03.02.02	Transformadores de línea revaluado	2017		€8,99		
1.2.3.01.03.02.03	Depreciación acumulada al costo	2017			€8,28	
1.2.3.01.03.02.04.	Depreciación acumulada revaluada	2017				€4,04
1.2.3.01.07.01.	Equipo electrónico al costo	2018	€8,27			
1.2.3.01.07.02.	Equipo electrónico revaluado	2018		€0,31		
1.2.3.01.07.03.	Depreciación acumulada al costo equipo electrónico	2018			€6,63	
1.2.3.01.07.04.	Depreciación acumulada revaluada equipo electrónico	2018				€0,22
	Sub Total		€263,13	€68,18	€180,91	€39,17

Fuente: Carpeta D:\ET-CG DIST 2018\Capitulo 4 Inversiones\4.3 Retiros. IE-RE-7794. ET-056-2017

Es importante resaltar que la Coopeguanacaste presentó el detalle de los activos retirados para el año 2016, 2017 y 2018 a nivel de auxiliar. Ver formulario IE-RE-7794.

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 Coopeguanacaste, así como las circunstancias presentadas que influyeron en el desarrollo de los cálculos.

Coopeguanacaste, obtuvo para el sistema de distribución, un costo de capital propio del 3,97% y un 5,12% del costo promedio ponderado de capital, 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 auditados a diciembre 2016.

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 2,13%

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 0,25 para el periodo en estudio y el beta apalancado de 0,27.

Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,67%. 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 reconocieron los siguientes préstamos:

Actividad de Distribución, Junio 2017			
No.OPERACION	PROYECTO	saldo	Banco
#5859246-5859260	Subestación Pinilla	1.728.682.411,69	Banco Popular
#30824713	Sucursal Huacas	723.383.893,74	BNCR

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

Cuadro N° 9
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Rédito de Desarrollo, 2018

Coopeguanacaste	Estimación Coopeguanacaste		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	3,97%	5,12%	3,64%	3,95%

Fuente: ARESEP

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado a Coopeguanacaste para el sistema de distribución (modelo WACC) es de 3,95%; mientras que el costo del capital propio es de 3,64%.

El resultado del costo ponderado del capital otorgado a Coopeguanacaste, resultó diferente, debido a que, al determinar el peso de la deuda respecto al valor total de los activos, la petente incorporó todos los pasivos según sus Estados Financieros a diciembre 2016, siendo lo correcto sólo la deuda con costo de largo plazo.

Es importante indicar que el monto obtenido como rédito para el desarrollo $\$$ 1 541,9 millones, debe ser suficiente para atender el costo de la deuda de largo plazo, las micro-inversiones y aquellas macro-inversiones que no conlleven una obligación financiera con terceros.

e. Base tarifaria

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente según la resolución RJD-139-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP) y el capital de trabajo (CT).

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

Los saldos de los Estados Financieros Auditados de Coopeguanacaste R. L. con corte a diciembre 2016 en conjunto con la información aportada en el Capítulo 6 “Base Tarifaria” son el insumo inicial para el cálculo de la base tarifaria.

Los criterios técnicos utilizado para el presente estudio tarifario parten de los saldos reportados en el Estado Financiero Auditado de Coopeguanacaste con corte a diciembre 2016, los indicadores económicos detallados en la sección de parámetros económicos de este informe, tasas de depreciación y los porcentajes de componente local y externo que se detalla a continuación:

Cuadro N° 10
Sistema de Distribución, Coopeguanacaste
Distribución del componente local y externo por cuenta
(Expresado en términos porcentuales)

Coopeguanacaste Distribución	Componente	Componente externo
Sistema Distribución		
CONDUCTORES SUBTERRANEOS	4%	96%
CONDUCTORES	4%	96%
MEDIDORES	4%	96%
MONTAJES PRIMARIOS	4%	96%
OBRA CIVIL - SUBTERRANEA	4%	96%
POSTES	4%	96%
RECLOSER	4%	96%
REGULADORES DE VOLTAGE	4%	96%
TRANSFORMADORES SUBTERRANEOS	4%	96%
TRASFORMADORES DE LINEA AEREAS	4%	96%
SCADA	4%	96%
Planta General Sistema Distribución		
TERRENOS	100%	0%
MISCELANEO	100%	0%
EDIFICIOS	100%	0%
HERRAMIENTAS	100%	0%
MOBILIARIO Y EQUIPO	100%	0%
EQUIPO ELECTRONICO	100%	0%
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	100%	0%
EQUIPO DE TRANSPORTES	100%	0%
POZO	100%	0%

Fuente: Información de la empresa.

i. Adiciones de activos:

Las adiciones de activos incorporadas en el presente estudio tarifario corresponden a los montos señalados en el apartado de inversiones del presente informe. (Ver apartado II.2.c).

ii. Retiros de activos:

Para lo correspondiente al retiro de activos para los periodos 2017 y 2018, se cuentan con las cifras analizadas por los especialistas en inversiones de la IE, con base en lo expuesto en el documento "Inversiones COOPEGUANASTE-DX-ET-056-2017 FINAL"

iii. Cálculo del activo fijo neto revaluado:

Para el proceso de análisis de la información aportada por Coopeguanacaste en el Capítulo 6 Base Tarifaria, se procedió a depurar la información incluida en los auxiliares de activos del sistema de distribución y planta general, asociado al porcentaje reconocido sobre las inversiones pretendidas para el periodo de solicitud tarifaria, con base en lo expuesto anteriormente se obtienen diferencias en el cálculo del AFNOR para los años 2017 y 2018 según se detalla a continuación:

Cuadro N° 11
Sistema de Distribución, Coopeguanacaste
Detalle del activo fijo neto en operación revaluado por sistema -
Cálculo IE, 2016-2018
(Datos en millones de colones)

Año base 2016	Coopeguanacaste	Aresep	Variación Absoluta	Variación porcentual
Activo fijo al costo	₡37.527,81	₡36.959,05	₡568,76	1,52%
Depreciación al costo	₡11.879,17	₡11.370,76	₡508,40	4,28%
Revaluación	₡12.371,22	₡12.369,76	₡1,45	0,01%
Depreciación de la Revaluación	₡4.477,14	₡4.476,99	₡0,15	0,00%
AFNOR T	₡33.542,72	₡33.481,06	₡61,66	0,18%

Fuente: Elaboración propia con datos de Coopeguanacaste y Aresep.

La variación reflejada en el año base se debe a la depuración de las cuentas de la cooperativa, en específico la cuenta de medidores incluía aproximadamente \$560 millones en activos que ya habían alcanzado su vida útil, por lo tanto, no se consideran dentro del cálculo de la base tarifaria.

Año 2017	Coopeguanacaste	Aresep	Variación Absoluta	Variación porcentual
Activo fijo al costo	¢38.716,44	¢39.222,19	-¢505,75	-1,31%
Depreciación al costo	¢12.502,62	¢12.335,22	¢167,40	1,34%
Revaluación	¢25.523,35	¢14.710,24	¢10.813,12	42,37%
Depreciación de la Revaluación	¢8.937,58	¢5.489,07	¢3.448,51	38,58%
AFNOR T	¢42.799,60	¢36.108,14	¢6.691,46	15,63%

Fuente: Elaboración propia con datos de Coopeguanacaste y Aresep.

Año 2018	Coopeguanacaste	Aresep	Variación Absoluta	Variación porcentual
Activo fijo al costo	¢42.454,12	¢42.719,97	-¢265,85	-0,63%
Depreciación al costo	¢13.445,45	¢13.523,14	-¢77,70	-0,58%
Revaluación	¢28.494,20	¢16.044,92	¢12.449,28	43,69%
Depreciación de la Revaluación	¢10.781,82	¢6.330,78	¢4.451,04	41,28%
AFNOR T+2	¢46.721,06	¢38.910,97	¢7.810,09	16,72%

Fuente: Elaboración propia con datos de Coopeguanacaste y Aresep.

Las variaciones reflejadas en los cuadros anteriores obedecen a las adiciones y retiros aprobados por los especialistas en Inversiones de la IE y los parámetros económicos detallados en el presente informe, de igual manera para la proyección de la base tarifaria realizada por la cooperativa, ésta se alejó de lo establecido en la metodología RJD-139-2015 en las partidas correspondientes a revaluación y depreciación de la Revaluación como se puede observar en los

documentos electrónicos “IE-RE-7723 Reporte de activos fijos Distribución 2017” y “IE-RE-7723 Reporte de activos fijos Distribución 2018” y sus respectivos auxiliares para los periodos 2017 y 2018.

iv. Depreciación:

Las tasas de depreciación utilizadas para el cálculo del gasto en depreciación son las aportadas por Coopeguanacaste en el expediente tarifario ET-056-2017 en el capítulo número 6 “Base Tarifaria”, tal y como se detalla a continuación:

Cuadro N° 12
Sistema de Distribución, Coopeguanacaste
Tasas de depreciación
(Expresado en términos porcentuales)

Coopeguanacaste Distribución 2017	% depreciación
Sistema Distribución	
CONDUCTORES SUBTERRANEOS	2,50%
CONDUCTORES	2,50%
MEDIDORES	2,88%
MONTAJES PRIMARIOS	2,50%
OBRA CIVIL - SUBTERRANEA	2,00%
POSTES	2,50%
RECLOSER	2,50%
RÉGULADORES DE VOLTAGE	2,50%
TRANSFORMADORES SUBTERRANEOS	2,88%
TRASFORMADORES DE LINEA AEREAS	2,88%
SCADA	10,00%
Planta General Sistema Distribución	
TERRENOS	0,00%
MISCELANEO	10,00%
EDIFICIOS	2,00%
HERRAMIENTAS	20,00%
MOBILIARIO Y EQUIPO	10,00%
EQUIPO ELECTRONICO	10,00%
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	10,00%
EQUIPO DE TRANSPORTES	10,00%
POZO	0,00%

Fuente: Información de la empresa.

La diferencia reflejada en el gasto por depreciación entre lo propuesto por la cooperativa y lo obtenido por la Intendencia de Energía, se debe a las siguientes razones:

- *Aplicación de los porcentajes de depreciación aprobados por Aresep.*

- Adiciones y retiros aprobados por los especialistas en Inversiones.
- El cálculo correspondiente a las partidas de Revaluación y Depreciación de la Revaluación, la cual se aleja de lo establecido en la metodología RJD-139-2015.

Lo señalado se puede corroborar en los archivos electrónicos ubicados en el Capítulo 7 en la subcarpeta 7.2.1 específicamente el comportamiento de las siguientes cuentas:

- ✓ “Conductores Aéreos”: no responde al resultado de revaluación por índices ni a lo solicitado por la Cooperativa como adiciones de los periodos 2016-2018, responde a una variación entre la información incluida para esta cuenta en el archivo “IE-RE-7724 Reporte de activos fijos distribución 2017” y lo incluido en los archivos “Depreciaciones conductores aéreos” de ¢2 406 millones de colones a ¢12 462 millones en la cuenta de Revaluación y de ¢730 millones a ¢4 288 millones de colones en la cuenta Depreciación de la Revaluación.
- ✓ “Transformadores subterráneos”: no responde al resultado de revaluación por índices ni a lo solicitado por la Cooperativa como adiciones de los periodos 2016-2018, responde a una variación entre la información incluida para esta cuenta en el archivo “IE-RE-7724 Reporte de activos fijos distribución 2017” y lo incluido en los archivos “Depreciaciones transformadores subterráneos” de ¢231 millones a ¢1 584 millones de en la cuenta de Revaluación y de ¢26 millones a ¢277 millones en la cuenta Depreciación de la Revaluación.

Las variaciones se pueden resumir de la siguiente manera:

Cuadro N° 13
Sistema de Distribución, Coopeguanacaste
Depreciación de los periodos 2017-2018
(Expresado en millones de colones)

Gasto por depreciación	Coopeguanacaste	Aresep	Variación Absoluta	Variación porcentual
2017	¢3.252,65	¢1.414,04	¢1.838,61	56,53%
2018	¢2.639,95	¢1.575,92	¢1.064,03	40,30%

Fuente: Información de Coopeguanacaste y Aresep.

f. Análisis financiero

i. Criterios de proyección aplicados

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

- Para la proyección de gastos de los sistemas (distribución, comercialización y administrativos) correspondientes a los años 2017 y 2018, se tomó como año base el 2016, con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo. Se consideran los meses reales de enero a junio 2017, así como la proyección de julio a diciembre del 2017 con la respectiva inflación, según la naturaleza de la partida.
- Se realizó un análisis histórico de las partidas para cada uno de los periodos 2015 - 2016 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 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 1,7% y 3,3% para los periodos 2017 y 2018, respectivamente. Asimismo, se incorporaron los gastos extraordinarios o nuevas contrataciones debidamente justificadas.
- Los tipos de cambio promedios utilizados son de ¢572,74 y ¢572,85 por US\$ para los periodos 2017 y 2018, 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 Coopeguanacaste, 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.

- *Para el caso de partidas cuya proyección o ejecución no esté supeditado al indicador económico (se refiere a aquellas partidas que, como resultado de comparar dos periodos, su variación porcentual refleja un dato inferior a dicho indicador), 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 Coopeguanacaste, siendo los porcentajes para aplicación los siguientes: 6,57%, 60,88%, 2,00% y 30,55% para las actividades de generación, distribución, alumbrado público y servicios no regulados, respectivamente.*
- *Se analizó las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:*
 - ✓ *El año base utilizado fue con corte a diciembre 2016 y para el 2017 se consideró una base real de enero a junio.*
 - ✓ *La empresa envió para el periodo 2016 y la porción real del 2017, la planilla de cada uno de los meses y los comprobantes de la CCSS, sin embargo al no tener esta Intendencia la información segregada y clarificada por centros de costos o actividades y todas las partidas que componen las cuentas de remuneración dificultó el trabajo de conciliación de la planilla con la CCSS a un mayor nivel de detalle sin embargo, a nivel de totales se revisó la conciliación de salarios con la información aportada por Coopeguanacaste en el estudio tarifario se encontraron diferencias mínimas que no llegan al 1% del total de la planilla.*
 - ✓ *Algunas cuentas presentan un crecimiento significativo en el 2017 y 2018 y la empresa no justifico razonablemente el incremento, en algunos casos como la cuenta de vacaciones, aporto archivos en Excel de respaldo con los movimientos de la cuenta, pero no la justificación en prosa que sustente y respalde el crecimiento por lo que se reconoció el periodo anterior más inflación.*
 - ✓ *Para la cuenta de contribuciones patronales se contemplaron para el total de remuneraciones los siguientes porcentajes CCSS 14,33%, IMAS 0,50%, INA 1,50%, Asignaciones Familiares 5%, BPDC 0,50%.*

- ✓ Para el sistema de distribución, comercial y administrativo la empresa envió el detalle de las cuentas de la cooperativa lo que permitió utilizarlas como base y posteriormente aplicar los drivers de contabilidad regulatoria.
- ✓ Los componentes del salario personal según contabilidad regulatoria para la asignación de drivers utilizados por la empresa fueron los siguientes, lo que permitió evidenciar que en la proyección dentro de personal la empresa omitió las cuentas del (FCL) Fondo de Capitalización Laboral y (ROP) Régimen Obligatorio de Pensiones, por lo que en la proyección la IE los reconoce dentro de la partida de personal, siendo el FCL un 3% y para el ROP un 1,5% correspondiente al Régimen Obligatorio 0,50%, y Cuota INS LPT 1%.

CUENTA	DESCRIPCION
6-01-01-00-000	SALARIOS
6-01-02-00-000	VACACIONES
6-01-03-00-000	C.C.S.S.
6-01-05-00-000	BANCO POPULAR
6-01-06-00-000	I.N.A.
6-01-07-00-000	I.M.A.S.
6-01-08-00-000	ASIGNACIONES FAMIL.
6-01-09-00-000	AGUINALDO
6-01-10-00-000	PRESTACIONES LEGAL
6-01-13-00-000	SUBSIDIOS
6-01-14-00-000	CAPACITACION DE PEI

- ✓ De aguinaldo se reconoció el 8,33% del total de salarios.
- ✓ Para prestaciones legales se reconoció según lo aportado en el archivo "SALARIOS PRÓXIMOS JUBILADOS"
- ✓ En el 2017 en mantenimiento se excluyen costos relacionados a alumbrado público.
- ✓ Coopeguanacaste, ha venido gradualmente ajustando su planilla a percentil 50 según análisis de mercado, es por ello que en el estado de resultados regulado, se incluye un rubro de encuesta salarial donde la Aresep reconoce ¢294,7 millones, de ¢300,5 millones que solicito la empresa, correspondiente a la planilla que se espera

ajustar su percentil salarial, vale mencionar que en este rubro se presentaron algunas limitaciones al no contar con información trazable desde el origen del movimiento y en este rubro la intendencia recorto gastos correspondiente a alumbrado público registrados en distribución.

- ✓ *Se presentaron diferencias en algunos de los archivos de la RIE-68 en relación con el formulario IE-RE-7717 por errores en la vinculación.*

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

• Gastos del operación y mantenimiento:

- ✓ *En la cuenta de Atención a funcionarios en el año base se incluyó un gasto no recurrente por ¢ 2,12 millones correspondiente a la actividad de proyección social denominada “Foro de Agua” según justificación en word con nombre “Gastos Coopeguanacaste R.L” en su página #146 (folio 147), por lo que se excluye en el año 2017.*
- ✓ *Las cuentas “Honorarios profesionales”, “servicio de computo”, “mantenimiento de equipo taller y herramientas”, “mantenimiento”, presentan aumentos para el año 2016 del 557,2%, 42.4%, 3,4% y 111% respectivamente. Estas cuentas tienen la particularidad de que no las proyectan para los años 2017 y 2018, la cooperativa las incluye en los gastos administrativos; esto se verifica en el archivo de Excel nombrado “Gastos 2017-2018.xlsx” en su hoja con el mismo nombre (folio 147).*
- ✓ *En la cuenta “mantenimiento de planta”, se excluyó el monto de ¢15,33 millones esto debida a que es un gasto de trabajos en postes por el Huracán Otto, lo cual no es un gasto recurrente por lo que se excluye del año base, con el nuevo monto se procede a proyectar 2017 y 2018, el monto excluido se visualiza en justificación en word con nombre “Gastos Coopeguanacaste R.L” en su página #1113 (folio 147).*
- ✓ *En la cuenta “Mant. EQ Radio Comunicación”, se tomó los contratos según el archivo en Excel “Gastos 2017-2018.xlsx” en su hoja “mantenimiento equipo radiocomun”, y se recalculan al tipo de cambio de la IE, quedando ¢34,95 millones para el 2018.*

- ✓ *En la cuenta “transportes” para el año 2018 se dejó el dato proyectado por la cooperativa, ya que se verifica el mismo con el contrato respectivo y se considera que es razonable, el monto reconocido es de ¢20,4 millones.*

- **Gastos administrativos:**

La Cooperativa, asignó los gastos administrativos con los porcentajes de asignación del 6,57%, 60,88%, 2% y 30,55% entre los sistemas de generación, distribución, alumbrado público y actividades no reguladas respectivamente.

Con la entrada en vigencia de la resolución RIE-068-2016 “Simplificación y estandarización de información financiero-contable (servicio de suministro de electricidad que prestan las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas De Electrificación Rural)”, en el “Por Tanto V” se estableció que “[...] en la presentación de los estudios tarifarios a partir de abril 2017 y para el cumplimiento de la RIE-131-2015 del 18 de noviembre de 2015, se deberán utilizar los planes de cuentas uniformes establecidos en esta resolución. [...]”.

Por lo anterior Coopeguanacaste presentó el formulario “IE-RE-7718 Registro de Costos y Gastos Distribución” basado en el plan de cuentas de contabilidad regulatoria y que en relación con los gastos administrativos incluyó los drivers a utilizar en la estructura de costos, tal como se muestra seguidamente:

Cuadro N° 14
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Estructura de costos y gastos administrativos
Con sus respectivos drivers

5.5.	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	
5.5.1.	Gastos de las unidades administrativas (de apoyo a la gestión)	Driver
5.5.1.01.	Gerencia general y estratégica	9%
5.5.1.02.	Auditoría interna y control de gestión	11%
5.5.1.03.	Legales	3%
5.5.1.04.	Relaciones públicas e institucionales	4%
5.5.1.05.	Contaduría y tesorería	22%
5.5.1.06.	Administración y finanzas	2%
5.5.1.07.	Regulación	2%
5.5.1.08.	Logística y servicios generales	10%
5.5.1.09.	Servicios informáticos	20%
5.5.1.10.	Recursos humanos	8%
5.5.1.11.	Costos del área administrativa (apoyo) de las oficinas comerciales (o sucursales)	0%
5.5.1.99.	Otras gerencias de apoyo administrativo	7%

Fuente: Intendencia de Energía, ET-055-2017, ET-056-2017

El cuadro que precede muestra las cuentas que conforman la estructura de costos y gastos administrativos, estas a su vez tienen partidas en un nivel inferior. Coopeguanacaste presentó los saldos para el análisis de estas partidas denominadas "Personal", "Materiales", "Servicios contratados", "Alquileres", "Seguros" y "Otros", y para la distribución de los montos totales se utilizaron los siguientes conductores:

Cuadro N° 15
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Conductores de costos y gastos

Gastos Administrativos	
Partidas de quinto nivel tarifario	
Personal	69%
Materiales	6%
Servicios contratados	1%
Alquileres	0%
Seguros	3%
Otros	20%

Fuente: Intendencia de Energía, ET-055-2017, ET-056-2017

De acuerdo con la información adicional, se presenta el resultado del análisis de las cuentas:

➤ **Materiales:**

En el proceso de homologación de la partida “Materiales” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:

- 6-01-26-00-000 PAPELERIA Y UTILES DE OFICINA
- 6-01-36-00-000 MATERIAL DE ASEO
- 6-01-48-00-000 MATERIALES Y SERVICIOS
- 6-01-27-00-000 ELECTRICIDAD
- 6-01-28-00-000 TELEFONO
- 6-01-29-00-000 AGUA (IMPUESTO Y TASA)
- 6-01-43-00-000 COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✓ No justificó la partida “papelería y útiles de oficina”, pese a que describe el tipo de materiales que se registran en la cuenta, la cooperativa no explicó el origen de esas erogaciones, por lo cual se proyectó utilizando el indicador económico inflación.
- ✓ La cooperativa motivó el crecimiento de la partida “Agua (Impuesto y tasa)” en el año 2017, con el cambio tributario de algunos vehículos de la

empresa, para poder comercializarlos. Esta situación corresponde a un gasto no recurrente, por lo cual se excluyó de la proyección.

- ✓ *Las demás partidas de materiales no presentan diferencias respecto a lo solicitado por la cooperativa y lo incluido a nivel de tarifas.*
- ✓ *Los montos de materiales para el año 2018 sin aplicar drivers ascienden a las sumas de ¢38,47 y ¢30,95 millones según la contabilidad de Coopeguanacaste y la depuración de Aresep, respectivamente.*
- ✓ *Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la cooperativa las cifras corresponden a ¢38,47 y ¢108,39 millones de Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados.*

➤ **Servicios Contratados:**

En el proceso de homologación de la partida “Servicios Contratados” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:

- 6-01-24-00-000 HONORARIOS PROFESIONALES
- 6-01-33-00-000 COMUNICACIONES

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✓ *Las partidas de “servicios contratados” no presentan diferencias respecto a lo solicitado por la Cooperativa y lo incluido a nivel de tarifas.*
- ✓ *El monto de servicios contratados para el año 2018 sin aplicar drivers asciende a la suma de ¢20,70 millones según la contabilidad de Coopeguanacaste y la depuración de Aresep.*
- ✓ *Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa las cifras corresponden a ¢20,70 y ¢27,43 millones de Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden en que fueron citados.*

➤ **Alquileres:**

En esta partida la homologación de uno a uno, o sea que tanto en el plan de cuentas de contabilidad regulatoria y la cuenta contable de la empresa utilizó la misma denominación. En lo que respecta al año 2018 la partida no presenta ningún movimiento según la contabilidad de la empresa; sin embargo, al aplicar los drivers a los gastos de la cooperativa se evidencia el gasto por este concepto por el monto de ¢0,08 millones.

➤ **Seguros sistema de distribución**

Tomando en consideración la naturaleza de la partida, se verificaron los montos correspondientes a los contratos según los comprobantes presentados y la información disponible, la distribución y estimación de las pólizas se efectuó tomando en consideración la naturaleza de la partida y según lo establecido por la empresa.

- ✓ *Con relación a la póliza de automóviles el monto reconocido se basa en los datos brindados por Coopeguanacaste según archivo "PT-SEGUROS Proyecciones ARESEP EXPED.xlsx".*
- ✓ *En la Póliza Responsabilidad Civil se presentó discrepancias entre la información del cuadro consolidado con la contenida en el expediente. No se justifica la relación entre el valor asegurable y los respectivos montos de la prima y gasto por seguro para los años 2015, 2016, y no se presentan sus respectivos comprobantes. De igual forma, en el 2017 se considera como el monto de la prima y gasto por seguro, el monto establecido como valor asegurable en el año 2016. Para su estimación se utiliza lo establecido en los comprobantes presentados.*
- ✓ *Se presentan discrepancias en el año 2017 entre la información del cuadro con la contenida en el expediente, al considerarse como el monto de la prima y gasto por seguro, el monto establecido como valor asegurable en el año 2016. Para su estimación se utiliza lo establecido en los comprobantes presentados para las siguientes pólizas:*
 - *Póliza de Fidelidad, la Póliza de Valores en Tránsito y en la Póliza de Vigilancia.*
 - *Póliza de Incendio.*
- ✓ *En el cuadro presentado por Coopeguanacaste se incorpora la póliza de equipo electrónico, la cual no se considera debido a que está contemplada dentro de la póliza de incendio todo riesgo, según lo indicado por Coopeguanacaste y lo establecido en la póliza. Esta muestra un valor de nuevas obras asegurables, lo cual no está debidamente justificado.*
- ✓ *Se reconocen los seguros del equipo de contratistas y transporte interior y se utiliza la asignación y distribución efectuada por la empresa para el seguro de automóviles.*
- ✓ *No se reconoce la póliza de vida de los directores, la cual no está debidamente justificada y con la documentación soporte.*

- ✓ *No se reconocen los seguros que se presentan de forma separada, que no están considerados en el cuadro consolidado de seguros presentado por Coopeguanacaste, correspondientes a la Póliza de obra del Centro de Convenciones y la Póliza básica de accidentes de los miembros del consejo de administración, debido a que no están debidamente justificadas y con la documentación soporte.*

➤ **Seguros asignados a gastos de mantenimiento**

Los montos asignados de gastos de mantenimiento del sistema de distribución son ¢100,63 millones para el año 2018, lo cual representa una variación de 31,94% con respecto a lo solicitado por Coopeguanacaste (¢72,27 millones).

➤ **Seguros asignados a gastos administrativos**

Los montos asignados de gastos administrativos corresponden a ¢44,35 millones para el año 2018, lo cual representa una variación de -16,95% con respecto a lo solicitado por Coopeguanacaste (¢53,40 millones).

➤ **Seguros asignados a gastos de cobro a consumidores**

Los montos asignados de los gastos de cobro a consumidores del sistema de distribución son ¢7,76 millones para el año 2018, lo cual representa una variación de -68,26% con respecto a lo solicitado por Coopeguanacaste (¢24,45 millones).

Los montos asignados totales al sistema de distribución son ¢152,74 millones para el año 2018, lo cual representa una variación de -0,90% con respecto a lo solicitado por Coopeguanacaste (¢ 154,12 millones).

➤ **Otros:**

En el proceso de homologación de la partida “Otros” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:

- 6-01-11-00-000 VIATICOS Y RECONOCIMIENTOS
- 6-01-12-00-000 UNIFORME DE EMPLEADOS
- 6-01-15-00-000 DIETAS CONSEJO ADMINISTRACION
- 6-01-16-00-000 DIETAS COMITE DE VIGILANCIA
- 6-01-18-00-000 GTOS CONSEJO DE ADMINISTRACION
- 6-01-19-00-000 GTOS COMITE DE VIGILANCIA

- 6-01-21-00-000 GASTOS DE ASAMBLEA
- 6-01-22-00-000 GASTOS DE REPRESENTACION
- 6-01-23-00-000 ATENCION A FUNCIONARIOS
- 6-01-25-00-000 KILOMETRAJE
- 6-01-31-00-000 COMISION AGENCIA DE COBRO
- 6-01-32-00-000 SERVICIO DE COMPUTO
- 6-01-37-00-000 MANTENIMIENTO DE PLANTA
- 6-01-38-00-000 MANT.EQ RADIO COMUNICACION
- 6-01-39-00-000 MAT.EQ.TALLER Y HERRAMIENTAS
- 6-01-40-00-000 MAT.MOB.EQUIPO DE OFICINA
- 6-01-41-00-000 MANT.EDIFICIO Y ESTRUCTURA
- 6-01-42-00-000 MAT.SISTEMA ALUMBRADO PUBLICO
- 6-01-44-00-000 REPUESTOS DE VEHICULOS
- 6-01-45-00-000 ENDEREZADO Y PINTURA
- 6-01-46-00-000 LLANTAS
- 6-01-47-00-000 BATERIAS
- 6-01-49-00-000 DERECHOS DE CIRCULACION
- 6-01-50-00-000 PARQUEO Y PEAJE
- 6-01-71-00-000 RECLAMOS POR DAÑOS
- 6-01-72-00-000 FUNCION REGULADORA ARESEP
- 6-01-73-00-000 OTROS GASTOS
- 6-01-74-00-000 BONIFICACION ATENCION AGENCIA
- 6-01-75-00-000 GASTOS JUDICIALES
- 6-01-76-00-000 DISPOSITIVOS DE LOCALIZACION GPS(AUTOM)
- 6-01-78-00-000 GASTOS CONSULTORIO MEDICO
- 6-01-79-00-000 MANTENIMIENTO PLANTA GENERAL
- 6-01-81-00-000 TRANSPORTE
- 6-01-83-00-000 ATENCION A ASOCIADOS
- 6-01-86-00-000 LECTURAS MEDIDORES,CORTAS Y RECONEXIONES
- 6-01-88-02-000 GASTOS POR COMISIONES EN PAGO DE SERVICIOS
- 6-01-88-03-000 GASTOS POR COMISIONES BANCARIAS
- 6-01-90-00-000 HERRAMIENTAS REV
- 6-01-91-00-000 FONDO DE PENSIONES COMP.OBLIG
- 6-01-92-00-000 GASTOS POR SERVICIOS DE VIGILANCIA
- 6-01-93-01-000 DIETAS TRIBUNAL ELECTORAL
- 6-01-93-02-000 GASTOS TRIBUNAL ELECTORAL

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✓ Para el año 2017, la cooperativa no justificó la variación de la partida “Dietas consejo administración”, por lo cual se proyectó a partir del año 2016, utilizando el indicador económico inflación.
- ✓ La partida "gastos de asamblea" presentó un crecimiento del 19% en el año 2017, pese a que se describe el tipo de erogaciones que se registran en esta cuenta, no se justifica el motivo y la cuantía del origen de la variación, por lo anterior se proyecta con la inflación.
- ✓ En lo que respecta a gastos administrativos Coopeguanacaste no justificó la variación en la partida “Atención a Funcionarios”.
- ✓ No justificó la variación del año 2017 de la partida “Mat.eq.taller y herramientas”, por lo cual se proyectó utilizando el indicador económico inflación.
- ✓ Se excluyó de la proyección los gastos no recurrentes del año 2017 en la partida “Mat.mob. equipo de oficina” por el monto de ¢1,68 millones.
- ✓ En lo que respecta a la cuenta “servicios de cómputo” se actualizaron los datos del año 2018 con el tipo de cambio estimado por la IE, se incorporó el gasto no recurrente de la empresa “exactus business software” por la migración de exactus de la versión 6 R6 a la versión 7 por el monto de \$9 872 y se excluyó en el año 2018 el monto sin justificar de la empresa “Soporte crítico S.A.” ya que únicamente aportó órdenes de compra que corresponden al año 2015. Adicionalmente se depuró las licencias registradas en esta partida conforme a lo expuesto en el apartado de “Amortización de intangibles” donde se redujo la proyección del año 2018 en la suma de ¢92,77 millones.
- ✓ Conforme al análisis que se refiere en el apartado de “seguros”, se determinó el importe de esta partida para el año 2018 en la suma de ¢49,13 millones, presentando una reducción de ¢38,58 millones en el monto destinado a gastos administrativos. Del monto citado ¢44,35 millones corresponden al sistema de distribución.
- ✓ Las demás partidas clasificadas como “Otros” no presentan diferencias respecto a lo solicitado por la Cooperativa y lo incluido a nivel de tarifas.
- ✓ Los montos de “Otros” para el año 2018 sin aplicar drivers ascienden a las sumas de ¢568,62 y ¢428,03 millones según la contabilidad de Coopeguanacaste y la depuración de Aresep, respectivamente.
- ✓ Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa las cifras corresponden a ¢568,62 y ¢401,56 millones de Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados.

El total de gastos administrativos para el año 2018 ascienden al monto de ¢2 432,41 millones. Este monto se desglosa en las sumas de ¢211,20, ¢1 964,75,

¢15,76 y ¢240,71 millones para los sistemas de generación, distribución, alumbrado público y actividades no reguladas.

En lo que respecta a los gastos administrativos del sistema de distribución, se presenta el siguiente cuadro que resume las partidas presentadas con la contabilidad de la empresa y la depuración de esta Intendencia (sin aplicar drivers).

Cuadro N° 16
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Gastos Administrativos
Resumen de partidas - Sin drivers
Periodo 2018

Detalle	Coopeguanacaste		Aresep		Δ Abs	Δ %	Peso
Personal	¢	1.458,98	¢	1.440,72	¢ (18,26)	-1%	10%
Materiales	¢	38,47	¢	30,95	¢ (7,52)	-20%	4%
Servicios Cont	¢	20,70	¢	20,70	¢ -	0%	0%
Alquileres	¢	-	¢	-	¢ -	0%	0%
Seguros	¢	53,40	¢	44,35	¢ (9,05)	-17%	5%
Otros	¢	568,62	¢	428,03	¢ (140,59)	-25%	80%
Subtotal	¢	2.140,18	¢	1.964,75	¢ (175,43)	-8%	100%
Depreciaciones	¢	169,30	¢	-	¢ (169,30)	-100%	
No tarifarios	¢	-	¢	-	¢ -	0%	
Total	¢	2.309,48	¢	1.964,75	¢ (344,73)	-15%	

Fuente: Elaboración propia.

Una vez que se asignó el total de gastos entre las distintas cuentas que conforman la estructura de costos de la contabilidad regulatoria (utilizando los drivers que indicó Coopeguanacaste) se presentan los saldos de las partidas en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 17
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Gastos Administrativos
Resumen de partidas
Contabilidad Regulatoria - Con drivers
Periodo 2018

Detalle	Coopeguanacaste	Aresep	Δ Abs	Δ %	Peso
Personal	1.458,98	1.364,92	(94,06)	-6%	54%
Materiales	38,47	108,39	69,92	182%	-40%
Servicios contratados	20,70	27,43	6,74	33%	-4%
Alquileres	-	0,08	0,08	100%	0%
Seguros	53,40	62,38	8,97	17%	-5%
Otros	568,62	401,56	(167,07)	-29%	95%
Total	2.140,18	1.964,75	(175,43)	-8%	100%

Fuente: Elaboración propia.

Cabe mencionar que en el formulario "IE-RE-7718 Registro de Costos y Gastos Distribución.xls" la Cooperativa refirió al monto de ¢2 140,18 millones en el año 2018 para el sistema de distribución, este dato no incorpora las depreciaciones.

El total de gastos administrativos a incluir en la tarifa del sistema de distribución para el año 2018, corresponde al monto de ¢1 964,75 millones.

- *Análisis de "Licencias":*
- ✓ *El software integrado de planificación, riesgo, control y cumplimiento por la suma de ¢25 millones y el proyecto de Sistema de Información GIS por ¢47,40 millones no se reconocieron al no estar debidamente justificados e indicarse que se encuentran en la etapa de requerimientos y análisis de factibilidad y riesgos.*
- ✓ *Se ajustaron los montos de las estimaciones de las partidas correspondientes a PRIMESTONE por \$11,087 Sistema de Control de Dispositivos Móviles por \$6,665, Licencias de Oracle para Sitio Alterno por \$118,952, Sistema de VMWare de Respaldo \$23,787,14, conforme al monto establecido en la documentación de respaldo debido a que se presentan discrepancias entre la documentación presentada y las estimaciones.*
- ✓ *Se ajustaron las estimaciones de las amortizaciones conforme a las amortizaciones efectuadas desde la fecha de adquisición. Coopeguanacaste efectúa la estimación considerando un año completo.*
- ✓ *Los montos en dólares se ajustaron conforme a los parámetros económicos utilizados por la Intendencia de Energía.*

Las licencias que forman parte de los gastos de administración ascienden a la suma de ¢233,83 millones para el año 2018, lo cual representa una variación de -28,40% con respecto a lo solicitado por Coopeguanacaste (¢326,60 millones).

- **Gastos comerciales:**

La Cooperativa, asignó los gastos comerciales o cobro a consumidores con los porcentajes de asignación del 65,16%, 2,14% y 32,70% entre los sistemas de distribución, alumbrado público y actividades no reguladas respectivamente, exceptuando la cuenta denominada "Lecturas, medidores, cortas y reconexiones" la cual se asigna el 100% al sistema de distribución.

Con la entrada en vigencia de la resolución RIE-068-2016 "Simplificación y estandarización de información financiero-contable (servicio de suministro de electricidad que prestan las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas De Electrificación Rural)", en el "Por Tanto V" se estableció que "[...] en la presentación de los estudios tarifarios a partir de abril 2017 y para el cumplimiento de la RIE-131-2015 del 18 de noviembre de 2015, se deberán utilizar los planes de cuentas uniformes establecidos en esta resolución. [...]".

Por lo anterior Coopeguanacaste presentó el formulario "IE-RE-7718 Registro de Costos y Gastos Distribución" basado en el plan de cuentas de contabilidad regulatoria y que en relación con los gastos comerciales se incluyó los drivers a utilizar en la estructura de costos, tal como se muestra seguidamente:

Cuadro N° 18
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Estructura de costos y gastos comerciales
Con sus respectivos drivers

5.4.	Costos comerciales asociados al servicio de distribución	Driver
5.4.1.	Costos de la gerencia comercial central	17%
5.4.2.	Costos del área comercial de las oficinas comerciales (o sucursales)	48%
5.4.3.	Costos de lectura de medidores*	0%
5.4.4.	Costos de facturación y reparto de facturas	21%
5.4.5.	Costos de cobranza	0%
5.4.6.	Costos de atención al cliente	14%
5.4.7.	Costos de corte y reconexión de servicios*	0%
5.4.8.	Costos de campañas informativas	0%
Nota: * Los drivers utilizados para asignar los servicios contratados corresponden a un 71% "Lectura" y 29% "Corta y reconexión"; ambos corresponden al sistema de distribución.		

Fuente: Intendencia de Energía, ET-056-2017

El cuadro que precede muestra las cuentas que conforman la estructura de costos y gastos comerciales, estas a su vez tienen partidas en un nivel inferior, Coopeguanacaste presentó los saldos para el análisis de estas partidas denominadas "Personal", "Materiales", "Servicios contratados", "Alquileres", "Seguros" y "Otros", y para la distribución de los montos totales se utilizaron los siguientes conductores:

Cuadro N° 19
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Conductores de costos y gastos

Gastos Comerciales	
Partidas de cuarto nivel tarifario	
Personal	52%
Materiales	10%
Servicios contratados	1%
Alquileres	0%
Seguros	2%
Otros	36%

Fuente: Intendencia de Energía, ET-056-2017

De acuerdo con la información adicional, se presenta el resultado del análisis de las cuentas:

➤ **Materiales:**

En el proceso de homologación de la partida “Materiales” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:

- 6-01-26-00-000 PAPELERIA Y UTILES DE OFICINA
- 6-01-36-00-000 MATERIAL DE ASEO
- 6-01-48-00-000 MATERIALES Y SERVICIOS
- 6-01-27-00-000 ELECTRICIDAD
- 6-01-28-00-000 TELEFONO
- 6-01-29-00-000 AGUA (IMPUESTO Y TASA)
- 6-01-43-00-000 COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✓ No justificó la partida “papelería y útiles de oficina”, pese a que describe el tipo de materiales que se registran en la cuenta, la Cooperativa no explicó el origen de esas erogaciones, por lo cual se proyectó utilizando el indicador económico inflación.
- ✓ La cooperativa no justificó el crecimiento de la partida “Teléfono” en el año 2017, por este motivo se proyectó utilizando el indicador económico inflación. Adicionalmente, en el año 2018 se incorporó el monto de ¢6,24 millones al considerar el plan corporativo de celulares, el cual se distribuye en ¢0,46, ¢5,41 y ¢0,36 millones, para los servicios de “comercialización”, “operación y mantenimiento” y “administrativos”, respectivamente.
- ✓ En lo que respecta a la partida “Material de aseo” Coopeguanacaste describió las erogaciones que se registran en esta cuenta y la importancia del aseo para prevenir enfermedades; sin embargo, no justificó el origen de la variación en el gasto para los periodos 2017 y 2018, motivo por el cual se proyectó utilizando el indicador económico inflación.
- ✓ Las demás partidas de materiales no presentan diferencias respecto a lo solicitado por la Cooperativa y lo incluido a nivel de tarifas.
- ✓ Los montos de materiales para el año 2018 sin aplicar drivers ascienden a las sumas de ¢94,16 y ¢86,58 millones según la contabilidad de Coopeguanacaste y la depuración de Aresep, respectivamente.

- ✓ Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la cooperativa las cifras corresponden a ¢102,79 y ¢85,12 millones de Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados.

➤ **Servicios Contratados:**

En el proceso de homologación de la partida “Servicios Contratados” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:

- 6-01-24-00-000 HONORARIOS PROFESIONALES
- 6-01-33-00-000 COMUNICACIONES
LECTURAS MEDIDORES, CORTAS
- 6-01-86-00-000 RECONEXIONES

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✓ La partida “Lecturas medidores, cortas y reconexiones” no presenta saldo por de la Cooperativa para el año 2018; sin embargo, debido a la importancia de la erogación, se procedió a incorporar este en la proyección del sistema de distribución, utilizando el indicador económico inflación. Posteriormente se distribuyó en las cuentas de contabilidad regulatoria “Costos de lectura medidores” y “Costos de corte y reconexión de servicios”, según los porcentajes señalados por el petente de 71% y 29% respectivamente.
- ✓ Las demás partidas de “servicios contratados” no presentaron diferencias respecto a lo solicitado por la Cooperativa y lo incluido a nivel de tarifas.
- ✓ Los montos de servicios contratados para el año 2018 sin aplicar drivers ascienden a las sumas de ¢0,12 y ¢192,26 millones según la contabilidad de Coopeguanacaste y la depuración de Aresep, respectivamente.
- ✓ Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa las cifras corresponden a ¢0,14 y ¢196,39 millones de Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados.

➤ **Alquileres:**

En esta partida la homologación de uno a uno, o sea que tanto en el plan de cuentas de contabilidad regulatoria y la cuenta contable de la empresa utilizó la misma denominación. En lo que respecta al año 2018 la partida no presenta ningún movimiento según la contabilidad de la empresa; sin embargo, al aplicar los drivers a los gastos de la Cooperativa se evidencia el gasto por este concepto por el monto de ¢2,03 millones.

➤ **Otros:**

En el proceso de homologación de la partida “Otros” del plan de cuentas de contabilidad regulatoria con las cuentas contables de Coopeguanacaste, se agruparon las siguientes cuentas:

- 6-01-11-00-000 VIATICOS Y RECONOCIMIENTOS
- 6-01-12-00-000 UNIFORME DE EMPLEADOS
- 6-01-15-00-000 DIETAS CONSEJO ADMINISTRACION
- 6-01-16-00-000 DIETAS COMITE DE VIGILANCIA
- 6-01-18-00-000 GTOS CONSEJO DE ADMINISTRACION
- 6-01-19-00-000 GTOS COMITE DE VIGILANCIA
- 6-01-21-00-000 GASTOS DE ASAMBLEA
- 6-01-22-00-000 GASTOS DE REPRESENTACION
- 6-01-23-00-000 ATENCION A FUNCIONARIOS
- 6-01-25-00-000 KILOMETRAJE
- 6-01-31-00-000 COMISION AGENCIA DE COBRO
- 6-01-32-00-000 SERVICIO DE COMPUTO
- 6-01-37-00-000 MANTENIMIENTO DE PLANTA
- 6-01-38-00-000 MANT.EQ RADIO COMUNICACION
- 6-01-39-00-000 MAT.EQ.TALLER Y HERRAMIENTAS
- 6-01-40-00-000 MAT.MOB.EQUIPO DE OFICINA
- 6-01-41-00-000 MANT.EDIFICIO Y ESTRUCTURA
- 6-01-42-00-000 MAT.SISTEMA ALUMBRADO PUBLICO
- 6-01-44-00-000 REPUESTOS DE VEHICULOS
- 6-01-45-00-000 ENDEREZADO Y PINTURA
- 6-01-46-00-000 LLANTAS
- 6-01-47-00-000 BATERIAS
- 6-01-49-00-000 DERECHOS DE CIRCULACION
- 6-01-50-00-000 PARQUEO Y PEAJE
- 6-01-71-00-000 RECLAMOS POR DAÑOS
- 6-01-72-00-000 FUNCION REGULADORA ARESEP
- 6-01-73-00-000 OTROS GASTOS
- 6-01-74-00-000 BONIFICACION ATENCION AGENCIA
- 6-01-75-00-000 GASTOS JUDICIALES
- 6-01-76-00-000 DISPOSITIVOS DE LOCALIZACION GPS(AUTOM)
- 6-01-77-00-000 BENEFICIOS A EMPLEADOS(REC.LIC.ANTEOJOS)
- 6-01-78-00-000 GASTOS CONSULTORIO MEDICO
- 6-01-79-00-000 MANTENIMIENTO PLANTA GENERAL
- 6-01-81-00-000 TRANSPORTE

- 6-01-83-00-000 ANTENCION A ASOCIADOS
- 6-01-88-02-000 GASTOS POR COMISIONES EN PAGO DE SERVICIOS
- 6-01-88-03-000 GASTOS POR COMISIONES BANCARIAS
- 6-01-90-00-000 HERRAMIENTAS REV
- 6-01-91-00-000 FONDO DE PENSIONES COMP.OBLIG
- 6-01-92-00-000 GASTOS POR SERVICIOS DE VIGILANCIA
- 6-01-93-01-000 DIETAS TRIBUNAL ELECTORAL
- 6-01-93-02-000 GASTOS TRIBUNAL ELECTORAL

Al analizar las cuentas señaladas, se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✓ *La partida “Atención a funcionarios” no presentó datos para los años 2015 y 2016. Coopeguanacaste no justificó la variación en el periodo 2017, ya que para ese año únicamente refirió a un gasto cuyo registro se refleja en la cuenta de operación y mantenimiento.*
- ✓ *Las partidas “Gastos consultorio médico” y “Gastos Tribunal Electoral” no presentan datos en los años 2015, 2016 y 2017. Coopeguanacaste no justificó los saldos estimados para el periodo 2018, por tal motivo se excluyeron de la proyección.
Cabe mencionar que las dietas del tribunal electoral se incluyeron dentro del análisis de la partida “Dietas”.*
- ✓ *Conforme al análisis que se refiere en el apartado de “seguros”, se determinó el importe de esta partida para el año 2018 en la suma de ¢7,76 millones, presentando una reducción de ¢37,53 millones en el monto destinado a gastos comerciales (este monto se incluyó en su totalidad en la tarifa del sistema de distribución).*
- ✓ *Las demás partidas clasificadas como “Otros” no presentan diferencias respecto a lo solicitado por la Cooperativa y lo incluido a nivel de tarifas.*
- ✓ *Los montos de “Otros” para el año 2018 sin aplicar drivers ascienden a las sumas de ¢289,85 y ¢208,76 millones según la contabilidad de Coopeguanacaste y la depuración de Aresep, respectivamente.*
- ✓ *Sin embargo, una vez que se distribuyen los gastos conforme a los drivers que estableció la Cooperativa las cifras corresponden a ¢296,76 y ¢430,32 millones de Coopeguanacaste y Aresep, en el mismo orden citados.*

El total de gastos comerciales para el año 2018 ascienden al monto de ¢1 322,80 millones. Este monto se desglosa en las sumas de ¢1 164,83, ¢9,70 y ¢148,27 millones para los sistemas de distribución, alumbrado público y actividades no reguladas.

En lo que respecta a los gastos comerciales del sistema de distribución, se presenta el siguiente cuadro, en el que se muestran las diferencias entre lo propuesto por la empresa y lo incorporado por la IE en el presente análisis tarifario (sin aplicar drivers).

Cuadro N° 20
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Gastos Comerciales
Resumen de partidas - Sin drivers
Periodo 2018

Detalle	Coopeguanacaste	Aresep	Δ Abs	Δ %	Peso
Personal	₺ 691,51	₺ 669,47	₺ (22,04)	-3%	-34%
Materiales	₺ 94,16	₺ 86,58	₺ (7,58)	-8%	-12%
Servicios Cont	₺ 0,12	₺ 192,26	₺ 192,14	154413%	297%
Alquileres	₺ -	₺ -	₺ -	0%	0%
Seguros	₺ 24,45	₺ 7,76	₺ (16,69)	-68%	-26%
Otros	₺ 289,85	₺ 208,76	₺ (81,09)	-28%	-125%
Subtotal	₺ 1.100,10	₺ 1.164,83	₺ 64,73	6%	100%
Depreciaciones	₺ 110,48	₺ -	₺ (110,48)	-100%	
No tarifarios	₺ 126,02	₺ -	₺ (126,02)	0%	
Total	₺ 1.336,59	₺ 1.164,83	₺ (171,77)	-13%	

Fuente: Elaboración propia.

Una vez que se asigna el total de gastos entre las distintas cuentas que conforman la estructura de costos de la contabilidad regulatoria (utilizando los drivers que indicó Coopeguanacaste) se presentan los saldos de las partidas en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 21
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Gastos Comerciales
Resumen de partidas
Contabilidad Regulatoria - Con drivers
Periodo 2018

Detalle	Coopeguanacaste	Aresep	Δ Abs	Δ %	Peso
Personal	774,43	435,88	(338,55)	-44%	941%
Materiales	102,79	85,12	(17,67)	-17%	49%
Servicios contratados	0,14	196,39	196,25	144479%	-545%
Alquileres	-	2,03	2,03	100%	-6%
Seguros	26,69	15,10	(11,60)	-43%	32%
Otros	296,76	430,32	133,56	45%	-371%
Total	1.200,80	1.164,83	(35,98)	-3%	100%

Fuente: Elaboración propia.

Cabe mencionar que en el formulario "IE-RE-7718 Registro de Costos y Gastos Distribución.xls" la Cooperativa refirió al monto de ¢1 200,80 millones en el año 2018 para el sistema de distribución, el cual contiene el gasto comercial del servicio de alumbrado público, que asciende a la suma de ¢100,80 millones.

El total de gastos comerciales a incluir en la tarifa del sistema de distribución para el año 2018, corresponde al monto de ¢1 164,83 millones.

- **Otros Ingresos**

Los montos por los conceptos de otros ingresos regulados se consideraron dentro de los estados financieros tarifarios por ¢1 023,30 millones, 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.

- **Servicio de regulación**

El servicio de regulación (canon Aresep), se asignó a los servicios regulados de distribución, generación y alumbrado público, con base a la metodología vigente donde se indica "Canon regulación. Monto autorizado por la Contraloría General de la República (CGR), como pago por los servicios de regulación. Es la suma por concepto de canon de regulación y de calidad. Para su asignación, se

considera la metodología vigente que indica la contribución porcentual de los ingresos de cada sistema respecto a los ingresos totales.

Cuando sea necesario se considerará su actualización por vía extraordinaria de acuerdo con lo indicado al apartado 6.” De los cálculos realizados el canon del sector energía se distribuyó entre los sistemas de generación, distribución y alumbrado público, aplicando los porcentajes obtenidos según la metodología indicada se obtuvieron un 87,27% para distribución, un 9,86% para generación y un 2,86% para alumbrado público. Los montos de ¢51,07 , ¢5,77 y ¢1,67 millones para distribución, generación y alumbrado público, respectivamente para el año 2018.

iii. Análisis de resultados:

Como resultado del análisis regulatorio que precede para la actividad de distribución de energía eléctrica que presta Coopeguanacaste; el total de costos y gastos incorporados en tarifas para el 2018 son un 4,21% menos a los propuestos por la petente, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 22
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Comparación de las estructuras de costos y gastos
(millones de colones)

DESCRIPCIÓN	2018			
	Cifras según COOPEGUANACASTE	Cifras según ARESEP	Variación Abs	Variación Porc
COMPRAS DE ENERGÍA				
Compra ICE	12.480,8	17.626,0	5.145,2	41%
ICE Generación		12.446,2		
ICE Trasmisión		5.179,8		
Generación Propia	10.477,6	7.878,2	- 2.599,4	-25%
Peajes Generación (Bijagua, Canalete, Eólico Río Naranjo)	1.685,0	-	- 1.685,0	-100%
Compra Conelectricas	3.563,1	2.627,7	- 935,4	-26%
Sigifredo Solís Solís	2.528,2			
San Lorenzo	1.034,8			
TOTAL COMPRAS DE ENERGÍA	28.206,4	28.131,9	- 74,5	0%
UTILIDAD BRUTA	11.911,0	9.563,8	- 2.347,1	-20%
MENOS:				
GASTOS GENERALES				
Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	3.198,5	2.976,3	- 222,2	-7%
Costos comerciales asociados al servicio de distribución	1.200,8	1.164,8	- 36,0	-3%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	2.140,2	1.964,7	- 175,4	-8%
Canon de regulación	56,5	51,1	- 5,4	-10%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	1.470,4	1.570,4	100,0	7%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	1.169,5		- 1.169,5	-100%
Encuesta Salarial	300,5	294,7	- 5,9	-2%
TOTAL GASTOS GENERALES	9.536,5	8.022,0	- 1.514,5	-16%
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	37.742,9	36.153,9	- 1.589,0	-4,21%

Fuente: Aresep

iv. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito obtenido, se concluye que el servicio de distribución que presta Coopeguanacaste requiere ingresos por ¢36 115,1 millones para el periodo 2018, por concepto de ventas de energía, lo cual representa una disminución promedio del 1,82% en las tarifas del sistema de distribución respecto a la tarifa vigente, el cual entraría a regir el 1 de enero del 2018, para un nivel de rédito para el desarrollo del 3,96%.

En el caso de la tarifa de acceso de Coopeguanacaste, se recomienda un aumento del 3% respecto con la tarifa vigente, la cual regirá a partir del 1 de enero del 2018.

3. Estructura tarifaria

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible de Coopeguanacaste vigente para el periodo enero 2018 en adelante que se fijó en la resolución RIE-103-2017 (columna 1), debe ajustarse con una rebaja de 1,82% a partir del 01 de enero y hasta el 31 de diciembre 2018, de tal manera que permita cubrir el nivel de rédito de desarrollo requerido para inversión y mantenimiento.

Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos sin combustibles, ya que aún no se realiza el análisis que brinda los factores de ajuste por efecto de CVC para el año 2018.

El aumento se realizó igual para todo el periodo (12 meses) y para todas las tarifas del sistema de distribución que presta Coopeguanacaste, excluyendo alumbrado público (columna 2).

A partir del 01 de enero del 2019, la tarifa regresa a la tarifa establecida en RIE-064-2015, publicada en La Gaceta N°122, Alcance 46 del 25 de junio de 2015 (columna 3).

El cuadro a continuación muestra el detalle de los cambios realizados:

Cuadro N° 23
Sistema de distribución, Coopeguanacaste
Estructura de costos y tarifas para el periodo 2018-2019.

COOPEGUANACASTE Sistema de distribución		Columna 1	Columna 2	Columna 3
		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente a partir del 1/ene/2018	Propuesta desde el 1/ene/2018 al 31/dic/2018	Propuesta a partir del 1/ene/2019
► Tarifa T-RE: tarifa residencial				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Bloque 0-30	Cargo mínimo	1 973,70	1 952,70
	Bloque 31-200	cada kWh	65,79	65,09
	Bloque 201 y más	kWh adicional	92,75	91,76
► Tarifa T-CO: comercios y servicios				
○ Cientes consumo exclusivo de energía				
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	97,07	96,03
- ○ Cientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	184 440,00	182 460,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	61,48	60,82
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	Bloque 0-10	Cargo fijo	90 790,20	89 820,10
	Bloque 11 y más	cada kW	9 079,02	8 982,01
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial				
○ Cientes consumo exclusivo de energía				
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	97,07	96,03
- ○ Cientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	184 440,00	182 460,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	61,48	60,82
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	Bloque 0-10	Cargo fijo	90 790,20	89 820,10
	Bloque 11 y más	cada kW	9 079,02	8 982,01
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Periodo Punta	cada kWh	80,89	80,03
	Periodo Valle	cada kWh	70,11	69,36
	Periodo Noche	cada kWh	62,56	61,89
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	Periodo Punta	cada kW	3 664,83	3 625,67
	Periodo Valle	cada kW	3 664,83	3 625,67

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

El ajuste propuesto en la tarifa del sistema de distribución que presta Coopeguanacaste, se explica principalmente por las siguientes razones:

- 1. Activo Fijo Neto Revaluado Promedio (AFNORP): En materia de AFNORP, la petente presentó en la solicitud de ajuste tarifario para su sistema de distribución y comercialización un monto de \$44 760,3 y de conformidad con el análisis realizado la Aresep reconoció un monto de \$37 452,4, esto por cuanto en el cálculo realizado por el petente se tomaron valores erróneos, tal como se indica en el apartado de “Base Tarifaria”.*
- 2. Depreciaciones: En materia de depreciaciones, la petente presentó un monto de \$2 640,0 millones, en tanto que en el cálculo realizado por la Aresep arrojó un monto de \$1 570,4. Esta diferencia se debió a que en el cálculo realizado por el petente se tomaron valores erróneos, tal como se indica en el apartado de “Base Tarifaria”.*
- 3. Rédito para el desarrollo: Con relación al rédito para el desarrollo, la petente lo calculó en 5,12% y los cálculos realizados por la Aresep lo determinó en 3,95%, dándose la diferencia, principalmente, a que, en el cálculo realizado por la petente, ésta incluyó la totalidad del pasivo, siendo lo correcto tomar solamente el pasivo necesario para el desarrollo de las inversiones.*

Todo lo anterior implica para Coopeguanacaste unos ingresos adicionales por \$36 115,1 millones para el 2018 (sin alumbrado público), un 6,65% menos a los solicitados inicialmente para el 2018.

[...]

V. CONCLUSIONES:

- 1. La Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste solicitó un ajuste en las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica a partir del 1 de enero del 2018 en un 12,27% en las tarifas vigentes Residencial (T-RE), tarifa Industrial (T-IN) y tarifa comercios y servicios (T-CO). Y ajustar la tarifa de acceso (generación distribuida para autoconsumo) un 5,45% sobre la tarifa vigente.*

2. *En materia de AFNORP, la petente presentó en la solicitud de ajuste tarifario para su sistema de distribución y comercialización un monto ¢44 760,3 millones y de conformidad con el análisis realizado la Aresep reconoció un monto de ¢37 452,4 millones, esto por cuanto en el cálculo realizado por el petente se tomaron valores erróneos, tal como se indica en el apartado de “Base Tarifaria”.*
3. *Con relación al rédito para el desarrollo, la petente lo calculó en 5,12% y los cálculos realizados por la Aresep establecieron que era del 3,95%, dándose la diferencia, principalmente, a que, en el cálculo realizado por la petente, ésta incluyó la totalidad del pasivo, siendo lo correcto tomar solamente el pasivo necesario para el desarrollo de las inversiones.*
4. *Se recomienda un aumento en la tarifa de acceso de Coopeguanacaste en un 3% respecto con la tarifa vigente, la cual regirá a partir del 1 de enero del 2018.*
5. *Con base en los análisis técnicos realizados, se propone una disminución promedio en las tarifas del sistema de distribución que presta Coopeguanacaste del 1,82%, el cual regirá a partir del 1 de enero del 2018.*

[...]

- II. Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio 1785-IE-2017 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

1. Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653.

- a) *Al mantenerse la metodología con pocas variaciones, las observaciones se aplican al modelo nuevo y antiguo.*
- b) *Consideran que la tarifa promedio solicitada es superior a la del ICE para los diferentes horarios (punta, valle y noche), y que la misma se*

puede deber a la escala de producción del ICE y la cooperativa, por lo que solicitan a la Aresep revisar la razonabilidad de la propuesta.

- c) Indican que los incrementos solicitados, para generación y distribución, superan la inflación estimada del Banco Central de Costa Rica y que se ubica en un 4% +/- 1pp, y consideran que la tarifa propuesta no debe ser hasta tres veces la tasa de inflación proyectada, por lo que solicitan revisar en detalle la justificación y razonabilidad de la propuesta, desde la perspectiva de la eficiencia en el uso de los recursos y no un simple traslado de ineficiencia a los usuarios.*
- d) Al tener como referencia un año base (2016), preocupa que el valor de costos y gastos, utilizados como base, no correspondan a un costo mínimo y de eficiencia, y se traslade a tarifa costo de una situación puntual e “ineficiente”.*
- e) Consideran necesario que se revise los gastos administrativos y que se requieran acciones tendientes a racionalizar el gasto y aumentar la eficiencia para obtener tarifas bajas.*
- f) En resoluciones anteriores la Aresep no ha reconocido el 100% de las inversiones proyectadas por las empresas generadoras, por lo que solicitan revisar las condiciones en las cuales se pretende el reconocimiento para invertir en los dos parques eólicos nuevos, ya que*

las empresas deben diseñar su portafolio de inversiones de forma tal que el impacto tarifario sea lo más razonable posible.

- g) Consideran necesario que la Aresep de seguimiento y evalúe las inversiones realizadas y establezca el impacto mínimo en las tarifas.*

Por lo tanto, la Defensoría no puede avalar las solicitudes presentadas ya que existen dudas sobre su razonabilidad y si los costos, gasto e inversiones corresponden a la mayor eficiencia posible.

2. Zairy María Angulo Leal, cédula de identidad número 5-0142-1223.

Indica que no está de acuerdo con el aumento, porque si así fuera y sale publicado van a decir “Sally por qué vos dijiste que estabas de acuerdo, cuando vos sos del pueblo”.

3. Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucía Aragón, cédula número 5-0302-0917.

- a) Hace mención de estudios que establecen que existen comunidades, que reciben el servicio de Coopeguanacaste, y que son de atención prioritaria las cuales se encuentran dentro de las variables de distribución de pobres por la línea de pobreza, pobreza extrema y necesidades básicas insatisfechas. Por lo anterior preocupa que por los aumentos solicitados las familias se vean perjudicadas fuertemente, teniendo que disminuir el consumo necesario de energía eléctrica en sus hogares y así afectar la calidad de vida y contribuya a la condición de desigualdad social de las familias usuarias de este servicio.*
- b) En la encuesta sobre acceso, uso y satisfacción de los servicios públicos del 2016, el 55,8% de los usuarios consideran que el pago es muy alto con relación al servicio recibido, además cuenta con el porcentaje más alto sobre la identificación de interrupciones. Coopeguanacaste tiene la segunda tarifa más alta de todas las distribuidoras, por lo tanto, no es congruente la solicitud de aumento*

tarifario en relación con los niveles de calidad y satisfacción expresados por los usuarios.

Por lo anterior solicita se rechace la solicitud presentada por Coopeguanacaste.

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

1. Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653.

Se le hace saber al oponente que es obligación de esta Autoridad Reguladora, fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando por que en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio, así como aquellos gastos que sean desproporcionados.

Con relación a la solicitud de revisar las condiciones en las cuales se pretende el reconocimiento para invertir en los dos parques eólicos nuevos, se le hace saber al opositor, que esta Intendencia cuenta un área especializada en materia de inversiones y, tal como se indicó en el apartado de inversiones, se considera que el proyecto P.E. Río Naranjo cuenta con una información técnica y justificación razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para ampliar la capacidad de generación propia de la empresa para atención de su demanda en su zona de concesión. Por otro lado, el área de inversiones determinó que no será posible para Coopeguanacaste tener capitalizada y operativa el P.E. El Cacao en el año 2018, razón por la cual no fue incorporado en la presente fijación tarifaria.

2. Zairy María Angulo Leal, cédula de identidad número 5-0142-1223.

Se le indica a la oponente que el proceso de audiencia pública definido por la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No 7593, es un mecanismo para promover la participación ciudadana. Se trata de un espacio previsto para que todos los usuarios que tengan interés legítimo puedan

manifestarse a favor o en contra de la propuesta tarifaria presentada por el prestador, en este caso Coopeguanacaste.

3. Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula número 5-0302-0917.

Se le hace saber al oponente que es un objetivo de esta Autoridad Reguladora armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos, además debe procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos. Por otro lado, se le indica al oponente que dentro del análisis de un estudio tarifario la Intendencia tiene la responsabilidad de velar por el cumplimiento del principio del servicio al costo, así como por la no incorporación de gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio o sean desproporcionados.

No obstante, es preciso resaltar que la petición tarifaria propuesta por Coopeguanacaste se fundamenta en atender los compromisos financieros de cuatro proyectos de generación de energía eléctrica, los cuales le permitirán producir electricidad a un costo competitivo en relación con las alternativas que dispone el SEN. [...]

- 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 Coopeguanacaste a partir del 1 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2018; tal y como se dispone.

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

- I.** Fijar las tarifas del sistema de distribución que presta Coopeguanacaste a partir del 1 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2018, de la siguiente manera:

COOPEGUANACASTE Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige desde el 1/ene/2018 al 31/dic/2018	Rige a partir del 1/ene/2019
► Tarifa T-RE: tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-30	Cargo mínimo	1 937,70	1 952,70
Bloque 31-200	cada kWh	64,59	65,09
Bloque 201 y más	kWh adicional	91,06	91,76
► Tarifa T-CO: comercios y servicios			
○ Clientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	95.30	96,03
○ Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo mínimo	181 080,00	182 460,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	60,36	60,82
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-10	Cargo fijo	89 137,80	89 820,10
Bloque 11 y más	cada kW	8 913,78	8 982,01
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial			
○ Clientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	95.30	96,03
○ Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo mínimo	181 080,00	182 460,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	60,36	60,82
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-10	Cargo mínimo	89 137,80	89 820,10
Bloque 11 y más	cada kW	8 913,78	8 982,01
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta	cada kWh	79,42	80,03
Periodo Valle	cada kWh	68,83	69,36
Periodo Noche	cada kWh	61,42	61,89
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta	cada kW	3 598,13	3 625,67
Periodo Valle	cada kW	3 598,13	3 625,67

- II. Fijar la tarifa de acceso a las redes de distribución de Coopeguanacaste, a partir del 1 de enero del 2018 de la siguiente manera:

Empresa	Tarifa de acceso (TA) ¢/kWh
COOPEGUANACASTE	21,8

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 LGPA., 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
Intendente

1 vez.—O. C. N° 8926-2017.—Solicitud N° 1792-IE-2017.—(IN2017186243).

AVISOS

COLEGIO DE MEDICOS Y CIRUJANOS DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA

Nº 2017-10-18 Acuerdo de Junta de Gobierno

LA JUNTA DE GOBIERNO DEL COLEGIO DE MEDICOS Y CIRUJANOS DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA

En uso de las facultades que le confiere el Artículo 10 de la Ley N°3019 del 08 de agosto de 1962, Ley Orgánica del Colegio de Médicos y Cirujanos de la República de Costa Rica.

Considerando:

1. Que no existe en las normativas de este Colegio Profesional, aspectos legales y funcionales que regulen, específicamente, el ejercicio de los Médicos Especialista en Medicina Interna.
2. Que en la actualidad es importante para el gremio médico, regular en un solo documento el Perfil Profesional ateniende a los Médicos Especialistas en Medicina Interna.
3. Que, en cumplimiento de las disposiciones de la Junta de Gobierno, se elabora el Perfil Profesional de los Médicos Especialistas en Medicina Interna.
4. Que en cumplimiento de las disposiciones de la Ley N° 3019 del 08 de agosto de 1962, Ley Orgánica del Colegio de Médicos y Cirujanos de la República de Costa Rica, la Junta de Gobierno en Sesión celebrada el 18 de octubre del año 2017, acordó aprobar en esa sesión el nuevo texto para la validez y aprobación. Por tanto,

Aprueba:

El siguiente:

PERFIL DEL MÉDICO ESPECIALISTA EN MEDICINA INTERNA

Capítulo 1 Disposiciones Generales y Definiciones

Artículo 1.- Especialidad en Medicina Interna:

La Medicina Interna es una especialidad médica que se encarga del estudio y atención integral del paciente adolescente, adulto y adulto mayor, abarcando la prevención, diagnóstico, tratamiento e investigación clínica y científica de sus enfermedades.

Artículo 2.- Médico Especialista en Medicina Interna:

El Médico Especialista en Medicina Interna, debidamente autorizado por el Colegio de Médicos y Cirujanos, está capacitado para brindar manejo y atención integral a los pacientes adolescentes, adultos y adultos mayores en la consulta externa, en el servicio de emergencias, en unidades de cuidado crítico y especial, en el servicio de hospitalización y como interconsultantes, así como para proyectarse en el servicio a la comunidad. Es de una formación integral y sólida, basada en elementos teóricos, prácticos, tecnológicos, científicos, sociales e investigativos que lo acreditan como un profesional crítico, creativo y responsable, con sensibilidad social y que actúa bajo los lineamientos éticos establecidos por el Colegio de Médicos y Cirujanos de Costa Rica.

El Médico Especialista en Medicina Interna, evidencia el uso de competencias cognitivas, técnicas, socio-afectivas, comunicativas y de liderazgo dentro de los diferentes sectores en los cuales les corresponde desempeñar: salud, educación, empresarial y, bienestar social.

Artículo 3.-Médico Residente en Medicina Interna:

Es un Médico y Cirujano debidamente inscrito en el Colegio de Médicos y Cirujanos de Costa Rica que se encuentra cursando el programa de Especialidades Médicas de la Universidad de Costa Rica o cualquier otra universidad autorizada en el país.

Los residentes podrán realizar actividades inherentes a la especialidad en los centros médicos especializados, siempre y cuando se encuentren bajo la supervisión del médico especialista asistente.

Para efecto del ejercicio en la práctica privada se le considerará en igual condición que un médico general, con las responsabilidades y alcances que este perfil le otorga.

Capítulo 2 Requisitos

Artículo 4.-Para el ejercicio de la especialidad en Medicina Interna, debe cumplir con los siguientes requisitos:

- a. Título Universitario que lo acredite como Médico y Cirujano.
- b. Título Universitario que lo acredite como Especialista en Medicina Interna.
- c. Estar incorporado al Colegio de Médicos y Cirujanos de Costa Rica como Médico y Cirujano.
- d. Estar al día con las obligaciones que establezca el Colegio de Médicos y Cirujanos de Costa Rica.
- e. Cumplir con los requisitos generales y específicos establecidos en el Reglamento de Especialidades y Subespecialidades Médicas del Colegio de Médicos y Cirujanos de Costa Rica.
- f. Estar inscrito al Colegio de Médicos y Cirujanos de Costa Rica como médico especialista en Medicina Interna o bien estar autorizado por la Junta de Gobierno de este Colegio para el ejercicio temporal de la referida especialidad.

Capítulo 3

Ámbito de Acción

Artículo 5.-En conocimiento del marco legal y organizativo que regula y condiciona su actividad como Especialista en Medicina Interna, desarrolla su profesión en el sector público y/o privado, aplicando sus conocimientos, habilidades y destrezas en la diversidad de áreas que abarca la especialidad, esto con liderazgo, empatía, actitud ética, enfoque integral y holístico, reflexiva, crítica, propendiendo a mejorar la calidad de vida de la persona, familia y comunidad.

Artículo 6.-Asistencial:

El Especialista en Medicina Interna realiza sus funciones en todas aquellas áreas del conocimiento médico que se emplea para el diagnóstico, pronóstico, tratamiento y prevención de las enfermedades en adolescentes, adultos y adultos mayores.

Artículo 7.-El Especialista en Medicina Interna integra y coordina grupos de trabajo relacionados con su especialidad en su servicio o departamento, intra e interinstitucionales, así como intersectoriales.

Artículo 8.-Investigación:

El Especialista en Medicina Internacuenta con los conocimientos en metodología de la investigación, epidemiología y medicina basada en evidencia, es capaz de utilizar la técnica y el arte de la investigación, mediante el diseño, ejecución y asesoría de investigaciones básicas, clínicas y sociales, para el desarrollo del conocimiento y el avance de las condiciones de salud de la población.

Artículo 9.-Docencia:

Podrá participar en la formación académica universitaria de pregrado, grado y pos grado de los Profesionales en Medicina de otras especialidades, en Medicina Interna y otras Ciencias de la Salud.

Artículo 10.- El Médico Especialista en Medicina Interna, debidamente incorporado ante el Colegio de Médicos y Cirujanos de Costa Rica, es el único médico autorizado para ejercer esta especialidad y promocionarse como tal.

Capítulo 4

Funciones

Artículo 11.-El Médico Especialista en Medicina Interna participa en las funciones asistenciales, docentes, investigación y gestión administrativa, inherentes a su especialidad, ejerciendo su profesión activamente en todas las actividades del área de la salud y hospitales que requieran sus conocimientos.

Artículo 12. –Funciones asistenciales del Médico Especialista en Medicina Interna.

Emplea conocimientos de medicina, información y uso de la tecnología, para realizar las siguientes funciones:

- a. Desarrolla sus actividades a nivel público y privado, favoreciendo el abordaje integral holístico, familiar y psicosocial, desde una perspectiva de trabajo pluridisciplinario y en equipo.
- b. Atención y visitas de pacientes hospitalizados, en los diferentes tipos de ésta área, haciendo labores médicas propias de su especialidad.
- c. Revisión de anamnesis, examen físico, interpretación de exámenes de laboratorio, de gabinete, invasivos o no invasivos en el contexto de la enfermedad, con la finalidad de integrarlos para emitir un diagnóstico e indicar las acciones terapéuticas correspondientes en los pacientes que le sean asignados en consulta externa, interconsultas, telemedicina, las diferentes áreas de hospitalización o emergencias.
- d. Hacer resúmenes de estancia, evolución clínica, diagnóstico y terapéutica en pacientes dados de alta o fallecidos.
- e. Aplica sus conocimientos en fisiología, fisiopatología y farmacología, para darles aplicabilidad en la práctica clínica; así mismo, conoce los fundamentos de epidemiología clínica, medicina basada en la evidencia y guías-consensos clínicos para el enfoque del diagnóstico y tratamiento.
- f. Realiza procedimientos tecnológicos, como el ultrasonido en el punto de atención, diagnósticos y terapéuticos que ayudan a resolver el estado de enfermedad del paciente.
- g. En el ejercicio de su especialidad, dará manejo a los pacientes con múltiples patologías, afecciones crónicas y enfermedades multiorgánicas o sistémicas, ya sea en el ámbito ambulatorio u hospitalario.
- h. El Internista busca una orientación clínica y estudio integral-holístico del paciente tomando en cuenta todos los órganos y sistemas implicados en el proceso de la enfermedad.
- i. Realizar las valoraciones preoperatorias de los pacientes que así lo requieran, a fin de disminuir los riesgos y optimizar las patologías del paciente previo a ser sometido a procedimientos quirúrgicos.
- j. En el ejercicio de su especialidad, podrá interpretar estudios radiológicos e imágenes convencionales para ser utilizados en sus pacientes y aquellos cuyo tratamiento esté bajo la responsabilidad de otro médico.
- k. Está capacitado para la realización de procedimientos invasivos al paciente, tanto diagnósticos como terapéuticos en el punto de atención, descritos en el capítulo de destrezas.
- l. Resuelve las complicaciones que se deriven de su acto médico en el ejercicio de su especialidad.
- m. Colabora mediante la interconsulta con otros servicios asistenciales para el mejor desarrollo de una atención sanitaria integral, recomendando exámenes complementarios y/o tratamientos cuando sea necesario.
- n. Comunicar de manera efectiva y respetuosa los resultados de los procedimientos o tratamientos realizados a los pacientes, familiares de pacientes legalmente autorizados y otros profesionales en salud.

- o. Determinar en función de su ejercicio profesional, los seguimientos que se le realizará al paciente, de acuerdo con el diagnóstico, pronóstico y tratamiento efectuado.
- p. Interactuar con el paciente, la familia y diversos profesionales de la salud que aportan sus conocimientos y competencias para avanzar en el enfoque de diagnóstico y tratamiento del paciente.
- q. Previa indicación de la autoridad judicial o administrativa, podrá formar parte del equipo de investigación, en programas de peritaje en el campo de la Medicina Interna.
- r. Velar por el buen desempeño y práctica de la especialidad de Medicina Interna tanto en el ámbito privado como público, dentro de un marco ético y legal.
- s. Brinda asesorías técnico profesionales en asuntos concernientes a la práctica, docencia, investigación y desarrollo de su especialidad, ante instituciones públicas o privadas que así lo requieran.
- t. Podrá coordinar, supervisar e integrar los servicios de atención, propios de su especialidad, a nivel comunitario y de manera interinstitucional e interdisciplinario.

Artículo 13.- Funciones de investigación del médico especialista en Medicina Interna:

- a. Participa dentro del marco legal relacionado y de acuerdo con los alcances de su especialidad, en las tareas de investigación clínica y epidemiológica propias de su área, ya sea a nivel individual o como parte de un equipo de salud.
- b. Realizar y participar en investigaciones científicas utilizando el conocimiento y las destrezas en su especialidad.
- c. Diseñar, participar o llevar a cabo investigaciones en las áreas básica, social, clínica y epidemiológica.
- d. Divulgar los resultados de las investigaciones a la comunidad científica y la sociedad, en los casos que corresponda.
- e. Utilizar los resultados de las investigaciones para generar y promover el desarrollo científico-tecnológico, proponiendo alternativas de solución a los problemas de salud de las personas.
- f. Asesorar y participar como lector y tutor de estudiantes y otros profesionales, en el desarrollo de investigaciones en su ámbito de especialidad.
- g. Propiciar el planteamiento de áreas de investigación.
- h. Brindar criterio de valoración, clasificación y comprensión de trabajos de investigación.
- i. Utilizar los resultados de las investigaciones para generar y promover el desarrollo científico-tecnológico, proponiendo alternativas de solución a los problemas de salud de los pacientes.

Artículo 14.-Funciones de docencia y evaluación del médico especialista en Medicina Interna:

- a. El Médico Internista debe compartir información y conocimiento con sus colegas.
- b. Participa en la formación académica universitaria de pregrado, grado y pos grado de los Profesionales en Medicina de otras especialidades y en la especialidad de Medicina Interna y otras Ciencias de la Salud.

- c. Supervisa la práctica de los médicos residentes que se encuentren realizando los estudios de posgrado en el área de Medicina Interna y otras especialidades médicas que lo requieran.
- d. Participa en la formación y capacitación del personal sanitario, profesionales en medicina y otros profesionales en ciencias de la salud, en materia de Medicina Interna.

Artículo 15.- Funciones administrativas del médico especialista en Medicina Interna:

- a. Colabora con la Jefatura directa en la programación anual de suministros para el servicio.
- b. Colabora con el reporte a su Jefatura, sobre el fallo o deterioro de los equipos en servicio.
- c. En función de su ejercicio profesional, realiza informes mensuales y los entrega a la Jefatura directa según sean necesarios y en temas inherentes a sus competencias establecidas.
- d. Participa en la planificación de los procesos de trabajo para los profesionales y tecnólogos en su área.
- e. Colabora con la Jefatura, en la integración de programas de gestión de calidad.
- f. Cuando ocupe un cargo de jefatura, le corresponde el control técnico y administrativo de los médicos generales, residentes y especialistas bajo su cargo, constituyéndose como la Jefatura Superior inmediata, en el entendido que las jefaturas siempre han de ser ejercidas por profesionales de la misma rama y que estas funciones no podrán ser delegadas a profesionales ajenos a la Medicina y Cirugía, independientemente de la nomenclatura que se le dé al cargo.
- g. Promover, asistir y participar activamente de las sesiones clínicas y reuniones propias de su departamento o institucionales que le sean delegadas.
- h. Colabora con la planificación, organización, dirección, supervisión y evaluación los servicios de Medicina Interna con los recursos institucionales disponibles (materiales y humanos), a fin de lograr la maximización de la oportunidad de la calidad, la eficiencia y la eficacia del servicio.
- i. Rendir informes de gestión y resultados de la operación del servicio mediante el cumplimiento de la normativa que regula y ampara la función pública y privada, así como la gestión de los mismos según la institución donde labore.
- j. Conocer los elementos básicos de la administración de un servicio de Medicina Interna según su nivel de complejidad.
- k. Participa en la organización de los servicios de salud para la atención del paciente de Medicina Interna, la familia y la comunidad.
- l. Participa y coordina activamente en las actividades de salud para la elaboración e implementación de políticas nacionales en temas de Medicina Interna
- m. Podrá elaborar, implementar, coordinar, supervisar e integrar los equipos de Trabajo propios de su especialidad.

Capítulo 5

Deberes

Artículo 16.-El especialista en Medicina Interna debe realizar sus funciones bajo pleno conocimiento del presente perfil profesional y conforme a los lineamientos aquí descritos:

- a. Ley General de Salud.
- b. Ley Orgánica del Colegio de Médicos y Cirujanos de Costa Rica.
- c. Reglamento de Especialidades y Subespecialidades médicas.
- d. Código de Ética Médica del Colegio de Médicos y Cirujanos de Costa Rica.
- e. Reglamento General de Hospitales.
- f. Cualquier otra normativa aplicable a los Médicos o específicamente al especialista en Medicina Interna debidamente autorizado por el Colegio de Médicos y Cirujanos.

Artículo 17.- El Médico Internista deberá poseer profesionalismo, el cual se entiende como un conjunto de valores inherentes y actitudes humanas: adherencia a los principios de confidencialidad e integridad académico-científica, altruismo, autonomía, integralidad con prudencia, responsabilidad con los pacientes, sensibilidad (independiente de género, cultura, religión, preferencia sexual, estrato socioeconómico, discapacidad); así mismo, ejercer la medicina de acuerdo con los métodos de la mejor práctica de consensos y guías clínicas; conciencia del aprendizaje para toda la vida; respetar a los colegas y estar dispuesto a consultarlos cuando sea necesario, consciente tanto de sus fortalezas como debilidades.

Artículo 18.- Es deber del Médico Especialista elevar ante el Colegio de Médicos y Cirujanos de Costa Rica, aquellos casos en el que se incurra en un incumplimiento de la presente normativa y reglamento del Colegio de Médicos y del ejercicio legal de la especialidad para su análisis y respectiva sanción cuando esta corresponda.

Artículo 19.- Debe tener respeto a la vida e integridad física y mental de la persona; así también, promover la calidad de vida de la misma.

Artículo 20.- Debe evitar el ejercicio de su profesión en condiciones que de forma material o moral lesionen el acto médico y el cumplimiento de sus deberes profesionales.

Artículo 21.- El médico velará en todo momento por el derecho a la privacidad del paciente. Evitando por todos medios posibles exponer al paciente y su derecho a la privacidad.

Artículo 22.- Tribunales evaluadores:

El Médico Especialista en Medicina Interna deberá participar activamente cuando el Colegio de Médicos y Cirujanos de la República de Costa Rica así lo requiera, así como en la conformación de tribunales para la evaluación de médicos nacionales o extranjeros, que hayan realizado estudios en el exterior y que soliciten su respectiva incorporación como médicos especialistas en Medicina Interna.

Artículo 23.- Normas de Bioseguridad:

El médico, debe velar porque en el sitio de trabajo se cumplan con todas las normas de seguridad sanitarias y legales establecidas, para el adecuado manejo de los riesgos biológicos que resulten de su actividad profesional o de las patologías que atienda y que impliquen riesgo a las personas.

Artículo 24.- En el desempeño de sus funciones y previa solicitud del ente rector en materia de Salud del país, o de la institución donde labora, le puede corresponder participar en las diferentes comisiones para la atención de desastres naturales o de los efectos de estos en la población.

Artículo 25.- Deber para con Superiores, Compañeros y Público:

Deberá cuidar las relaciones con superiores, compañeros y público en general, atendiéndolos con respeto, prudencia y discreción absoluta conforme a los principios éticos.

Asimismo, debe siempre observar en su actuación profesional y para con el paciente un desempeño prudente y comprensivo, capaz de garantizar la pertinencia y calidad de su atención, asumiendo el compromiso moral de mantener sus conocimientos permanentemente actualizados.

Artículo 26.- Deber de Seguridad:

Debe utilizar el equipo de protección personal y herramientas específicas disponibles para el desempeño de su trabajo y de buenas prácticas en la atención de sus pacientes.

Artículo 27.- Deber de Actualización:

Debe mantener actualizados los conocimientos científicos y clínicos asistenciales, procedimientos y técnicas propias de los profesionales de su área.

Artículo 28.- Manejo de Equipos:

Debe hacer uso responsable del equipo, instrumentos, útiles y materiales que utiliza en su trabajo tanto a nivel público como privado, con el fin de garantizar calidad en su labor.

Artículo 29.- Atención a Terceras Personas:

Debe tener respeto, tolerancia y habilidad para tratar en forma cortés y satisfactoria al público y sus compañeros del Equipo de Salud.

Artículo 30.- Debe ejecutar los trabajos encomendados propios de su especialidad con diligencia, cuidado y probidad.

Artículo 31.- El ejercicio profesional deberá ejecutarse con responsabilidad, respeto, discreción y ética profesional velando en todo momento por cumplir los principios deontológicos.

Artículo 32.- Expediente clínico:

Es deber del Médico Especialista en Medicina Interna, dejar consignado los hallazgos, diagnósticos y tratamiento prescrito, en el expediente clínico levantado para tal efecto. La información contenida en el expediente está sujeta al principio de confidencialidad y en consecuencia el acceso al expediente debe estar autorizado por el paciente y, en caso de estar incapacitado, por su representante legal.

Queda prohibido el uso del expediente clínico para aspectos que no sean con fines terapéuticos, periciales, docentes y de investigación.

La información contenida en el expediente puede ser utilizada en procesos de investigación y docencia debidamente autorizada por la dirección médica del centro de salud que corresponda; pero en todo caso, deberá existir un protocolo de investigación o un cargo formal de docencia debidamente acreditada ante el centro de salud donde se encuentre el expediente.

Además, cuando la información deba ser utilizada de forma personalizada, deberá mediar el consentimiento expreso y escrito de parte del paciente o sus representantes legales en caso de impedimento.

Capítulo 6

Derechos

Artículo 33.- Los profesionales que cumplen satisfactoriamente con la totalidad de los requerimientos establecidos en el Reglamento de Especialidades y Subespecialidades del Colegio de Médicos y Cirujanos de Costa Rica, están autorizados para ejercer la especialidad en Medicina Interna.

Artículo 34.- De acuerdo con la legislación vigente, tendrá todos los derechos laborales que rigen en el país.

Artículo 35.- Es un derecho del médico especialista en Medicina Interna acceder a la educación continua.

Capítulo 7

Destrezas

Artículo 36.- El Médico Especialista en Medicina Interna cuenta con la capacitación y destrezas en el manejo de equipo e instrumentos utilizados en la realización de su trabajo. Dentro de este ámbito el médico especialista deberá dominar al menos las destrezas terapéuticas, diagnósticas y procedimentales descritas a continuación:

- a. El Médico Internista utiliza el conocimiento idóneo, eficiente y competente de determinadas áreas para tener una visión global de las patologías del enfermo, proporcionándole a todos sus pacientes una asistencia integral.
- b. Conocimiento e interpretación de estudios de laboratorio, gabinete o procedimentales que se le realicen al paciente.
- c. Conocimiento e interpretación de reportes y estudios de imágenes médicas con el fin de integrarlos a la atención y tratamiento de los pacientes.
- d. Deberá estar al día en los conceptos y destrezas de soporte cardiaco avanzado a fin de dirigir los equipos de trabajo en situaciones donde se requiera.
- e. Deberá conocer y utilizar apropiadamente los medicamentos disponibles para tratar y mejorar la salud y calidad de vida de sus pacientes
- f. Abordaje del paciente crítico cuando se requiera.

- g. Interpretaciones electrocardiográficas y de estudios de hemodinamia.
- h. Uso del ultrasonido en el punto de atención del paciente.
- i. Realizará valoraciones preoperatorias cuando se requieran.
- j. Capacidad de realizar los siguientes procedimientos invasivos requeridos en la práctica hospitalaria:
 - i. Intubación de vía aérea.
 - ii. Acceso de vías venosas centrales y periféricas.
 - iii. Punciones arteriales.
 - iv. Sondajes digestivos.
 - v. Sondajes vesicales.
 - vi. Punción lumbar.
 - vii. Toracocentesis.
 - viii. Paracentesis.
 - ix. Pericardiocentesis.
 - x. Punciones articulares.
 - xi. Aspiración de la médula ósea.
 - xii. Colocación de sellos de tórax.
 - xiii. Traqueotomía percutánea.
 - xiv. Diálisis peritoneal.
 - xv. Colocación de marcapasos transvenosos y percutáneos.
 - xvi. Desbridaciones de úlceras y tejidos blandos.
 - xvii. Drenajes de abscesos superficiales y profundos.
 - xviii. Biopsias de piel, músculo, ganglios, nervios, hígado.
 - xix. Colocación de catéteres de monitorización cardiovascular.

El Médico Especialista en Medicina Interna podrá realizar los anteriores procedimientos con apoyo sonográfico.

Capítulo 8 Sanciones

Artículo 37.- Se establecen de acuerdo con el Código de Ética Médica y Normativas específicas que establezcan sanciones por el incumplimiento de normas éticas o ejercicio profesional.

Artículo 38.- Serán aplicadas por la Junta de Gobierno del Colegio de Médicos y Cirujanos.

Capítulo 9 Disposiciones Finales

Artículo 39.- De las Reformas:

Las reformas parciales o totales del presente perfil, deberán aprobarse por la Junta de Gobierno del Colegio de Médicos y Cirujanos de Costa Rica, quien las publicará una vez aprobado en el Diario Oficial La Gaceta.

Artículo 40.- Norma Supletoria:

En todos aquellos aspectos que no estén cubiertos por este Perfil y que en algún momento requieran alguna acción, estos se apegarán a las normas generales y específicas del Colegio de Médicos en primera instancia, así como también serán de aplicación por orden jerárquico las Leyes y Reglamentos en atención al ejercicio ilegal de la profesión.

Artículo 41.- Derogatoria:

El presente perfil deroga cualquier otra disposición anterior, aprobada por la Junta de Gobierno, que contradiga tácita o implícitamente lo dispuesto en el presente documento.

Artículo 42.- Vigencia:

Rige a partir de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

Dr. Andrés Castillo Saborío, Presidente.—1 vez.—(IN2017185722).