



Diario Oficial



ALCANCE N° 174 A LA GACETA N° 169

Año CXLV

San José, Costa Rica, jueves 14 de setiembre del 2023

871 páginas

PODER LEGISLATIVO

PROYECTOS

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

NOTIFICACIONES

MINISTERIO DE CIENCIA, INNOVACIÓN, TECNOLOGÍA Y TELECOMUNICACIONES

PODER JUDICIAL

AVISOS

Imprenta Nacional
La Uruca, San José, C. R.

PODER LEGISLATIVO

PROYECTOS

PROYECTO DE LEY

DESAFECTACIÓN DE USO PÚBLICO Y AUTORIZACIÓN AL MINISTERIO DE EDUCACIÓN PÚBLICA PARA QUE SEGREGUE Y DONE UN TERRENO DE SU PROPIEDAD A LA ASOCIACIÓN POR LA MÚSICA DE ZARCERO

Expediente N.º 23.902

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

La presente propuesta de ley tiene como objetivo autorizar la desafectación de uso público de una fracción de una propiedad del Ministerio de Educación Pública (MEP), ubicada en el cantón de Zarcerro, provincia de Alajuela, para donarla a la Asociación por la Música de Zarcerro.

Esta iniciativa busca proporcionar los medios necesarios a la Asociación para que pueda continuar ofreciendo su apoyo a la Banda Municipal de Zarcerro (BMZ) y además brindar enseñanza musical de calidad al país, pero especialmente a la región de Occidente, conformada por los cantones de San Ramón, Grecia, Atenas, Naranjo, Palmares, Poás, Zarcerro y Sarchí.

Tal y como consta en el acuerdo tomado por la Junta Administrativa del Colegio Técnico Profesional de Zarcerro en sesión ordinaria N.º07-2023, de cuatro de mayo del presente año, se aprobó realizar los trámites necesarios para segregar, desafectar y donar el terreno conocido como "Campo Ferial" a la Asociación por la Música de Zarcerro cédula jurídica N.º 3-002676054, con la condición de que sea utilizado exclusivamente para los fines establecidos entre ambas partes, el área a segregar, desafectar y donar es de 24.454, 85 metros cuadrados. Adjunto el acta y el plano respectivos:



SESIÓN ORDINARIA JA-SO-07-2023

Acta número cero siete guion dos cero dos tres correspondientes a la sesión ordinaria de la Junta Administrativa del Colegio Técnico Profesional Zarcero, celebrada a las diecisiete horas del día jueves cuatro de mayo del año dos mil veintitrés, en forma presencial, presidida por el señor Edwin Rodríguez Rodríguez, con la asistencia de los siguientes miembros, Franklin Rojas Morera vicepresidente, María Adilia Gómez Rodríguez, secretaria, Carlos López Ordoñez, primer vocal, Luis Diego Rojas Quirós, segundo vocal, se cuenta con la presencia de Seylyn Araya directora.

CAPÍTULO I. REVISIÓN Y APROBACIÓN DEL ORDEN DEL DÍA.

Artículo 1. Revisión y aprobación del orden del día de la sesión N° 07-2023.

Acuerdo 1. Se lee y se aprueba el orden del día de la sesión N° 07-2023 propuesto para esta sesión. Aprobado por unanimidad.

CAPÍTULO II. LECTURA Y APROBACIÓN DEL ACTA N° 06-2023.

Artículo 2. Se procede a dar lectura, comentario y aprobación del acta N° 06-2023 del día jueves veinte de abril del año dos mil veintitrés.

Acuerdo 2. Se aprueba sin corrección el acta N° 06-2023 del día jueves veinte de abril del año dos mil veintitrés. **ACUERDO FIRME.**

CAPÍTULO III. RESOLUTIVOS.

Artículo 3. El Sr Edwin da la bienvenida e informa que se recibió solicitud de parte del señor Rodrigo Salas Vindas para que se le otorgue un plazo de un mes para mantener los animales en el sector alquilado por él, mientras procede a organizarse con los animales y conseguir otros espacios en su finca, don Franklin manifiesta que Rodrigo lo busco para explicarle sus intenciones y que él le indico que se iba a valorar su solicitud pero que en caso de prorrogar sería por un mes y no se le darían más prorrogas, Luis diego comenta que es importante valorar la solicitud ya que un juez agrario podría tomar mucho en cuenta que hay animales de por medio, Don Edwin comenta que si pero que por ser terrenos del estado y al haber un contrato previo y con plazos ya los inquilinos estaban avisados del vencimiento del mismo y era su deber tomar las previsiones del caso. Así mismo se lee carta de solicitud del señor Oscar Mario Salas Solano quien manifiesta su solicitud de que se le tome en cuenta algunos tratamientos que él anota que le hizo a animales, además de una caja eléctrica que coloco para las cercas eléctricas del sector que tenía alquilado por lo cual solicita un reconocimiento de \$180000,00 se comenta sobre el asunto y que la vigencia del contrato suscrito, venció el día 30 de abril del 2023, y que a la fecha el señor Oscar Salas se encuentra moroso con el pago del arriendo y que la situación de morosidad se presentó durante casi toda la vigencia del contrato, además la junta administrativa no tenía conocimiento de los y tratamientos que, así mismo toda mejora, construcción debía hacerse de acuerdo según lo establecía el contrato de arrendamiento y en este caso el inquilino nunca informó a la junta, tampoco sobre la caja de luz, misma que está deteriorada y depreciada, con respecto a la inversión que argumenta haber hecho en los terrenos esta no consta y no hay manera de reconocer y no estaba dentro del contrato, además de que era conocedor de la vigencia del mismo estaba por vencer, así mismo procede a dar la palabra a la Sra. Directora informa que se recibió al perito de hacienda y que se hizo el recorrido y avalúo y el mismo indico que en un plazo mayor a un mes estaría la resolución, también la señora directora comenta que se debe realizar la evaluación al contador del primer trimestre se procede a elaborar el instrumento de evaluación entre todos los miembros, además informa que llegó convocatoria para que la junta y la directora asistan a la escuela Otilio Ullate, el día martes 16 de mayo del 2023, a una capacitación de juntas de parte del departamento de juntas de la DRE Occidente, don Edwin y doña María informan a los demás miembros sobre los resultados de la reunión que se sostuvo en la dirección regional con el jefe del departamento administrativo y el asesor legal ya que el director regional no pudo estar presente, dentro de los acuerdos importantes esta atender recomendación de Oficio DREO-518-2022 emitido por la dirección regional de Educación Occidente, que cita textualmente "coordinar a la mayor brevedad con las autoridades de la actual DIE la pertinencia de efectuar el levantamiento de un plano debidamente actualizado, donde aparezca entre otros aspecto importantes, la consignación de las medidas correctas que permitan la reunión de ambas fincas (24222-000 y 134136- 000) y su



**MINISTERIO DE EDUCACIÓN PÚBLICA
DIRECCIÓN REGIONAL DE OCCIDENTE
JUNTA ADMINISTRATIVA COLEGIO TÉCNICO PROFESIONAL ZARCERO
CED JURÍDICA: 3-008-666531
Teléfono 2463 1213 / Correo: ctp.zarcero@mep.go.cr
LIBRO DE ACTAS DE LA JUNTA ADMINISTRATIVA.**



consecuente inscripción en el Registro Nacional, esto por cuanto los estudios registrales recientes practicados a dichas dos propiedades, no indican plano”

Acuerdo 3. Con respecto a al solicitud del señor Rodrigo Vindas y considerando que dicho terreno era utilizado en pastoreo de animales, se acuerda concederle el plazo de un mes hasta el 31 de mayo del 2023, para que proceda a organizarse y sacar de la finca los haberes y semovientes que tuviere, se elabora el comunicado.. **ACUERDO FIRME.**

Acuerdo 4. Se acuerda reconocer al señor Oscar Salas \$50.000,00 por los tratamientos y \$40.000,00 por la caja de luz y rebajarlos de la deuda que mantiene por morosidad así como hacer efectivo el depósito de garantía. **ACUERDO FIRME.**

Acuerdo 5. Se da por conocida la información sobre el avalúo del ministerio de hacienda, y se acuerda que hasta que se reciba la resolución del avalúo, se hará de nuevo el proceso de contratación de los sectores a alquilar de la finca. **ACUERDO FIRME.**

Acuerdo 6. Se da por conocida la convocatoria de capacitación de junta y se elabora el informe de evaluación del contador del primer trimestre y se aprueba enviarlo a quien corresponda. **ACUERDO FIRME.**

Acuerdo 7. Se da por conocida la información de la reunión sostenida en la dirección regional se acuerda enviar al DIEE la solicitud de colaboración con la asignación de un topógrafo, para rectificar medidas y unificar en una sola las dos fincas (24222-000 y 134136- 000). **ACUERDO FIRME.**

Artículo 4. Se atiende al señor Sergio Vargas quien había solicitado audiencia para explicar las razones por las cuales está pidiendo autorización para que una tubería de agua de riego de su propiedad pase por un sector de la finca del colegio ya que no tiene por donde pasarla para hacerla llegar a su finca, explica las razones y detalles se le escucha y se retira, la junta comenta y analiza la solicitud.

Acuerdo 8. Se acuerda autorizar al señor Sergio Vargas para que pase el tubo de agua de riego por el área solicitada (portón entrada al salón y portón plazoleta), sin embargo dado que ese sector de la finca está en convenio con la Asociación por la Música, se le solicitará que se contacte con ellos para que solicite el visto bueno... **ACUERDO FIRME.**

Artículo 5. Se atiende a los señores Elesban Rodríguez Rojas, Alejandro Rojas, Marlen Mora, María Julia Rodríguez todos miembros de la asociación por la Música quienes informan el avance del proyecto presentado por la Asociación por la música, se retiran de la reunión y se procede a analizar la propuesta por parte de los miembros presentes y la directora, la asociación está solicitando la segregación del área de terreno de la finca que administra esta junta en donde están las instalaciones antes llamado campo ferial, después de discutidos los puntos consideramos que es un proyecto acorde a los objetivos educativos de este centro educativo y para los cuales esta finca fue adquirida por el Estado- MEP, por tal razón la junta y la dirección estamos de acuerdo que realicen los tramites de segregación de terreno para esa área, siempre y cuando sea para utilizarlo única y exclusivamente para los fines establecidos en el convenio de la junta con la asociación por la música y quedando claro que será por única vez que se autorizará la segregación de terreno, ya que el resto de la finca se requiere en su totalidad para los proyectos propios de la institución y de las especialidades técnicas especialmente los proyectos del área agropecuaria. El Sr Edwin Rodríguez expresa que se debe definir claramente el posible acuerdo de donación de la parte de la finca 24222-000 conocida como instalaciones del Campo Ferial, a la Asociación por la Música de Zarcero. Los miembros de la junta después de reflexionar en los pros y los contras del proyecto que la Asociación por la Música de Zarcero presenta, consideran que es un proyecto acorde a los objetivos educativos que tiene el Ministerio de Educación y para lo cual fue adquirida la finca.

Acuerdo 9. Se acuerda por unanimidad segregar, desafectar y donar el terreno conocido como "Campo Ferial" el cual forma parte de la finca 24222-000 que actualmente mide 52.417,20 metros cuadrados. El área a segregar, desafectar y donar es de 24.454,85 metros cuadrados, con los siguientes linderos: Norte Calle Pública, Sur: Otra Finca del Estado, Este: Rafaela Vargas, Oeste: Máximo Villalobos, esto para ser entregado a la Asociación por la Música de Zarcero cédula jurídica #3-002676054. Estableciendo que será por única vez que se autorice un trámite de esta índole por parte de la Junta. **ACUERDO FIRME.**

CAPITULO IV. PAGO POR CONCEPTO DE BIENES Y SERVICIOS.

Artículo 6. Se procede a dar lectura a las solicitudes de pago por concepto de bienes y servicios.

ACUERDO	FACTURA	CONCEPTO	PROVEEDOR	MONTO	LEY PRESUPUE	CÓDIGO PRESUPU



MINISTERIO DE EDUCACIÓN PÚBLICA
DIRECCIÓN REGIONAL DE OCCIDENTE
JUNTA ADMINISTRATIVA COLEGIO TÉCNICO PROFESIONAL ZARCERO
 CED JURÍDICA: 3-008-666531
 Teléfono 2463 1213 / Correo: ctp.zarcero@mep.go.cr
LIBRO DE ACTAS DE LA JUNTA ADMINISTRATIVA.

Nº 0456

10	10007	Fotocopias	Steven Acuña Jiménez Céd: 207410918	¢24 890.00	Otros Ingresos	1.03.03
11	133038	Escalera Multipropósito, Escalera Cuprum, Cuerda Nylon	Asociación Cámara de Productores del Pacífico Céd: 3-002-045365	¢8 727.00	6746	1.08.01
12	163809	Polisombra, plástico invernadero, Bioreto, perfil de 4 mts	Cooperativa de Servicios Múltiples de Zarcero Coopebrisas R.L. Céd: 3004051156	¢215 207.68	Otros Ingresos	1.08.01
13	21071	Culantro, Matas Variadas	Cooperativa de Servicios Múltiples de Zarcero Coopebrisas R.L. Céd: 3004051156	¢4 241.71	ALQUILERES	2.02.02
14	80467	Pino 1*2, pino 1*3, llave baño	Jorge Arturo Rodríguez Castro. Céd 205190699	¢65 575.00	Otros Ingresos	1.08.01
15	80464	Brochas, Teflón	Jorge Arturo Rodríguez Castro. Céd 205190699	¢7 920.00	6746	1.08.01
16	121	Reparación cámara enfriamiento	Leonardo Barrantes Rojas. Céd 601490169	¢70 000.00	7552	1.08.99
17	1615	SERVICIOS PROFESIONALES CONTABLES	Julio Andrés Solís Barquero. Céd: 108070351	¢250 000.00	6746	1.04.04
18	76	SERVICIOS PROFESIONALES TOPOGRAFICOS	Katherine Araya Jiménez. Céd: 207070814	¢35 000.00	Otros Ingresos	1.04.06
19	134041	Lam, Transparente, Alambre Púas, Hilo corte	Asociación Cámara de Productores del Pacífico Céd: 3-002-045365	¢205 038.52	7552	1.08.01
20	10008	Fotocopias	Steven Acuña Jiménez Céd: 207410918	¢249 330.00	Otros Ingresos	1.03.03
21	170	Mantenimiento y reparación de Equipo (campanola comedor, Cámaras Y Congeladores)	Esquivel L. Constructora S A. Céd: 3101532563.	¢250 000.00	7552	1.08.99
22	17	Dispositivo Smart para portón eléctrico	Richard Alberto Arguello González. Céd: 205020601.	¢50 000.00	7552	1.08.99
23	006	Suministros de limpieza	Alberto Salazar Ced: 205140974	¢199 200.00	7552	2.99.05

Se acuerda cancelar todas las facturas indicadas en la tabla anterior, correspondientes a los acuerdos del 10 al 23. **ACUERDOS EN FIRME.**

Acuerdo 24. Se aprueba cancelar del servicio de transporte estudiantes de los estudiantes subsidiados del mes de febrero 2023 postulantes adicionales y sustituciones 2023 por nuevos ingresos a los transportistas: Fabio Gerardo Zumbado Chacón , cédula 20480044 de la ruta 654901, por un monto de ¢113.300,58, Johnny Alberto Gerardo Barquero Salazar, cédula 20349062 de la ruta 654902, por un monto de ¢204.010,20; Yalile María Valenciano Solís, cédula 108380174 de la ruta 654903, por un monto de ¢537.468,60,; Lucrecia María Barquero Salazar, cédula 108920503 de la ruta 654904, por un monto de ¢0; Eliomar de Jesús Varela Peraza, cédula 204570094 de la ruta 654906, por un monto de ¢476.408,00; Omar Gerardo Villalobos Alfaro, cédula 203430575 de la ruta 654907, por un monto de ¢61.472,00; Mauricio Alvarado Rojas, cédula 108180563 de la ruta 654908, por un monto de ¢573.130,35. Se cancelará con fondos de transporte estudiantil, código presupuestario 1.05.01, por los días que viajaron por la cantidad de estudiantes autorizados por el monto autorizado para cada ruta en el mes de febrero. **ACUERDO FIRME.**

Acuerdo 25. Se aprueba cancelar del servicio de transporte estudiantes de los estudiantes subsidiados del mes de marzo 2023 a los transportistas: Fabio Gerardo Zumbado Chacón , cédula 20480044 de la ruta



MINISTERIO DE EDUCACIÓN PÚBLICA
DIRECCIÓN REGIONAL DE OCCIDENTE
JUNTA ADMINISTRATIVA COLEGIO TÉCNICO PROFESIONAL ZARCERO
CED JURÍDICA: 3-008-666531

Teléfono 2463 1213 / Correo: ctp.zarcero@mep.go.cr

LIBRO DE ACTAS DE LA JUNTA ADMINISTRATIVA.

Nº 0457



654901, por un monto de \$153289,02, Johnny Alberto Gerardo Barquero Salazar, cédula 20349062 de la ruta 654902, por un monto de \$276.013,80; Yalile María Valenciano Solís, cédula 108380174 de la ruta 654903, por un monto de \$727163,40; Lucrecia María Barquero Salazar, cédula 108920503 de la ruta 654904, por un monto de \$0; Eliomar de Jesús Varela Peraza, cédula 204570094 de la ruta 654906, por un monto de \$83.168,00; Mauricio Alvarado Rojas, cédula 108180563 de la ruta 654908, por un monto de \$775.411,65. Se cancelará con fondos de transporte estudiantil, código presupuestario 1.05.01, por los días que viajaron por la cantidad de estudiantes autorizados por el monto autorizado para cada ruta en el mes de marzo. **ACUERDO FIRME.**

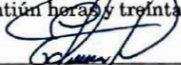
Acuerdo 26. Se aprueba cancelar del servicio de transporte estudiantes de los estudiantes subsidiados del mes de abril 2023 a los transportistas: Fabio Gerardo Zumbado Chacón, cédula 20480044 de la ruta 654901, por un monto de \$1.212.982,68, Johnny Alberto Gerardo Barquero Salazar, cédula 20349062 de la ruta 654902, por un monto de \$1.512.075,60; Yalile María Valenciano Solís, cédula 108380174 de la ruta 654903, por un monto de \$1.504.912,08; Lucrecia María Barquero Salazar, cédula 108920503 de la ruta 654904, por un monto de \$903.828,24; Eliomar de Jesús Varela Peraza, cédula 204570094 de la ruta 654906, por un monto de \$1.642.907,00; Omar Gerardo Villalobos Alfaro, cédula 203430575 de la ruta 654907, por un monto de \$75.936,00; Mauricio Alvarado Rojas, cédula 108180563 de la ruta 654908, por un monto de \$2.142.107,10. Se cancelará con fondos de transporte estudiantil, código presupuestario 1.05.01, por los días que viajaron por la cantidad de estudiantes autorizados por el monto autorizado para cada ruta en el mes de abril. **ACUERDO FIRME.**

Acuerdo 27. Se acuerda cancelar la factura 1285, 1286, 1287, 1288, 1289, 1290, todas emitidas por Jorge Arturo Jiménez Blanco, cédula 2410638 por un monto de \$951825,00; por concepto de compra de frutas y verduras Se cancelara con fondos de PANEA el código presupuestario 2.02.03 **ACUERDO FIRME.**


Acuerdo 28. Se acuerda cancelar las facturas N° 52042, N°52281, N°52504, N°52530, todas emitidas por Almacén Osman González A e Hijo Ltda., cédula 3102047379, por un monto de \$657691,21. Por concepto de compra de abarrotes Se cancelará con fondos de PANEA con el código presupuestario 2.02.03 **ACUERDO FIRME.**

Acuerdo 29. Se acuerda cancelar la factura 94366, 94380, 94397 emitidas por el señor Jaime Enrique Zúñiga Blanco, cédula 203910493 por un monto de \$1824306,88 por compra de carnes. Se cancelará con fondos de PANEA, código presupuestario 2.02.03 **ACUERDO FIRME.**

Después de desarrollada la agenda y discutidos todos los puntos, se cierra la sesión al ser las veintinueve horas y treinta minutos. .


Edwin Rodríguez Rodríguez
Presidente




María Adilia Gómez Rodríguez
Secretaria

COMPROBANTE DE INSCRIPCION CATASTRAL

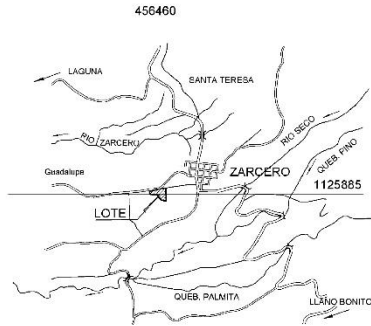
REGISTRO INMOBILIARIO
SUBDIRECCION CATASTRAL
INSCRIPCION N.º
2-36742-2023
Fecha: 03/08/2023 11:49:41
Registrador: NEYKTER MADRIGAL CALVO
72665703 / 313286623 / A12618 0033916

Catastro Nacional
2023-43643-C
28/07/2023 10:51:01
Reingreso

cfia
Contrato 1076751
Fecha 27/07/2023
Visado CFIA

ENTERO 506282031

PROYECCION CARTOGRAFICA CRTM05



UBICACION
HOJA QUESADA
ESCALA 1:50000

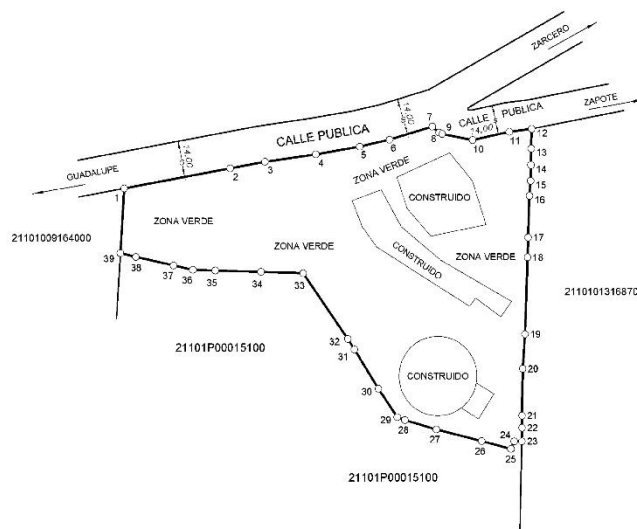
LEVANTAMIENTO POLAR
POLIGONAL CERRADA
CON RADIALES A LOS VERTICES
ERROR LINEAL 00.03
ERROR ANGULAR 03' 02"
DOY FE QUE NO HUBO
CAMBIO DE LINDEROS
Cercas de alambre
TODAS LAS DISTANCIAS
ESTAN DADAS EN METROS

ESCALA DE LA ORTOFOTO 1:1000
EXACTITUD RELATIVA +/- 0.06 m
EXACTITUD ABSOLUTA +/- 0.40 m

ÉPOCA 2005.83, DATUM CRIS, PROYECCION UTM05.
11 DATOS TOMADOS DE LA ORTOFOTO OFICIAL
CR-SIGFAS ÉPOCA 2014.06
TRANSFORMADA AL DATUM CRIS
Enlace a la red oficial
de coordenadas CRIS

ESTE PLANO MODIFICA
AL CATASTRADO A-465-1986.

DERROTERO COORDENADAS CRTM05 (m)		
PUNTO	ESTE	NORTE
1	456357.17	1125933.07
2	456419.39	1125944.50
3	456438.37	1125948.24
4	456497.62	1125952.47
5	456493.00	1125956.79
6	456519.19	1125960.75
7	456534.94	1125968.21
8	456538.89	1125964.76
9	456540.62	1125964.00
10	456558.16	1125960.54
11	456579.35	1125965.25
12	456592.19	1125968.89
13	456591.94	1125995.51
14	456591.77	1125948.38
15	456591.60	1125937.38
16	456590.97	1125928.89
17	456590.16	1125905.26
18	456589.86	1125893.88
19	456588.40	1125850.40
20	456587.07	1125830.81
21	456586.65	1125804.18
22	456586.64	1125797.23
23	456586.60	1125789.58
24	456582.24	1125789.57
25	456580.26	1125785.31
26	456583.34	1125789.68
27	456537.26	1125796.36
28	456519.04	1125801.60
29	456514.58	1125803.35
30	456503.68	1125819.49
31	456489.92	1125841.69
32	456486.07	1125847.71
33	456490.31	1125885.01
34	456496.03	1125885.78
35	456499.74	1125898.51
36	456398.73	1125888.93
37	456385.57	1125889.40
38	456393.95	1125894.21
39	456355.01	1125896.45



Este plano servirá únicamente para realizar el movimiento registral. Una vez inscrito el fraccionamiento respectivo, el plano surtirá los efectos jurídicos correspondientes desde la fecha de su inscripción en la Subdirección Catastral.

ES PARTE DE:

FOLIO REAL 2 024222-000 IDENTIFICADOR FIDEJAL: 21101P00015100 AREA SEGUN REGISTRO 52.417.20 m ²	SITUADO EN: ZARCERO DISTRITO: ZARCERO CANTON: 11° ZARCERO PROVINCIA: 2° ALAJUELA	Firmado digitalmente por: FRANKLIN JOSE CAMACHO QUIROS CAMACHO QUIROS QUIROS (FIRMA): Fecha: 2023.07.14 11:57:43 -0500'
	FECHA: MAYO 2023 ESCALA: 1:2.000	FRANKLIN J CAMACHO QUIROS INGENIERO TOPOGRAFO I.T. 2304 PROTOCOLO TOMO: 22812 FOLIO: 056
AREA: 24455m²		

Un ejemplo del potencial artístico de la Región, que busca impulsar la Asociación por la Música de Zarcero es la “Banda Marching Zarcero” (BMZ), la cual cuenta con amplio prestigio y reconocimiento internacional. Muestra de ello es la invitación extendida por la organización del Desfile de las Rosas con sede en California, Estados Unidos.

Entre algunos de los aspectos relevantes de esta banda, tenemos los siguientes:

Se fundó en el año 2008 con el firme objetivo de crear un espacio sano para los jóvenes del cantón, desde ese mismo año la banda se ha presentado en todas las provincias del país, aproximadamente en diez ocasiones ha participado en el Festival de La Luz.

Actualmente cuenta con 320 integrantes, ha realizado giras internacionales como, por ejemplo: El Festival Internacional Giulianova, Italia 2018, Desfile Centroamericano, Los Ángeles California 2017 y El Desfile de Bandas Centroamericanas, Panamá 2013 y 2017, viajaron desde el 26 de diciembre del 2019 al 4 de enero del 2020 para participar del Band Fest y Disney Parade, dos de los espectáculos más emblemáticos mundialmente por su calidad.

En el 2020, la Banda Municipal de Zarcero (BMZ) en ese entonces conformada por 250 integrantes entre los 7 y 35 años de edad, el noventa por ciento de ellos vecinos de Zarcero y el diez por ciento restante de San Carlos, San Ramón, Naranjo y San José, fue una de las encargadas de deleitar con su música y bailes tradicionales a miles de personas que se aglomeraron sobre las aceras de las calles de Pasadena o que siguieron el espectáculo a través de la televisión alrededor de todo el mundo.

Nuevamente la banda realizó la audición y por medio de una selección de jurado, obtuvo la clasificación para el Desfile de las Rosas el 1 de enero de 2024.¹

Conviene destacar el proceso de selección es muy riguroso, como señalaron diversos medios de comunicación:

Mas de 60 bandas de Estados Unidos y de todo el mundo, concursaron por la oportunidad de unirse a nosotros en Pasadena. Las destrezas de la Banda Municipal de Zarcero, destacaron y tienen la distinción de ser la única banda de América Latina en el desfile 2024.

¹ Banda Municipal de Zarcero fue acreditada como la única banda que representará a Latinoamérica en el Desfile de las Rosas 2024 | Ministerio de Cultura y Juventud. (2023). Recuperado de Recuperado 15 mayo de 2023 <https://mcj.go.cr/sala-de-prensa/noticias/banda-municipal-de-zarcero-fue-acreditada-como-la-unica-banda-que>

El señor Alex Aghajanian, presidente del Desfile de las Rosas manifestó: 'Es un gusto poder estar aquí en Costa Rica, conocer a los estudiantes y agradecer a la comunidad que los ha apoyado a través del viaje hacia el Desfile de las Rosas 2024'.

Elesban Rodríguez, director y fundador de la banda zarcereña afirma que la elección de la misma la asumieron con mucha alegría, emoción y compromiso desde octubre pasado, mes en el que se confirmó su participación. Es por ello que desde ya se preparan para poner en alto el nombre de Costa Rica, tal y como lo hizo Acosta en el presente año.

'Nos estamos preparando desde el aspecto físico porque es un desfile que está conformado por nueve kilómetros y medio de recorrido; además se llevará un repertorio de música cien por ciento tradicional o folclórica, pero también Latinoamericana. En el aspecto económico es una inversión importante porque debemos cubrir la confección de nuevos uniformes, pasajes aéreos, traslados, hospedaje y alimentación', explicó el director.

Por ello, para costear los gastos, la banda inició la campaña denominada \$1 dólar por la BMZ, para colaborar los interesados solamente deben contar con una tarjeta de crédito o débito e ingresar al sitio www.bmzarcero.com en ese sitio tendrán la opción de donar de \$1 o hasta \$10.

Durante todo el año también organizarán conciertos, venta de comidas, bingos, rifas y bailes, con la misión de recaudar parte de los 250 millones de colones que necesitan para presentarse en Pasadena. Las actividades que se programen se darán a conocer a través de la cuenta de Facebook de la banda denominado Banda Municipal de Zarcero.

Costa Rica representará a la comunidad latina en este prestigioso evento estadounidense de carrozas multicolores, bandas nacionales e internacionales y agrupaciones ecuestres que se celebra desde 1890 junto a bandas procedentes de El Salvador, México, y Puerto Rico.²

(...)

Por otra parte, Adriana Acosta, representante de la Unidad Técnica de la Marca País, afirmó: 'Esencial Costa Rica valora y fomenta el talento de las y los costarricenses, especialmente cuando ese talento los lleva a cumplir sueños y obtener reconocimiento fuera de nuestras fronteras. Por eso nos complace reconocer a esta Banda como 'Embajadores de la Marca País'

² Presidencia de la República de Costa Rica. (2019). *Banda Municipal de Zarcero se prepara desde ya*. Recuperado 9 mayo de 2023 <https://www.presidencia.go.cr/comunicados/2019/01/banda-municipal-de-zarcero-se-prepara-desde-ya/>

porque, sin duda, la Banda Municipal de Zarcero es reflejo de la autenticidad y valores que compartimos los costarricenses.

Es prominente subrayar la importancia que tiene para el país que organizaciones internacionales con tan altos estándares, reconozcan la calidad del músico costarricense:

Para Costa Rica es un momento histórico, ya que es la primera vez que una banda repite participación, y más aún, en tan corto tiempo. Poder clasificar para participar en este desfile es sumamente difícil, ya que se compite con bandas de alto nivel internacional. Esto nos alegra y nos llena de emoción, porque nuevamente llevaremos el nombre de Costa Rica a niveles internacionales', externó el director de la Banda, Elesban Rodríguez.³

Todo lo anterior, no sería posible sin el esfuerzo, dedicación e inversión de los músicos, artistas, padres de familia, padrinos y la comunidad en general, para lograr juntos un desempeño sobresaliente que al día de hoy ha rendido grandes frutos.

Sin embargo, a pesar de los reconocimientos mencionados anteriormente, en la actualidad los músicos e integrantes de la Banda carecen de un lugar apropiado y acondicionado para los respectivos ensayos; por ello, esta propuesta busca proporcionar a la banda y demás comunidad artística a través de la Asociación por la Música de Zarcero, un espacio físico adecuado para la preparación y organización para sus presentaciones.

Por todo lo anterior y conscientes que, como diputados y diputadas, tenemos el deber constitucional de apoyar el progreso artístico de nuestro país, como lo dispone el artículo 89 de la Constitución Política y el artículo 27 de la Declaración Universal de Derechos Humanos, y los artículos 13 y 15 del Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, que reconocen los derechos humanos culturales es que presentamos para la valoración del Parlamento el presente proyecto de ley para su debido estudio y aprobación final por parte de las señoras diputadas y de los señores diputados que integran la Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica.

³ *AmeliaRueda.com - Banda Municipal de Zarcero volverá a representar a Costa Rica en el Desfile de las Rosas.* (2022). <https://ameliarueda.com/nota/banda-zarcero-volvera-representar-costa-rica-desfile-rosas-noticias>

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

DESAFECTACIÓN DE USO PÚBLICO Y AUTORIZACIÓN AL MINISTERIO DE EDUCACIÓN PÚBLICA PARA QUE SEGREGUE Y DONE UN TERRENO DE SU PROPIEDAD A LA ASOCIACIÓN POR LA MÚSICA DE ZARCERO

ARTÍCULO 1- Autorízase al Ministerio de Educación Pública, cédula jurídica número dos – uno cero cero – cero cuatro dos cero cero dos (N.º 2-100-042002), para segregar del inmueble de su propiedad, inscrito en el Registro Público de la Propiedad Inmueble, bajo el sistema de folio real matrícula número dos cuatro dos dos dos – cero cero cero (N.º 24222-000), partido de Alajuela, cuya naturaleza es uso del Colegio Técnico Profesional de Zarcero, situado en el distrito 1- Zarcero, cantón 11- Zarcero de la provincia de Alajuela; con los siguientes linderos: norte: calle pública; sur: Mariano Argüello Salazar, otra finca del Estado; este: Rafaela Vargas; oeste: Máximo Villalobos y Mariano Argüello Salazar; mide cincuenta y dos mil cuatrocientos diecisiete metros con veinte décimetros (52417,20 m²); un lote de su finca según plano catastrado, N.º A-36742-2023, con una medida de veinticuatro mil cuatrocientos cincuenta y cinco metros cuadrados (24455 m²); con los siguientes linderos: norte: calle pública; sur: Mariano Argüello Salazar, otra finca del Estado; este: Rafaela Vargas; oeste: Máximo Villalobos y Mariano Argüello Salazar.

ARTÍCULO 2- Se autoriza al Ministerio de Educación Pública, cédula jurídica número dos – uno cero cero – cero cuatro dos cero cero dos (N.º 2-100-042002), donar el lote segregado a la Asociación por la Música de Zarcero, cédula jurídica tres – cero cero dos –seis siete seis cero cinco cuatro (3-002-676054), para que lo utilice en el desarrollo de sus proyectos.

ARTÍCULO 3- Se desafecta del uso público el inmueble segregado y se autoriza se utilice para el desarrollo de todo tipo de actividades culturales, enseñanza y de bienestar de la comunidad. En este terreno se encuentran las instalaciones del llamado “Campo Ferial”.

ARTÍCULO 4- Se autoriza a la Notaría del Estado para que formalice todos los trámites necesarios mediante la elaboración de las escrituras correspondientes, las cuales estarán exentas del pago de todo tipo de impuestos, tasas o contribuciones. Además, queda facultada, expresamente la Notaría del Estado, para que actualice y corrija la naturaleza, situación, medida, linderos, y cualquier error, diferencia u omisión relacionados con el inmueble a donar, así como gestionar cualquier otro dato registral, catastral o notarial, que sea necesario para la debida inscripción de los documentos pertinentes en el Registro Nacional.

Rige a partir de su publicación.

Pablo Sibaja Jiménez

Olga Lidia Morera Arrieta

Luis Diego Vargas Rodríguez

José Joaquín Hernández Rojas

Dinorah Cristina Barquero Barquero

María Marta Padilla Bonilla

Jorge Antonio Rojas López

María Daniela Rojas Salas

Montserrat Ruíz Guevara

Leslye Rubén Bojorges León

Priscilla Vindas Salazar

Diputados y diputadas

NOTA: El expediente legislativo aún no tiene comisión asignada.

1 vez.—Exonerado.—(IN2023808920).

**REFORMA DE LOS ARTÍCULOS 89, 105, 136, 138, 140, 143, 145, 177, 205,
273, 274, 278, 281, 283, 284, 288, 301, 310 DEL CÓDIGO DE
TRABAJO, LEY N.º 2 DEL 27 DE AGOSTO DE
1943, LEY PARA LA REDUCCIÓN DE LA
JORNADA ORDINARIA**

Expediente N.º 23.905

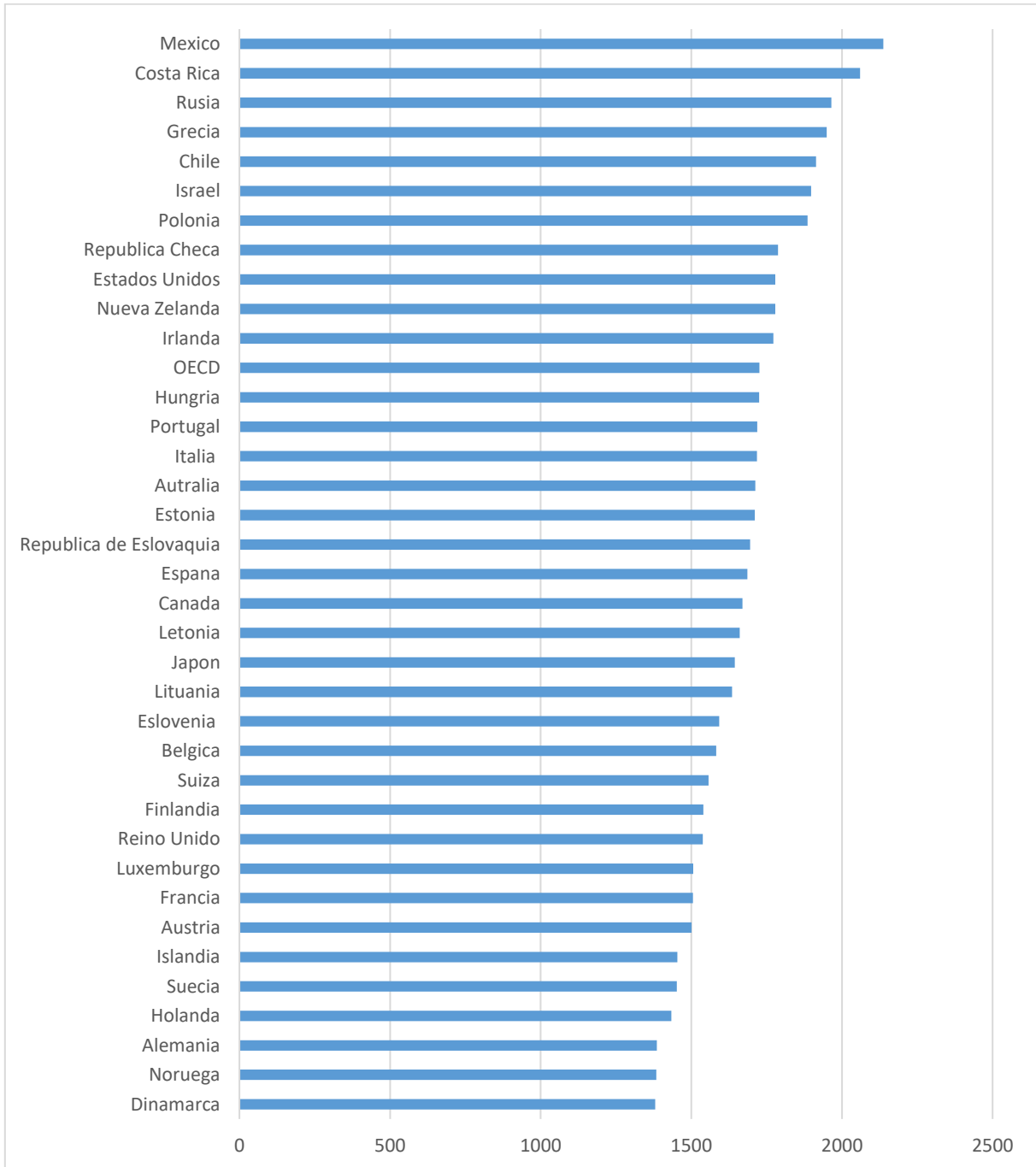
ASAMBLEA LEGISLATIVA:

El presente proyecto de ley pretende una reforma del Código de Trabajo, Ley N.º 2 del 27 de agosto de 1943, para establecer nuevos límites a la jornada laboral ordinaria, tanto diaria como semanal, con el fin de permitir a las personas trabajadoras dedicar más tiempo de su vida al disfrute, la recreación, el crecimiento espiritual y el ejercicio de su libertad, mediante el favorecimiento de condiciones laborales óptimas y formas de organización del proceso de trabajo que incrementen la productividad laboral.

El objetivo de esta iniciativa es dotar de un fundamento legal y seguridad jurídica a un nuevo régimen laboral en Costa Rica, en el que se fomenten métodos y técnicas más eficaces de organización de los procesos de trabajo en las diferentes escalas productivas del empresariado costarricense, y se promueva el bienestar de la sociedad costarricense al permitir aumentos de los tiempos no laborables, sin disminuir las remuneraciones en tanto que una forma de reparto más adecuado de la riqueza.

Costa Rica ha sido reconocido internacionalmente por ser el segundo país de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico, OCDE, en el que se trabajan más horas al año, con un total de 2060 en 2019, solo superado por México, país que ese mismo año registró un máximo de 2137 horas trabajadas al año, tal y como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 1: Países de la OCDE: Cantidad total de horas laboradas por persona trabajadora. 2019



Fuente: Elaboración propia. Datos: OCDE(2023)¹

¹ OCDE (2023) Horas trabajadas. Estadísticas. Disponible en <https://www.oecd.org/espanol/estadisticas/horas-trabajadas.htm> (Consultado el 12/04/2023)

*El dato de Bélgica corresponde al 2018

Se evidencia que en Costa Rica se trabaja, en promedio, más de 330 horas que la media de países de la OCDE, lo que nos sitúa lejos de las tendencias mundiales que más bien ajustan sus jornadas a la disminución, fenómeno que ha sido destacado por el informe jurídico, socioambiental y económico, AL-DEST- IIN -265-2016 del Departamento de Servicios Técnicos la Asamblea Legislativa de Costa Rica del 16 de agosto del 2016 relacionado con el expediente 19377: en unos países aumentan las personas que trabajan más horas a la semana, mientras que en otros aumenta las que realizan jornadas más reducidas, entre los que destaca a México, Chile, Polonia y Hungría entre los primeros, y a Luxemburgo, Noruega, Estados Unidos, Bélgica y Holanda entre los segundos.

Sin embargo, tanto México como Chile han realizado esfuerzos en dirección de disminuir las cantidades de trabajo al año.

En 2022 en México se duplicó la cantidad de días de vacaciones por año, pasando de 6 a 12 días por cada año laboral, a partir del 1 de enero del 2023 (DOF, 2022)², hasta entonces era el país de la región con menos días de vacaciones al año, mientras que en abril del 2023 en Chile se aprobó una reforma laboral para reducir la jornada ordinaria semanal de 45 a 40 horas en un plazo de cinco años.

Es necesario resaltar que la delimitación de la jornada ordinaria diaria diurna de las 8 horas y 48 horas a la semana y, la definición de un límite mínimo de días de vacaciones anuales, como reivindicaciones históricas, no solo tuvieron un alcance a nivel de las relaciones laborales como tal, sino que a su vez constituyeron un criterio de organización de la vida social y los servicios públicos, por lo que una disminución como la planteada en esta iniciativa, implica a su vez un replanteamiento de las prioridades sociales y políticas de la sociedad costarricense que solo puede lograrse a través de amplios y diversos consensos sociales.

Por un lado, constituye un avance en la consecución de derechos de las personas trabajadoras para gozar de más tiempo libre, para la promoción de sus intereses, el ocio y el libre desarrollo de la personalidad. En este sentido, la reducción de la jornada diaria y semanal implica un compromiso público en la promoción de actividades que refuercen y promuevan los valores en los que se sustentan la cohesión social.

Por otro lado, constituye un compromiso técnico y político entre las partes involucradas, sector patronal, sector trabajador y sector público, en la implementación de una jornada razonable del trabajo, el reforzamiento de las

² Diario Oficial de La Federación (2022) Decreto por el que se reforman los artículos 76 y 78 de la Ley Federal del Trabajo, en materia de vacaciones. Secretaría de la Gobernación. Disponible en https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5675889&fecha=27/12/2022#gsc.tab=0 (Consultado el 30/05/2023).

capacidades de empleabilidad y la racionalización de los procesos de trabajo, de tal forma que en menos tiempo se produzca de forma más eficiente que en las jornadas ordinarias actuales, de 8 horas diarias y 48 horas semanales en el caso diurno y de 6 horas diarias 36 semanales en el nocturno, lo cual puede conseguirse mediante consultas efectivas entre las organizaciones representativas de las personas trabajadoras, las empleadoras y del gobierno, como plantea el Convenio 144 de la Organización Internacional del Trabajo, Convenio sobre la consulta tripartita de 1976³, ratificado en Costa Rica mediante la Ley N.º 6571 del 23 de abril de 1981.

En este sentido, esta propuesta exige una vinculación y coordinación activa entre las partes para conseguir que esta reducción de la jornada diaria, semanal, implique un aumento de la productividad del trabajo, que se traduzca en un mayor valor agregado para el sector empresarial y la economía en su conjunto, y al mismo tiempo, representar en una mejora en la calidad de vida de las personas trabajadoras en Costa Rica, ya que solo mediante la incorporación de factores motivacionales e incentivos para las personas trabajadoras se puede obtener los resultados deseados, mediante la implementación de jornadas menos extensas, como ha señalado un reciente estudio publicado en la Revista Internacional de Investigación de Negocios y Management (Cvetkoska y Dimovska, 2021: 150).⁴

De los procesos de reducción de jornada de trabajo en los países europeos durante los 90, quedó claro que la viabilidad de este tipo de política viene determinada por “su puesta en marcha en un marco amplio de acuerdo social” (Muñoz, 1998: 87).⁵

El componente de diálogo social dentro de los cuatro que componen el “trabajo decente”, empleo, protección social, derechos de los trabajadores y diálogo social es planteado por la Organización Internacional del Trabajo (Ghai, 2003)⁶ como un atributo esencial de una sociedad democrática, y es un medio de resolver conflictos de interés inevitables sobre políticas económicas y sociales en un marco cooperativo. Se realiza en tres niveles: i) entre empleados y empleadores en relación con los términos y condiciones de empleo; ii) entre las jefaturas y

³ Organización Internacional del Trabajo (2023a) C144 - Convenio sobre la consulta tripartita (normas internacionales del trabajo), 1976 (núm. 144) https://www.ilo.org/dyn/normlex/es/f?p=NORMLEXPUB:12100:0::NO::P12100_ILO_CODE:C144 Consultado el (12/07/2023).

⁴ Cvetkoska, Violeta; Dmovska, Milanka (2021) What will be the productivity of employees with shorter work hours. International Journal of Business Research and Management (IJBRM), Computer Science Journals (CSC Journals) Volume (12) : Issue (4) : 2021 139 pp- 139-162 ISSN: 2180-2165, Disponible en <https://www.cscjournals.org/journals/IJBRM/description.php> (Consultado el 30/05/2023).

⁵ Muñoz del Bustillo, Rafael (1998) Reducción de la jornada de trabajo y generación de empleo. Pp 69-90 Disponible en <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/226119.pdf> (Consultado el 19/06/2023).

⁶ Ghai, Dharam (2003) Decent work: concepts and indicators. International Labour Review. Vol. 142. No. 2 pp 113-145.

trabajadores sobre el funcionamiento de una empresa; iii) entre interlocutores sociales y autoridades públicas sobre políticas sociales y económicas (Ghai, 2003, 132).

Este planteamiento del diálogo social es fundamental porque la historia de la legislación laboral reúne muchos de los conflictos sociales, y Costa Rica no es la excepción. En 1883 se origina una huelga de telegrafistas, en 1894 la de panaderos, repitiéndose estos hechos en 1903. Debido a una serie de accidentes de trabajo entre empleados de la construcción, se acrecientan las protestas y para 1907, el entonces diputado Enrique Pinto, presentó un proyecto de ley para la “Protección de Obreros y Empleados”, aunque no tuvo acogida entre la mayoría de los diputados. Para 1910 los trabajadores de la Northern van a huelga por mejores salarios y una jornada menor de 10 horas, y para 1913 y 1914 se dan huelgas por mejores salarios (Solano, 2003: 40-41).⁷

La regulación de las relaciones laborales en Costa Rica puede remontarse, al menos, a los artículos del 1169 al 1174 del Código Civil, Ley No.63 de 28 de setiembre de 1887, correspondientes al Libro IV, Título VI (Capítulo I) titulado “Del alquiler de servicios domésticos, agrícolas, comerciales o industriales” durante el mandato de Bernardo Soto Alfaro (Arias, 2012: 41)⁸, en el contexto de consolidación de un Estado liberal de la mano de la Generación del Olimpo, un grupo de intelectuales y políticos que propiciaban el desarrollo de políticas liberales (Cubillo, 2021)⁹ y que introdujeron la tecnología de los ferrocarriles, donde surgió por primera vez en la historia del país la reivindicación por una jornada laboral de 8 horas en 1914, exigida con amenaza de huelga por los obreros del Ferrocarril al Pacífico (Rojas, 2019: 151).¹⁰

En este sentido, el reconocimiento jurídico de la jornada ordinaria diaria de 8 horas y el pago de horas extra acontece en 1920, ya que, en julio del 1918 se inicia un movimiento huelguístico en favor de dicha reivindicación laboral, en medio del ambiente represivo de la dictadura instaurada por los hermanos Tinoco y, que,

⁷ Solano Ramírez, Sonia (2003) Historia y Doctrina de las Garantías Sociales en el Derecho Constitucional Costarricense. Maestría en Derecho Constitucional. Universidad Estatal a Distancia. Disponible en <https://repositorio.uned.ac.cr/bitstream/handle/120809/1137/Historiadoctrina.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (Consultado el 28/06/2023).

⁸ Arias Castro, Tomas Federico (2012) Historia de la comisión codificadora de 1882 y el Código Civil de 1888. Revista de Ciencias Jurídicas N° 128 pp21-46 Disponible en <https://revistas.ucr.ac.cr/index.php/juridicas/article/download/12548/11793/20312> (Consultado el 5/06/2015).

⁹ Cubillo Paniagua, Ruth (2021) Surgimiento y consolidación de la generación del Olimpo: los fundadores de la llamada literatura costarricense (1880-1920) Disponible en <https://www.ucr.ac.cr/noticias/2021/10/22/surgimiento-y-consolidacion-de-la-generacion-del-olimp-los-fundadores-de-la-llamada-literatura-costarricense-1880-1920.html> (Consultado el 4/05/2023).

¹⁰ Rojas Sandoval, Francisco (2019) Las huelgas de julio de 1918 por la jornada laboral de ocho horas. Revista Ciencias Sociales. 166 (IV) pp.147-159 ISSN: 0482-5276 Disponible en <https://revistas.ucr.ac.cr/index.php/sociales/article/view/41051> (Consultado 12/04/2023).

culmina en la “marejada” de huelgas de febrero de 1920. Las cuales condujeron a la promulgación del decreto 100 en diciembre de ese año del entonces presidente Julio Acosta, a través del cual sancionó el decreto N.º 3 del Congreso Constitucional, entonces presidido por Arturo Volio Jiménez, en respuesta al pliego de demandas que incluía el reconocimiento de límites para las jornadas ordinarias y un aumento del 20% de los salarios.

Durante la segunda década del siglo XX, el reconocimiento de derechos laborales siguió avanzando luego del reconocimiento de la jornada ordinaria diurna de ocho horas y el pago de horas extra, con discusiones legislativas como la ley de la creación del Banco Nacional de Seguros, Ley N.º 12 del 30 de Octubre de 1924, o la "Ley de reparación de accidentes de trabajo", Ley N.º 53 del 31 de enero de 1925 (Vindas, 1997).¹¹

A finales de junio de 1928 fue creada la Secretaría de Trabajo y Previsión Social por parte del entonces presidente Cleto González Víquez, para que liderara todo lo relativo a las leyes vinculadas al trabajo, entre ellas la elaboración de un Código de Trabajo, la inspección laboral y la protección de las personas trabajadoras (MTSS, 2023).¹²

Durante la siguiente década la conflictividad social y el reconocimiento de derechos laborales no hizo más que profundizarse, como por ejemplo la aprobación de la Ley del Salario Mínimo, Ley N.º 14 el 14 de noviembre de 1933, con la huelga de desempleados el 22 de mayo de 1933 que terminó en enfrentamientos con la policía o la huelga bananera de 1934 (Molina, 2004).¹³

Durante esa década se avanzó en materia legal sobre las relaciones laborales, que luego será recogida en el Código de Trabajo, Ley N.º 2 del 23 de agosto de 1943, amparada en la Reforma Constitucional liderada por el Dr. Calderón Guardia, ley N.º 24 de 2 de julio de 1943, con la claridad de que el bienestar de las personas trabajadoras no constituye una amenaza para las empresas, tal y como queda claro en sus palabras con motivo de la promulgación de dicho Código:

“nació así para dar cuerpo a un conjunto de disposiciones claras, humanas, inaplazables, que no son más que el resultado de largo y cuidadoso estudio de la realidad nacional y de un afán de armonizar los justos intereses de las distintas clases sociales que integran

¹¹ Vindas, Edgardo (1997) Los riesgos del trabajo en Costa Rica, su administración. Medicina Legal Costa Rica. Vol 13-14 No. 2-12 ISSN 2215-5287 Disponible en https://www.scielo.sa.cr/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1409-00151997000200002 (Consultado el 29/06/2023)

¹² Ministerio de Trabajo y Seguridad Social (2023) Historia. Disponible en <https://www.mtss.go.cr/elministerio/historia.html> (Consultado el 27/06/2023)

¹³ Molina Jiménez, Iván (2004) Los primeros años de Trabajo, el periódico del Partido Comunista de Costa Rica (1931-1935) Amnis. No. 4 <https://doi.org/10.4000/amnis.736>

nuestra nacionalidad. Como dije en mi mensaje especial al Congreso, de 17 de agosto de 1943, ese cuerpo de leyes no puede nunca considerarse instrumento de ruina para ninguna de las clases sociales que conviven en nuestro suelo, ya que estarían equivocados tanto los patronos agricultores, ganaderos, industriales y comerciantes que vieran en el Código del Trabajo una amenaza para el desenvolvimiento de sus negocios, así como los trabajadores que tomaran ese dicho Código como un medio de dominación de los propietarios” (Guardia, 2012: 18).¹⁴

Como destacan Godínez y Olaso (sf: 7)¹⁵ “en el Mensaje de Reforma a la Constitución Política de 1871, de corte liberal, se le introdujo mediante la Ley N.º 24 del 2 de julio de 1943, un capítulo de garantías sociales, inspiradas especialmente en la doctrina social contenida en las Encíclicas Rerum Novarum de León XIII, la Quadragesimo Anno de Pío XI y el Código Social de Malinas.”

En primer lugar, en el artículo 56 de la Constitución Política establece al trabajo como un derecho de las personas, el cual el Estado tiene la obligación que impedir que, por causa del trabajo, se establezcan condiciones que menoscaben la dignidad de las personas y degraden su trabajo a la condición de simple mercancía.

En segundo lugar, el artículo 57 de la Constitución Política, define el pago del salario mínimo, fijado de forma periódica y en relación con una jornada normal, que asegure bienestar y una existencia digna.

Además, y como consta en las actas de la Constituyente, se incluyó explícitamente un criterio de eficiencia para que el salario sea igual siempre que el trabajo se realice en las mismas condiciones, el cual es un principio que ya había sido incorporado mediante el Código de Trabajo (2005: 1036).¹⁶

En este sentido, la Norma Constituyente recupera el capítulo de las Garantías Sociales de la reforma constitucional de 1942, animadas de un espíritu de bien social y que fueron retomadas en el proceso constituyente del 1949, al responder a “principios de verdadera justicia social” y, precisamente, en la discusión del artículo

¹⁴ Calderón Guardia, Rafael Ángel (2012) El Gobernante y el hombre frente al problema social costarricense. Mensajes Presidenciales. San José: Imprenta Nacional. ISBN 978-9977-58-356-3 Disponible en https://www.imprentanacional.go.cr/editorialdigital/libros/literatura%20costarricense/libro_de_calderon_guardia_edincr.pdf (Consultado el 7/06/2023)

¹⁵ Godínez Vargas, Alexander; Olaso Álvarez, Jorge (sf) Los antecedentes de la jurisdicción laboral y la reforma procesal laboral. Sala Segunda https://salasegunda.poderjudicial.go.cr/images/Enlaces/HISTORIA_DEL_DERECHO_PROCESAL_LABORAL_-_CAPITULO_COSTA_RICA_1.docx

¹⁶ Saborío Valverde, Rodolfo (2005) Actas de la Asamblea Nacional Constituyente de Costa Rica, 1949. Versión digital revisada por el Dr. Rodolfo Saborío Valverde. Disponible en <http://www.rodolfosaborio.com/actas.htm> (Consultado el 07/06/2023).

56 se argumentó que la redacción del mismo se usan frases “bien colocadas y envuelven conceptos fundamentales, tomados de recomendaciones de Conferencias Internacionales de Trabajo.” (2005: 986).

Esto muestra que el espíritu de nuestra Norma Fundamental es incorporar los avances a nivel mundial en materia de derechos laborales, y esto es aún más claro revisando el debate entre los constituyentes sobre la redacción del artículo constitucional que fija el salario mínimo.

En ese momento se opinó que incorporar una frase que dijera que el trabajo no podía ser una mercancía resultaba redundante con el que garantiza un salario mínimo independiente de si es trabajador manual o intelectual, a lo que le responde otro constituyente de que si estos principios son violentados, la respuesta no puede ser suprimirlos de la Constitución, sino preocuparse de que se cumplan, “no solo en Costa Rica sino en todos los países donde ello sea posible” a lo que otro constituyente añade que efectivamente el artículo 56 se refiere al trabajador en general (2005, 987).

En tercer lugar, está el artículo 58 donde se consigna la fijación de un máximo de horas para las jornadas ordinarias de trabajo, ocho para la diurna y seis para la nocturna, para un total de 48 horas y 36 horas, respectivamente, así como el derecho al pago adicional por trabajar horas extraordinarias en un 50% más del salario estipulado.

La redacción de los límites constitucionales de la jornada ordinaria, tanto diurna como nocturna, define límites máximos como mecanismo de protección de las personas trabajadoras, por lo que a raíz de los cambios históricos en el desarrollo de las fuerzas productivas, los beneficios en salud y productividad que se generan por jornadas más cortas y en reconocimiento de los avances progresivos en materia de derechos internacionales, como el convenio 47 de la OIT que define una jornada semanal máxima de 40 horas¹⁷, es razonable que la legislación positiva en materia laboral en Costa Rica avance en la reducción de las jornadas ordinarias diaria y semanal.

Uno de los elementos a considerar con esta propuesta de reducir los límites máximos de la jornada ordinaria tiene que ver con la remuneración de las horas extra, en el caso costarricense, el pago del 50% adicional es una garantía constitucional, pero a partir de la octava hora diaria en jornada diurna y a partir de la sexta en nocturna.

Como puede verificarse en el debate constituyente, originalmente se planteó que las horas extraordinarias debían pagarse al doble del salario ordinario, pero finalmente la discusión condujo a que quedara consignado el 50% en el texto

¹⁷Organización Internacional del Trabajo (2023b) C0047 Convenio sobre las 40 horas, 1935. Disponible en https://www.ilo.org/dyn/normlex/es/f?p=NORMLEXPUB:12100:0::NO::P12100_ILO_CODE:C047 (Consultado el 26/06/2023)

constitucional “como una garantía para el trabajador y para que la ley señale porcentajes menores” (2005: 1037).

Esta idea de remuneración diferenciada según la cantidad de horas extraordinarias realizada por día es algo que estaba consignado en el Decreto 100 de diciembre de 1920, que reconoció por primera vez la jornada diurna máxima de 8 horas, y pagos progresivos de 25% adicional las primeras tres horas de trabajo extraordinario, y por las restantes 50% adicional “por lo menos” (1921:428)¹⁸, normativa que reiteraba el reconocimiento del 25% adicional como mínimo establecido en el artículo 6 del Convenio 1 de la OIT¹⁹, pero sobre el que la legislación costarricense en materia de derecho laboral se encuentra más avanzado.

Así, al definir jornadas ordinarias menores a los rangos constitucionales, bajo el principio del derecho laboral de condición más beneficiosa²⁰, no debería habilitar a que las horas extraordinarias inferiores para las jornadas diarias actuales, sean remuneradas de manera diferenciada respecto al máximo del 50% del salario que fue fijado en nuestra Carta Magna.

Más aún, la limitación de las horas de trabajo y el derecho al ocio no se acotan a la legislación laboral, sino que ha sido identificado como un derecho humano y que emergió como instrumento en dicho campo una vez finalizada la Segunda Guerra Mundial. La Declaración Universal de Derechos Humanos establece el derecho a descansar y al ocio que se consigue de límites razonables a las jornadas de trabajo, mientras que el Pacto Internacional de Derechos Económicos, Derechos Sociales y Culturales, incluye los límites de horas de trabajo como elemento del derecho a condiciones laborales justas y favorables. También los límites del tiempo de trabajo también están incluidos en instrumentos recientes de derechos humanos con alcance regional, como la Carta Social Europea (revisada) de 1996, el Protocolo Adicional a la Convención Americana sobre Derechos Humanos en Materia de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, conocido como Protocolo de San Salvador de 1999²¹ y la Carta de Derechos Fundamentales de Derechos de la Unión Europea del 2000.

¹⁸ Imprenta Nacional (1921) Colección de Leyes y Decretos. Año de 1920.2º Semestre. Edición Oficial. Disponible en <https://repositorios.cihac.fcs.ucr.ac.cr/cmelenendez/items/59f22412-c1c7-4ee8-9f0b-a59e14600381> (Consultado el 25/04/2023).

¹⁹ Organización Internacional del Trabajo (2023c) C001 - Convenio sobre las horas de trabajo (industria), 1919 Disponible en https://www.ilo.org/dyn/normlex/es/f?p=NORMLEXPUB:12100:0::NO::P12100_ILO_CODE:C001 (Consultado el 2/05/2023).

²⁰ Centro de Información Jurídica en Línea (sf) Principios del derecho de trabajo. Informe de Investigación. Convenio Colegio de Abogados-Universidad de Costa Rica Disponible en <https://cijulenlinea.ucr.ac.cr/servicios/#1522968262129-b9586ec8-6daf?content=condicion.htm> (Consultado el 17/04/2023).

²¹ Organización de Estados Americanos (2016) Protocolo Adicional a la Convención Americana sobre Derechos Humanos en Materia de Derechos Económicos, Sociales y Culturales. Washington:

Precisamente el Protocolo de San Salvador de 1999, ratificado en Costa Rica mediante la Ley 7907 del 3 de setiembre de 1999, como uno de los Estados Partes de la Convención Americana de Derechos Humanos, “Pacto de San José de Costa Rica”, establece en su artículo 7, inciso g) que las legislaciones nacionales deberán garantizar la “limitación razonable de las horas de trabajo, tanto diarias como semanales”.

En este sentido, Costa Rica ha ratificado 8 de 10 convenios fundamentales de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), 4 de sus convenios de gobernanza, 40 de sus 177 convenios técnicos y un protocolo, para un total de 58 instrumentos internacionales en materia de derechos laborales²². De hecho, ratificó el Convenio 1 de la Organización Internacional del Trabajo mediante la Ley N.º 6711 del 20 de enero de 1982²³, dejando así claro el compromiso de asumir progresivamente la legislación laboral más avanzada.

Precisamente en este marco de la normativa internacional, Costa Rica ratificó recientemente el Convenio 156, “Convenio sobre la Igualdad de oportunidades y de trato entre trabajadores y trabajadoras: trabajadores con responsabilidades familia”, Ley N.º 9608 del 14 de setiembre del 2018 sobre trabajadores con responsabilidades familiares²⁴, por lo que esta iniciativa de ley puede contribuir a la promoción de la corresponsabilidad en las tareas de cuidado, como parte los principios de cohesión social que deben ser promovidos de manera concomitante mediante el diálogo social subyacente a este iniciativa.

El envejecimiento poblacional en Costa Rica, es una realidad que ha sido vinculada con el debilitamiento del régimen de pensiones de reparto, así como con el aumento en la pobreza en la población adulta mayor, y la profundización de la crisis de los cuidados.

OEA. ISBN 978-0-8270-6524-6 Disponible en <https://www.oas.org/es/sadye/inclusion-social/protocolo-ssv/docs/protocolo-san-salvador-es.pdf> (Consultado el 15/06/2023).

²² Organización Internacional del Trabajo (2023c) Ratificaciones de Costa Rica. Disponible en https://www.ilo.org/dyn/normlex/es/f?p=1000:11200:0::NO:11200:P11200_COUNTRY_ID:102599 (Consultado el 15/05/2023).

²³ Organización Internacional del Trabajo (2023d) C001 - Convenio sobre las horas de trabajo (industria), 1919 Disponible en https://www.ilo.org/dyn/normlex/es/f?p=NORMLEXPUB:12100:0::NO::P12100_ILO_CODE:C001 (Consultado el 2/05/2023).

²⁴ Organización Internacional del Trabajo (2019a) Costa Rica ratifica el Convenio sobre los trabajadores con responsabilidades familiares, 1981 (núm. 156).

Disponible en https://www.ilo.org/global/standards/subjects-covered-by-international-labour-standards/equality-of-opportunity-and-treatment/WCMS_717960/lang-es/index.htm#:~:text=El%2011%20de%20julio%20de,en%20haber%20ratificado%20este%20Convendio. (Consultado el 1/03/2023).

Así, esta iniciativa de disminuir la cantidad de horas de trabajo al preservar las remuneraciones, puede favorecer la corresponsabilidad en la atención de las tareas de cuidados, una mejor repartición de las jornadas de trabajo entre quienes se ven obligados a trabajar más horas de las que quisieran, y quienes trabajan menos horas de las que quisieran, y con ello favorecer la socialización del cuidado mediante la articulación entre hogares, el Estado, los mercados y las entidades sin fines de lucro (“Diamante de los cuidados”) (ONU Mujeres, 2018:17).²⁵

De esta forma, esta iniciativa de ley abre la oportunidad de atender la crisis de los cuidados que se ha cernido sobre nuestra sociedad, la cual fue claramente identificada en el debate de la creación de la Red de Cuido y Desarrollo Infantil, Ley N.º 9220 del 24 de marzo del 2014, y la elaboración sucesiva de las Encuestas del Uso del Tiempo, primero impulsadas por el INAMU en 2011 en la Gran Área Metropolitana, y luego asumidas regularmente por el INEC, realizadas en 2017 y en 2022, a nivel nacional.

Esta comprensión del concepto de cuidado como responsabilidad social en Costa Rica, se inserta dentro de las discusiones recientes respecto de la conciliación entre la vida laboral y la familiar o personal. Esto responde al conflicto entre las responsabilidades familiares, el trabajo y el tiempo en el que los estudios que desde la teoría de género y las teorías feministas han enfatizado en referencia a la división sexual del trabajo, a la invisibilización del trabajo de las mujeres y su exclusión del ámbito público de la vida, que ha dado como resultado el “diseño de otro tipo de políticas de género que abordan de manera comprehensiva tanto el mundo del trabajo como la esfera doméstica” (OIT, 2010: 7).²⁶

En este sentido, ya en Costa Rica se han emprendido investigaciones que revelan cómo la distribución del tiempo de las jornadas laborales, entre hombres y mujeres, se relaciona con la brecha del ingreso según sexo. En 2010, la OIT estimó que la brecha del ingreso según sexo era del 20%, es decir, en promedio, los hombres tenían un ingreso 20% mayor que las mujeres, sin embargo, identificaron que para jornadas entre 40 y 46 horas semanales la brecha era menor que dicho promedio, y que incluso en la rama de comercio dicha brecha era negativa en 14%, es decir, que en el comercio las mujeres que trabajan entre 40 y 46 horas a la semana ganaban un 14% más que los hombres ocupados en la misma rama trabajando esa misma cantidad de horas a la semana (OIT, 2010: 30).

²⁵ ONU Mujeres (2018) Reconocer, Redistribuir y Reducir el Trabajo de Cuidados. Prácticas inspiradoras en América Latina y el Caribe. Disponible en <https://lac.unwomen.org/es/digiteca/publicaciones/2018/11/estudio-reconocer-redistribuir-y-reducir-el-trabajo-de-cuidados> (Consultado el 31/05/2023).

²⁶ Organización Internacional del Trabajo (2010) Trabajo decente y corresponsabilidad en el cuidado. Retos en el camino hacia la igualdad. San José: OIT. ISBN 978-92-2-323806-3 Disponible en https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---americas/---ro-lima/---sro-san_jose/documents/publication/wcms_179040.pdf (Consultado el 9/06/2023).

De hecho, la promoción de la equidad de género es uno de las cinco dimensiones en las que la OIT ha cimentado los más recientes estándares internacionales del trabajo decente, junto con la promoción de la salud y la seguridad, aumentar la productividad y sustentabilidad de las empresas, ser amigable con las familias para mejorar el balance entre trabajo y vida, y ofrecerle a los trabajadores un grado de decisión e influencia sobre sus horas de trabajo (OIT, 2019b: 3-8).²⁷

Sobre esto, la Comisión Mundial sobre el Futuro del Trabajo, convocada por la Organización Internacional del Trabajo en 2019, destaca que la economía de los cuidados podría generar más de 475 millones de empleos en todo el mundo para el 2030, ya que de hecho la inversión en cuidados responde a una necesidad social de atender el rápido envejecimiento de la población en muchos países, y abre el camino para avanzar hacia la igualdad de género (2019c: 49).²⁸

Esta misma Comisión Mundial sobre el Futuro del Trabajo insistió en su informe en que las medidas para limitar y reducir el número de horas de trabajo, acompañadas por aumentos de la productividad, son un importante objetivo político, porque por un lado son demasiadas personas trabajadoras que laboran horas excesivas porque viven en pobreza o en riesgo de pobreza, lo que les deja poco tiempo libre, y al mismo tiempo, casi uno de cada cinco personas trabajadoras de todo el mundo que trabaja pocas horas, les gustaría trabajar más horas (2019c: 41-42).

Al respecto, hay que destacar que esta iniciativa se soporta en el reconocimiento de la justicia social, como un derecho fundamental consignado en la decisión histórica de incorporar el capítulo de las Garantías Sociales en la Constitución Política, de 1949, como queda manifiesto en el artículo 50 en la medida que instruye a que “el Estado procurará el mayor bienestar a todos los habitantes del país, organizando y estimulando la producción y el más adecuado reparto de la riqueza”.

En esta iniciativa de ley, al promover formas de organización del trabajo que racionalicen el uso de la fuerza de trabajo, se estimula la producción mediante el aumento de la productividad laboral, y al disminuir la jornada laboral ordinaria preservando las remuneraciones salariales, se promueve un adecuado reparto de la riqueza generado por una mayor productividad laboral.

En relación con dicho artículo 50, cuando consigna que “Toda persona tiene derecho a un ambiente sano y ecológicamente equilibrado”, desde la economía ecológica se ha planteado la reducción del tiempo de trabajo como una prometedora

²⁷ Organización Internacional del Trabajo (2019b) Guide to developing balanced Working time arrangements. Génova: OIT ISBN 978-92-2-133240-4 Disponible en https://www.ilo.org/travail/info/publications/WCMS_706159/lang--en/index.htm (Consultado el 14/06/2023).

²⁸ Organización Internacional del Trabajo (2019c) Trabajar para un futuro más prometedor. Comisión Mundial sobre el futuro del trabajo. Ginebra: OIT. ISBN 978-92-2-132804-9 Disponible en <https://www.ilo.org/digitalguides/es-es/story/global-commission> (Consultado el 1/06/2023).

respuesta para algunos de los mayores retos de nuestras sociedades ambientalmente insostenibles.

Por ejemplo, Lukács y Antal (2022), de la Universidad Eötvös Loránd de Hungría, destacan 3 beneficios potenciales de la reducción del tiempo de trabajo identificados en la literatura especializada sobre el tema: i) incremento del bienestar humano sin la necesidad de una acumulación material, ii) puede crear o preservar trabajo sin crecimiento económico, lo que a su vez ayuda a atender las crisis económicas y a escapar de la “trampa de la productividad”, iii) beneficioso ambientalmente en la medida que jornadas de trabajo más extensas generalmente están asociadas a mayores cargas ambientales.²⁹

La trampa de la productividad se refiere a la necesidad de mayor crecimiento económico para evitar el desempleo en medio de un crecimiento continuo de la productividad del trabajo. En ausencia de crecimiento económico, incrementar la productividad del trabajo implica una reducción de los requerimientos del insumo laboral, ya sea en la forma de una menor tasa de ocupación o reduciendo el promedio de horas trabajadas, y en el caso costarricense, se ha venido presentando la paradoja de que mientras la economía crece, el desempleo se mantiene en niveles muy elevados, como ha señalado el Programa del Estado de la Nación (Jiménez, 2017).³⁰

En la línea de formular políticas públicas y fundamentar la legislación en evidencia empírica cabe destacar los hallazgos que se han realizado a partir de investigaciones que evalúan a posteriori la implementación de reducciones de la jornada laboral.

Se debe señalar que la amplia discusión académica en la que se pueden encontrar argumentos a favor de los efectos positivos en la productividad y la felicidad basado en la reducción de las horas de trabajo depende de la disponibilidad de información, la cual a su vez, depende de políticas tripartitas que permitan recolectar datos confiables y concluyentes, lo que muestra que para dar una solución técnica a ese debate, se requiere de arreglos políticos que favorezcan, no solo la implementación de jornadas más breves sino de conducir estudios de seguimiento y control de dichas políticas.

²⁹ Lukács, Bence; Antal, Miklos (2022) The practical feasibility of working time reduction: do we have sufficient data? Ecological Economics. Vol. 204 Disponible en <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2022.107629> (Consultado el 15/05/2023).

³⁰ Jiménez Fontana, Pamela (2017) Producción y empleo: la paradoja de la economía costarricense. Disponible en <https://estadonacion.or.cr/produccion-y-empleo-la-paradoja-de-la-economia-costarricense/> (Consultado el 21/06/2023).

Una destacada investigación del Departamento de Economía de la Universidad de Stanford, conducida por Pencavel (2014)³¹, analiza la conjetura de Denison respecto de que la reducción del 10% de las horas de trabajo implica una reducción del 6% del producto total, en el marco de la discusión académica entre economistas respecto de cómo ciertos cambios o diferencias en las horas de trabajo no implican los mismos cambios o diferencias en la efectividad de los insumos de trabajo porque los individuos tienden a trabajar con mayor eficacia en jornadas más breves.

A este respecto, este destacado autor concluye que la evidencia disponible sugiere que, el efecto en la producción de una reducción de horas depende del nivel inicial de horas de trabajo: para 35 horas, adicionar 5 horas de trabajo a la duración de la semana laboral tiene consecuencias para la efectividad del trabajo muy diferentes de cinco horas adicionales a partir de las 48 horas.

Precisamente en esa investigación, se destaca que los accidentes y las enfermedades se relacionan con jornadas laborales prolongadas, y cita de ejemplo el estudio de 10 mil trabajadores entre 1987-2000, el cual encontró que manteniendo constantes otros factores, aquellos que trabajan al menos 12 horas cada día, o al menos 60 horas por semana tienen mayores tasas de riesgo de lesiones, 37% y 23% respectivamente, comparado con otros trabajadores. Además, que otro estudio sobre enfermeros de hospital, con turnos de más de 12 horas y semanas de trabajo mayores de 40 horas, estaban asociados con mayores probabilidades de error lo que ponía en riesgo la seguridad de los pacientes. Añade que, en otro estudio, los médicos internos tenían más probabilidad de involucrarse en accidentes de vehículo si habían trabajado turnos extendidos, con reportes similares para pilotos aéreos, oficiales de policía, conductores de camión y soldados (Pencavel, 2014: 27).

Otra investigación conducida por Lonnie Golden (2012: 6)³², profesor de economía y estudios del trabajo de la Universidad del Estado de Pensilvania, para la Organización Internacional del Trabajo, señala que un estudio en 18 países de la OCDE, principalmente Europeos, relacionado con el grado en el cual horas anuales más largas se relacionan con la productividad por hora a nivel nacional desde 1950 y encuentra que la respuesta en la productividad por hora para un aumento en el tiempo de trabajo es siempre negativo, no solo porque hay rendimientos decrecientes en el tiempo de trabajo adicional sino que los retornos bajo la forma de producción adicional disminuye más rápidamente para jornadas de trabajo más largas.

³¹ Pencavel, John (2014) The Productivity of Working Hours. IZA Discussion Paper No. 8129, Disponible <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2429648> (Consultado 2/05/2023).

³² Golden, Lonnie (2012) The effects of Working time on productivity and firm performance: a research synthesis paper. International Labour Office, Conditions of Work and Employment Branch. –No. 33 Génova: OIT. ISSN 2226-8944;2226-8952 Disponible en https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/@ed_protect/@protrav/@travail/documents/publication/wcms_187307.pdf (Consultado el 24/05/2023).

En esa misma investigación, se reseña un estudio en el sector de la construcción, donde en 88 proyectos intensivos en operaciones mecánicas y eléctricas, se encontró distintas disminuciones en la productividad conforme aumenta el número de horas trabajadas por semana o de duración del proyecto, así como la ingente cantidad de estudios que muestran que jornadas más extensas o irregulares se asoció con un rango de riesgo de lesión en la salud física o mental que limita la capacidad a largo plazo de mantenerse productivos.

También encontraron que las prácticas laborales, que conducen a tiempos de trabajo más largo realizando tareas repetitivas, puede aumentar el riesgo de desórdenes por traumas acumulativos. Trabajar más allá de las horas usuales o normales aumenta el riesgo de lesiones y accidentes, típicamente por la fatiga hacia el final de la jornada laboral o semanal. El riesgo de lesiones ocupacionales se duplica cuando los empleados trabajan más de doce horas por día, o aumenta un 40% luego de la décima hora en un día.

Más aún, los trabajadores que regresan a su empleo luego de lesiones relacionadas con la fatiga generalmente trabajan menos horas que antes de la lesión, lo que ilustra como jornadas más largas en última instancia pueden ser un potencial e indirecto inhibidor de la productividad (Golden, 2012: 8).

Según ese estudio, en EE.UU. los trabajadores con fatiga le costaron 136.4 billones por año a sus empleadores en tiempo de trabajo perdido por motivos de salud, 101 billones más que los trabajadores sin fatiga en 2007, y de ahí concluye que reducir las horas de trabajo, específicamente donde las largas jornadas de trabajo generan fatiga o riesgo de error o accidentes, puede provocar un mayor nivel de productividad y costos de producción más bajos (Golden, 2012: 9).

Además, señala que los impactos prácticos y teóricos de la reducción de horas de trabajo diarias y semanales en la productividad fueron incorporados dentro de la Organización Internacional del Trabajo a partir de 1987, con la integración de cien años de investigaciones que encontraron mejoras en la productividad seguidas de reducciones de las horas, dependiendo, adicionalmente, del acompañamiento de condiciones y respuestas, en el medio o en el corto plazo (Golden, 2012: 6) .

Como puede verificarse en la literatura especializada en materia laboral, la reducción de la jornada ordinaria ha sido implementada en la mayoría de países de renta alta y se ha discutido de manera bastante rigurosa los efectos sobre la salud, la productividad, el empleo y la competitividad, así como los plazos y mecanismos de financiamiento a través de los cuales se ha implementado, como se expone a continuación.

En un estudio de la Cátedra de Economía Aplicada de la Universidad Autónoma de Madrid, realizada por Ruesga y Pérez (2005: 76)³³, se identifica que los mecanismos

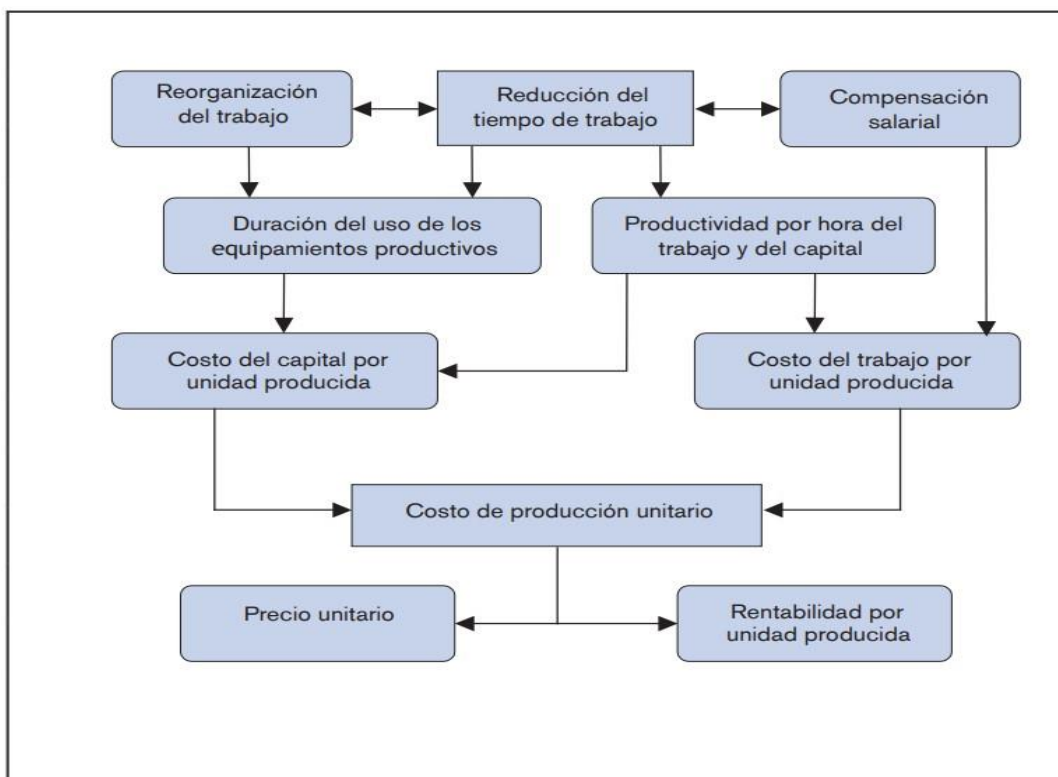
³³ Ruesga Benito, Santos; Pérez Ortiz, Laura (2005) El debate económico sobre la jornada de trabajo en la Unión Europea. Economía UNAM. Vol 2. No. 5 Disponible en <https://www.scielo.org.mx/pdf/eunam/v2n5/v2n5a4.pdf> (Consultado 20/06/2023).

de financiamiento para la reducción de jornadas laborales son: i) los incrementos de productividad, ii) las economías de ahorro resultado de la reorganización del trabajo, iii) mediante ayudas públicas a través del Estado, estructurales o transitorias, iv) mediante las contribuciones salariales, ya sea dinámicas o estáticas.

En el caso francés, la reducción de la jornada laboral se financió con ayudas públicas, pero facilitando mecanismo adecuados según cada empresa o sector, para que la productividad fuera el eje fundamental y por tanto no surgieran problemas de competitividad, ya que los incrementos en la productividad originados en la reducción del tiempo de trabajo deben contribuir a financiar dicha reducción, ya que las mismas se asocian a la aceleración de los métodos de trabajo y la eliminación de prácticas infraproductivas. Estas ganancias de productividad por hora se situaban entre el 25% y el 50% tras la reducción del tiempo de trabajo (Ruesga y Pérez, 2005: 76), y se debe repartir entre beneficios empresariales, aumentos salariales y mejoras en las condiciones de trabajo.

En este sentido, los efectos de la reducción del tiempo de trabajo sobre los costos de producción han sido ampliamente estudiados y debatidos, tanto por el lado del capital utilizado como por el costo del trabajo, como se muestra en la siguiente ilustración:

Ilustración 2: Efectos de la reducción del tiempo de trabajo sobre los costos



Fuente: (Ruesga y Pérez, 2005: 74).

Como se muestra en la ilustración 2, la reducción del tiempo de trabajo se relaciona con el costo del capital por unidad producida y con el costo del trabajo por unidad producida, ejes sobre los que la discusión técnica ha reportado avances que pueden orientar estratégicamente la implementación de la reducción de las horas de trabajo aquí propuesta.

Por ejemplo, en una reciente investigación publicada en la Revista Americana de Economía Agrícola, sobre el impacto de la mecanización en la productividad laboral en el sector agrícola de EE. UU, las personas investigadoras encontraron que una mayor demanda por máquinas y equipo se relaciona con salarios más altos dependiendo de si el capital sustituye o complementa al trabajo (Hamilton et. al, 2022: 1442).³⁴

Así, la mecanización que complementa el trabajo está relacionada con salarios más altos para trabajadores agrícolas. Sin embargo, dicho resultado también depende de si el mercado de trabajo es competitivo o no. En el primer caso, donde hay salarios altos y las innovaciones en tecnología agrícola complementan al trabajo, la mecanización contribuye a aliviar la escasez de suministros, mientras que en un mercado donde la demanda por trabajo está concentrada en una o pocas empresas, es decir, existe un monopsonio, salarios más altos se relacionan con una subcapitalización porque las ayudas a las cosechas mecanizadas complementan el trabajo de cosechas, interrumpiendo el círculo virtuoso (Hamilton et. al, 2022: 1455).

En este sentido, es evidente que el tema de cómo se organiza el proceso de trabajo en relación con la tecnología disponible es una de las claves fundamentales para la exitosa implementación de una reducción de la jornada laboral a nivel de empresa, ya que la principal razón identificada por la literatura especializada de porqué la productividad disminuye conforme aumentan las horas de trabajo es la fatiga. De hecho, las disminuciones en las horas de trabajo acontecidas a lo largo del siglo XX se acompañaron por una intensificación del trabajo debido al ascenso del “management” científico, y en actividades de servicios como los centros de llamada también se verifican, como encontraron (Collewet y Sauerman, 2017: 7)³⁵ del Centro para la investigación de operaciones y econometría de la Universidad Católica de Lovaina, en Bélgica.

De hecho, para ese caso de 332 operadores y operadoras de centros de llamada en Países Bajos entre 2008 y 2010, Collewet y Sauerman (2017: 16-17) encuentran que los efectos negativos de la fatiga sobre la productividad son más pronunciados a lo largo de día, que, a lo largo de la semana, lo que es explicado porque los agentes tienen tiempo para recuperarse de un día para otro. En concreto, estimaron

³⁴ Hamilton, Stephen; Richards, Timothy; Shafran, Aric; Vasilaky, Kathryn (2022) Farm Labor productivity and the impact of mechanization. American Journal of Agricultural Economics. Vol 104 Disponible en <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/ajae.12273> (Consultado 24/05/2023).

³⁵ Collewet, Marion; Sauerman, Jan (2017) Working Hours and Productivity. Discussion Paper Series. No. 10722 Institute of Labor Economics. Disponible en <https://docs.iza.org/dp10722.pdf> (Consultado 6/06/2023).

que, si las horas de trabajo aumentan en un 1%, el número de llamadas atendidas crece solo un 0.9%, mientras que no encontraron relación entre la productividad de un día dado y el número de horas trabajadas en días previos.

Este último resultado difiere, por ejemplo, con los del previamente presentado por la pionera investigación de Pencavel (2014) respecto al sector industrial, lo que muestra precisamente que las condiciones de la agricultura, de la industria y de los servicios tienen particularidades que no deben omitirse en la implementación de la reducción de jornadas de trabajo, pero que, en cada uno de dichos sectores, se ha estudiado bajo qué condiciones la implementación puede ser exitosa.

La más reciente experiencia de reducción de las jornadas laborales ordinarias es el caso chileno, cuando mediante la Ley N.º 21561 del 14 de abril de 2023 se inició un proceso de reducción gradual de la jornada ordinaria del 45 a 40 horas: de 45 a 44 horas al primer año de publicada la ley, de 44 a 42 horas al tercer año, y de 42 a 40 horas al quinto.³⁶

El proceso en dos etapas de la reducción de jornada laboral en Chile, porque en 2001 se aprobó una reducción de la jornada semanal de 48 a 45 horas que entró en vigencia en 2005, y en 2023 se aprobó una reducción de la jornada semanal de 45 a 40 horas, - ha permitido que muchos de los argumentos que fueron planteados en la primera reducción en 2001, pudieran ser objeto de evaluación e investigación empírica antes de que concluyera la aprobación de una segunda reducción de la jornada en 2023, lo que no evitó que quienes se oponían a dicha iniciativa reiteraran argumentos sobre los que no había evidencia empírica (León, 2019).³⁷

Tal ha sido el caso de la tesis de que una disminución de la jornada de trabajo provocaría pérdida de empleos, cuando de hecho, en países como Francia dichas reducciones se han implementado justamente para favorecer una mejor repartición del trabajo.

En este sentido, el Ministerio de Hacienda de Chile, en agosto del 2019, publicó un documento que pronosticaba una pérdida entre 258.000 y 303.000 puestos de trabajo en caso de que la propuesta de ley de reducir de 45 a 40 horas se aprobara.

³⁶ Gobierno de Chile (2023) ¡40 Horas será ley: ¡Conozca los detalles del proyecto impulsado por el Gobierno y que fue despachado por el Congreso! Disponible en <https://www.gob.cl/noticias/40-horas-es-ley-conozca-los-detalles-del-proyecto-impulsado-por-el-gobierno/> (Consultado el 18/04/2023).

³⁷ León, Carolina (2023) ¿Déja vu? Cómo fue el debate cuando se redujo la jornada laboral a 45 horas y los argumentos que se repiten en la discusión actual. Economía y Política. Diario Financiero. Disponible en <https://www.df.cl/economia-y-politica/laboral-personas/deja-vu-como-fue-el-debate-cuando-se-redujo-la-jornada-laboral-a-45> (Consultado 20/03/2023).

Como destaca la Comisión Nacional de Competitividad, quien rindió un informe con el Análisis Técnico de una Reducción Legal de la Jornada Laboral (2020: 136³⁸), para llegar a este valor, el Ministerio de Hacienda consideró una elasticidad empleo-coste laboral entre -0.4 a -0.4738 y la multiplicó un aumento salarial de 11,1%, “entendido como el aumento en el salario promedio por hora de rebajarse la jornada de 45 a 40 horas por semana”.

Como sostiene ese mismo informe, el mismo año dicho planteamiento fue rebatido por López y Peterson (2019), quienes plantearon que estas estimaciones no incluyeron los potenciales efectos positivos sobre la productividad como consecuencia de la reforma, y más bien sostuvieron que el número de trabajadores ocupados crecería entre 5% y 8%, basándose en “valores de elasticidad precio de demanda por trabajo entre -0,5 y -0,2, lo que estaría respaldado por estudios previos sobre el mercado laboral chileno” (2020: 137).

Como puede verse, defensores y detractores de la reducción de la jornada laboral en Chile, han sostenido acalorados debates con base en diversas estimaciones y supuestos, ya que como precisa Sanchez (2010:2)³⁹, del Departamento de Economía de la Universidad de Warwick, en el Reino Unido, a pesar de que muchos países han implementado reducciones de jornadas laborales, se cuenta con pocos estudios que ofrezcan evidencia micro-econométrica, y hasta su investigación sobre el caso chileno, ninguna se había realizado sobre casos de países en desarrollo, y por eso la misma fue un referente en la discusión que dio lugar a la aprobación de la reducción de la jornada de 45 a 40 horas por semana en abril del 2023 (Cárdenas, 2019).⁴⁰

Una característica de la primera reforma en Chile fue que consistió en una reducción pura del estándar de horas de trabajo, a diferencia de otras experiencias, como la acontecida en Francia, que se acompañó de incentivos públicos a las empresas, lo que según Sanchez (2010: 42), favoreció que su estudio basado en el salario por hora y la cantidad usual de horas trabajadas antes y después, pudiera aislar el efecto puro de una reducción de la cantidad de horas, y obtener resultado robustos respecto a varios aspectos, como que la reducción del estándar de horas de trabajo no tiene un efecto de destrucción de empleos, y que los individuos afectados por

³⁸ Comisión Nacional de Productividad (2020) Análisis Técnico de una Reducción Legal de la Jornada Laboral. ISBN: 978-956-7725-12-0 Disponible en <https://www.cnep.cl/wp-content/uploads/2020/04/An%C3%A1lisis-T%C3%A9cnico-de-la-Reducci%C3%B3n-Legal-de-la-Jornada-Laboral.pdf> (Consultado 11/04/2023).

³⁹ Sánchez, Rafael (2010) *Do reductions of standard hours affect employment transitions? : evidence from Chile*. Working Paper. Coventry: University of Warwick. Dept. of Economics. Warwick economics research paper series (TWERPS), Vol.2010 (No.925). Disponible en <https://wrap.warwick.ac.uk/3536/> (Consultado 15/05/2023).

⁴⁰ Cárdenas, Rodrigo (2019) Qué pasó cuando se redujo la jornada laboral de 478 a 45 horas: ni hubo destrucción de empleo. La Tercera. Disponible en <https://www.latercera.com/pulso/noticia/paso-cuando-se-redujo-la-jornada-laboral-48-45-horas-no-hubo-destruccion-empleo/759445/> (Consultado 24/04/2023).

dicha reducción trabajan menos horas y obtienen salarios por hora más altos, hallazgos consistentes con la evidencia de países Europeos y Canadá.

Recientemente una investigación empírica, a nivel de empresa, del Instituto de Investigación para la Evaluación de Políticas Públicas de la Fundación Bruno Kessler, en Trento Italia, realizada por Lopes y Tondini (2022: 20-21)⁴¹, respecto a la reducción de la jornada semanal aprobada en Portugal en 1996 de 44 a 40 horas como máximo e implementada en los siguientes 2 años, también encontró que contrario a las predicciones de los modelos estándar de demanda de trabajo, donde se asumen una sustitución casi perfecta entre trabajo y capital, la reducción de las horas trabajadas sin rebajas en términos de la remuneración, no se tradujo en una destrucción de empleos estadísticamente significativa, cuatro años después de la reforma, inclusive.

Justo en esta investigación, sostienen que el poder monopsónico en el mercado de trabajo, es decir, cuando existe una o pocas empresas que demandan toda o casi toda la oferta laboral en un sector, ofrece una justificación para las reducciones legislativas en el estándar de horas de trabajo, en tanto los salarios son menores que el producto marginal del trabajo y las jornadas de trabajo son más largas de las que serían óptimas para los trabajadores y trabajadoras; mientras que sobre el argumento de la repartición de trabajo mediante jornadas de trabajo más cortas depende de muchos supuestos, mientras que el efecto negativo en el empleo, solo parece probable en mercados competitivos pero resulta dudoso en los demás casos (Lopes y Tondini, 2022: 11).

Este resultado es relevante para el caso costarricense porque la tasa de desempleo desde julio del 2010 se mantiene por encima del 8%, y desde julio del 2018 fue superior al 10% y alcanzó un máximo de 24.4% entre mayo y julio del 2020, en el punto más álgido de la pandemia del covid-19, y solo hasta abril del 2023 fue ligeramente inferior a dos dígitos, cuando fue de 9.7% pero que a mayo del 2023 volvió a los dos dígitos, con 10.1% (INEC, 2023)⁴², por lo que podría aducirse que la reducción de la jornada ordinaria y el aumento de los tiempos no laborables remunerados podría generar empleos o destruirlos, sin embargo no hay evidencia empírica, en los casos internacionales estudiados, en favor de ninguna de las dos consideraciones.

En Costa Rica han venido en aumento las investigaciones sobre la demanda laboral, y sus resultados contribuyen a comprender tanto el problema del exceso de horas trabajadas, como la viabilidad de la solución propuesta mediante este proyecto de ley.

⁴¹ Lopes, Marta; Tondini, Alessandro (2022) Firm-Level Effects on Reductions in working hours. FBK-IRVAPP Working Paper No. 2022-05 Disponible en <https://ideas.repec.org/p/fbk/wpaper/2022-05.html> (Consultado el 9/06/2023).

⁴² INEC (2023) Encuesta Continua de Empleo. JAS Trimestre 2010 - MAM Trimestre 2023. Costa Rica: Población nacional según indicadores generales de la condición de actividad Disponible en <https://inec.cr/estadisticas-fuentes/encuestas/encuesta-continua-empleo> (Consultado el 20/07/2023)

Según Alfaro, Campos y Lankester (2019) del Departamento de Investigación Económica del Banco Central de Costa Rica, durante los 90 e inicios de los 2000, Costa Rica lideró las tasas de crecimiento de la producción y de creación de nuevos empleos de la Región Centroamericana, pero al mismo tiempo tuvo las tasas más bajas de crecimiento de los salarios⁴³.

Como en los casos de reducción de jornada ordinaria en Francia, Portugal, Países Bajos y Chile, una disminución de la cantidad de horas de trabajo sin disminución de las remuneraciones, se traduce en un aumento de los salarios por hora de trabajo, algo que según la teoría neoclásica de economía debería provocar una disminución en la cantidad de trabajo demandada proporcional a la elasticidad salario de la demanda trabajo, concepto que teóricamente debe ser menor que cero.

Sin embargo, dos de las tres estimaciones realizadas para Costa Rica de dicha elasticidad son inconsistentes con dicha teoría neoclásica del empleo al obtener valores mayores a cero, ofreciendo evidencia empírica en contra de la misma, mientras que la realizada por Alfaro, Campos y Lankester (2019: 31-32) para el periodo 2005-2017 fue de -0.358% en promedio para todas las empresas, pero con una gran heterogeneidad de acuerdo con el tamaño de las empresas y la intensidad en el uso de la tecnología en el empleo, con un valor menor en el largo plazo y sin que dicha relación causal negativa fuera verificada en todas las industrias y categorías de empresas.

De hecho, esta medición de la elasticidad salario de la demanda trabajo para Costa Rica, sugiere que la demanda de trabajo sobre reacciona a los aumentos salariales en el corto plazo, pero que dicho efecto se compensa ligeramente conforme el tiempo pasa (Alfaro, Campos y Lankester, 2019: 35).

Así, una adecuada implementación de la reducción de las jornadas ordinarias en Costa Rica tendría efectos positivos en la productividad laboral, en el bienestar de las personas trabajadoras, y no provocaría una destrucción de empleos, como se ha mostrado en el análisis precedente.

El reconocimiento de la necesidad de llevar a cabo una reforma como la aquí planteada, mediante un amplio y profundo diálogo social es consistente con las consideraciones del primer informe de servicios técnicos de carácter jurídico, vía oficio AL-DEST IJU 212 -2019, del 2 de setiembre del 2019 sobre el expediente 21182, en el sentido de que una modificación de las jornadas ordinaria que implique el fraccionamiento en minutos tiene enormes implicaciones prácticas para la organización del trabajo, y una modificación completa de las bases de datos, tanto del sector público como del sector privado.

⁴³ Alfaro Ureña, Alonso; Campos Rodríguez, Santiago; Lankester Campos, Valerie (2019) Labor Demand Dynamics: the Costa Rican case. Documento de investigación. Disponible en <https://www.secmca.org/recard/index.php/foro/article/view/150/152> (Consultado el 28/06/2023)

Además, este planteamiento, acoge los principios del derecho del trabajo⁴⁴ como el principio del derecho protector, al promover que los beneficios de la tecnología laboral se traduzcan en jornadas ordinarias máximas más breves, el principio de condición más beneficiosa, al recuperar la legislación internacional que asegura condiciones más favorables, y el principio de razonabilidad, al plantearlo de una forma progresiva por etapas y ordenada de acuerdo con los estándares internacionales y la evidencia empírica respecto del mercado de trabajo costarricense, tal y como está planteado en la Recomendación 116 de la OIT, Recomendación sobre la Reducción de la duración de la jornada del trabajo, de 1962⁴⁵.

Finalmente, una reducción de los límites de las jornadas ordinarias de trabajo, desde el punto de vista de la regulación de las relaciones laborales de Costa Rica, como la planteada en esta reforma responde a los tres retos que plantean Céspedes y Fallas(2010: 39)⁴⁶ a raíz del proceso de globalización, a saber: “aumento de la competitividad y de la IED, desarrollo humano sostenible y finalmente, los retos planteados para el Derecho Laboral y a sus actores en materia de regulación de las relaciones obrero-patronales y protección de los derechos de los trabajadores.”

De esta forma, esta iniciativa de ley se asienta en uno de los pilares fundamentales de una sociedad próspera, que es una legislación laboral en función del bienestar del país, parte integral de las bases de la Constitución Política de 1949, donde no solo se reiteró un rango constitucional a las Garantías Sociales sino además derechos laborales considerados fundamentales, como al salario digno, jornada ordinaria máxima, pago de horas extra y el derecho al descanso, como consta el texto mismo de la Carta Magna y en las actas de la Asamblea Nacional Constituyente de 1949.

Es por lo anteriormente expuesto, que se considera conveniente y oportuno plantear una reducción de las jornadas ordinarias de trabajo mediante el siguiente proyecto de ley, “Reforma a los artículos 89, 105, 136, 138, 140, 143, 145, 177, 205, 273, 274, 278, 281, 283, 284, 288, 301, 310 del Código de Trabajo, Ley N.º 2 del 27 de

⁴⁴Centro de Información Jurídica en Línea (sf) Principios del derecho de trabajo. Informe de Investigación. Convenio Colegio de Abogados-Universidad de Costa Rica Disponible en <https://cijulenlinea.ucr.ac.cr/servicios/#1522968262129-b9586ec8-6daf?content=condicion.htm> (Consultado el 17/04/2023).

⁴⁵ Organización Internacional del Trabajo (2023e) Recomendación 116, Recomendación sobre la Reducción de la duración de la jornada del trabajo. Normlex. Disponible en https://www.ilo.org/dyn/normlex/es/f?p=1000:12100:0::NO::P12100_ILO_CODE:R116 (Consultada el 14/04/2023)

⁴⁶ Céspedes Cruz, Mariela; Fallas Fallas, Harold (2010) La función del diálogo social en la evolución del derecho laboral costarricense. Tesis de grado para optar por el título académico de licenciatura en derecho. Universidad de Costa Rica, Facultad de Derecho. San José, Costa Rica. Disponible en <https://iij.ucr.ac.cr/wp-content/uploads/bksk-pdf-manager/2017/06/La-Funci%C3%B3n-del-Di%C3%A1logo-Social-en-al-Evoluci%C3%B3n-del-Derecho-Laboral-Costarricense.pdf> (Consultado el 7/07/2023)

agosto de 1943 LEY PARA LA REDUCCIÓN DE LA JORNADA ORDINARIA”, para la consideración y aprobación de los señores y señoras legisladores:

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

REFORMA DE LOS ARTÍCULOS 89, 105, 136, 138, 140, 143, 145, 177, 205, 273, 274, 278, 281, 283, 284, 288, 301, 310 DEL CÓDIGO DE TRABAJO, LEY N. °2 DEL 27 DE AGOSTO DE 1943, LEY PARA LA REDUCCIÓN DE LA JORNADA ORDINARIA

ARTÍCULO 1- Reformas.

Se reforma el inciso 1 del Artículo 89; el inciso b del Artículo 105; los dos primeros párrafos del Artículo 136; el Artículo 138; el Artículo 140; el segundo párrafo del Artículo 143; el Artículo 145; el Artículo 273; el inciso b) del Artículo 274; el Artículo 281; el inciso 10) del Artículo 283; el párrafo final del Artículo 288; y el Artículo 301, todos del Código de Trabajo, Ley N.º 2 del 27 de agosto de 1943 y adelante se leerán de la siguiente manera:

Artículo 89- Igualmente queda prohibido:

1. El trabajo durante más de seis horas diarias y treinta y seis semanales para los mayores de quince años y menores de dieciocho;

[...].

Artículo 105-

[...]

b) Estarán sujetas a una jornada ordinaria efectiva, máxima de siete horas en jornada diurna y de cinco horas en jornada nocturna, con una jornada semanal de cuarenta horas en jornada diurna y de treinta horas en jornada nocturna. Sin embargo, podrá estipularse una jornada ordinaria diurna hasta de nueve horas y una mixta hasta de siete horas diarias, siempre que el trabajo semanal no exceda

de las cuarenta horas, de acuerdo con lo previsto en el segundo párrafo del artículo 136 de este Código. En todos los casos, dentro del tiempo de trabajo efectivo, tendrán derecho, como mínimo, a una hora de descanso. Cuando se trate de jornadas inferiores a siete horas diarias, pero superiores a tres horas diarias, el derecho al descanso será proporcional a estas jornadas. Se podrá pactar una jornada extraordinaria hasta de cuatro horas diarias, sin que esta, sumada a la ordinaria, sobrepase las once horas diarias. Este tipo de acuerdos deberá remunerarse según el artículo 139 de este Código. La jornada extraordinaria que se convenga no podrá ser de carácter permanente.

[...].

Artículo 136- La jornada diurna ordinaria no podrá ser mayor de siete horas diarias ni de cuarenta horas semanales de trabajo efectivo.

La jornada nocturna ordinaria no podrá ser mayor de cinco horas diarias ni de treinta horas semanales de trabajo efectivo.

Sin embargo, en los trabajos que por su propia condición no sean insalubres o peligrosos, por mutuo acuerdo o convención colectiva, podrá estipularse una jornada ordinaria diurna hasta de nueve horas y una jornada mixta hasta de siete horas, siempre que el trabajo semanal no exceda de las cuarenta horas.

[...].

Artículo 138- Salvo lo dicho en el artículo 136, la jornada mixta en ningún caso excederá de seis horas, pero se calificará de nocturna cuando se trabajen tres horas o más entre las diecinueve y las cinco horas.

Artículo 140- La jornada extraordinaria, sumada a la ordinaria, no podrá exceder de once horas, salvo que por siniestro ocurrido o riesgo inminente peligren las personas, los establecimientos, las máquinas o instalaciones, los plantíos, los productos o cosechas y que, sin evidente perjuicio, no puedan sustituirse los trabajadores o suspenderse las labores de los que están trabajando.

Artículo 143-

[...]

Sin embargo, estas personas no estarán obligadas a permanecer más de once horas diarias en su trabajo y tendrán derecho, dentro de esa jornada, a un descanso mínimo de una hora y media.

Artículo 145- El Poder Ejecutivo, de los estudios que haga el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social resulta mérito para ello, fijará límites inferiores a los del artículo 136 para los trabajos que se realicen en el interior de las minas, en las fábricas de vidrios, en los que los tiempos de exposición y riesgos ambientales sean especialmente nocivos; su realización implique un extraordinario esfuerzo físico o

en las que concurren circunstancias de especial fatiga derivadas de condiciones anormales de temperatura o humedad; en las cuales se identifique un riesgo de fatiga por la continua operación de maquinarias, vehículos automotores o similares; en los que represente un peligro inminente para la persona operadora, así como para las personas usuarias o presentes en el lugar de la actividad; y demás actividades con riesgo para la salud o las personas usuarias.

Además, a través de esos estudios deberá determinar en qué circunstancias y dentro de qué plazos podrán autorizarse excepciones a límites de las jornadas ordinarias establecidas en el artículo 136 según las etapas por rama, sector y tamaño de empresa, de acuerdo con el principio de la reducción progresiva de la duración normal del trabajo, y dando prioridad a las industrias y ocupaciones que entrañen un esfuerzo físico o mental especial o un riesgo para la salud de las personas trabajadoras, especialmente cuando la mano de obra empleada esté integrada principalmente por mujeres y jóvenes.

Artículo 273- Declárase de interés público todo lo referente a salud ocupacional, que tiene como finalidad promover y mantener el más alto nivel de bienestar físico, mental y social del trabajador en general; prevenir todo daño causado a la salud de éste por las condiciones del trabajo; protegerlo en su empleo contra los riesgos resultantes de la existencia de agentes nocivos a la salud; colocar y mantener al trabajador en un empleo con sus aptitudes fisiológicas y psicológicas; la reducción progresiva de jornadas laborales ordinarias y, en síntesis, adaptar el trabajo a la persona y cada persona a su tarea.

Artículo 274-

[...]

b- Realizar estudios e investigaciones en el campo de su competencia, en especial las orientadas al mejor aprovechamiento de la reducción progresiva de las jornadas ordinarias;

[...].

Artículo 281- El consejo preparará, en coordinación con la Oficina de Planificación Nacional y Política Económica, un plan nacional de salud ocupacional para corto, mediano y largo plazo, al cual deberá ajustar sus planes anuales de trabajo, y en el que se realicen las recomendaciones pertinentes para el mayor aprovechamiento de la reducción progresiva de las jornadas laborales ordinarias.

Artículo 283-

[...]

10- Determinación de jornadas, horarios, ritmos y turnos de trabajo, fijando los mínimos y máximos en los que se implemente las jornadas ordinarias según el artículo 136.

Artículo 288-

[...]

El Consejo de Salud Ocupacional, en coordinación con el Instituto Nacional de Seguros, pondrá en vigencia un catálogo de mecanismos y demás medidas que tiendan a lograr la prevención de los riesgos del trabajo, por medio de estas comisiones, así como el aprovechamiento de la jornada ordinaria.

Artículo 301- Todas las dependencias públicas o instituciones del Estado están obligadas a prestar la colaboración que solicite el Consejo de Salud Ocupacional, para el mejor cumplimiento de sus funciones y el cumplimiento de los límites máximos establecidos para la jornada ordinaria.

ARTÍCULO 2- Adiciones.

Se adiciona un párrafo al Artículo 177; un párrafo al final del Artículo 205; un inciso e) al Artículo 278; un inciso e) al Artículo 284; y un subinciso 3) al inciso f) del Artículo 310, todos del Código de Trabajo, Ley N.º2 del 27 de agosto de 1943, y adelante se leerán de la siguiente manera:

Artículo 177-

[...]

La reducción progresiva de jornadas ordinarias no facultará ni al empleador ni a la Consejo Nacional de Salarios a modificar los salarios promedio por hora en perjuicio de sus personas empleadas.

Artículo 205-

[...]

Los ahorros en riesgos del trabajo originados en la reducción de jornadas ordinarias, se invertirán en el fortalecimiento de la salud ocupacional, la red cuido, así como la promoción de la corresponsabilidad.

Artículo 278- Los recursos del Consejo de Salud Ocupacional estarán constituidos por:

[...]

e- Los ahorros generados por la atención de riesgos del trabajo atribuibles a la reducción de jornadas ordinarias.

Artículo 284.-

[...]

e- Implementar tecnologías de producción y métodos de organización del proceso de trabajo que aproveche el uso racional de la fuerza de trabajo de acuerdo con las jornadas ordinarias para el beneficio de los trabajadores, según el principio de la reducción progresiva de la duración normal del trabajo.

Artículo 310- Se impondrá al empleador o empleadora una multa de acuerdo con lo previsto en el artículo 398 de este Código, en los siguientes casos.

[...]

f)- Cuando ocurra un riesgo del trabajo por falta inexcusable, en los siguientes casos:

[...]

3- Incumplimiento del límite de horas máximo definido para las jornadas ordinarias.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

TRANSITORIO I- Seis meses después de la entrada en vigencia de la presente ley, a las personas trabajadoras que tengan una jornada de trabajo ordinaria semanal de 48 horas, se les aplicará la jornada ordinaria de 40 horas de forma progresiva en ocho años, de la siguiente manera: se reducirá la jornada a 45 horas durante los primeros cinco años, a 43 horas en el siguiente año, a 41 horas durante el siguiente año y en octavo año se fijará definitivamente en 40 horas. Sin embargo, se podrá aplicar la jornada de 40 horas en un menor plazo por previo acuerdo, individual o colectivo, por escrito entre las partes.

TRANSITORIO II- El Poder Ejecutivo tendrá un plazo máximo de dos años contados a partir de la publicación de la presente ley, para realizar los ajustes administrativos y presupuestarios con la finalidad de fortalecer la Dirección Nacional de Inspección del Trabajo, de manera tal que se garantice su independencia funcional y se protejan efectivamente los derechos laborales.

TRANSITORIO III- El Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, en un plazo no mayor a ocho años a partir de la publicación de esta ley, deberá fiscalizar, e implementará las acciones necesarias para cumplir la disminución de la cantidad de horas de trabajo de las jornadas ordinarias según el principio de la reducción progresiva de la duración normal del trabajo.

Rige a partir de su publicación.

Andrés Ariel Robles Barrantes

Antonio José Ortega Gutiérrez

Sofía Alejandra Guillén Pérez

Jonathan Jesús Acuña Soto

Priscilla Vindas Salazar

Rocío Alfaro Molina

Diputados y diputadas

NOTA: El expediente legislativo aún no tiene comisión asignada.

1 vez.—Exonerado.—(IN2023809602).

**LEY PARA LA AUTORIZACIÓN DE CRÉDITOS HIPOTECARIOS
EN DERECHOS INDIVISOS DE BIENES INMUEBLES Y
AFECTACIÓN APATRIMONIO FAMILIAR EN
DERECHOS INDIVISOS DE BIENES
INMUEBLES**

Expediente N.º 23.913

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

EL DERECHO A LA VIVIENDA Y A LA REACTIVACIÓN ECONÓMICA COMO UN DERECHO FUNDAMENTAL

Este proyecto de ley es iniciativa de los señores licenciados Juan Pablo Vargas Solis y José Eduardo Vargas Ribera, que varias y varios señores diputados van acoger para que sea un proyecto de ley y pueda entrar a la corriente legislativa.

El derecho internacional de los derechos humanos reconoce el derecho de toda persona a una vivienda adecuada, para obtener un nivel de vida adecuado, mediante múltiples instrumentos internacionales: tratados, declaraciones, conferencias, directrices de los Comités de Derechos Económicos, Sociales y Culturales; para la Eliminación de la Discriminación contra la Mujer; para la Eliminación de la Discriminación 2 Pisarello Gerardo, Vivienda para todos: un derecho en (de) construcción. El derecho a una vivienda digna y adecuada como derecho exigible (Icaria sociedad y opinión. Barcelona, 2003), 23-24.3 Gialdino Rolando E., El carácter adecuado de la vivienda en el derecho internacional de los derechos humanos (JA 2013-I, fascículo N.º 10, Buenos Aires, 2013), 67.4 Gialdino Rolando E., Op. Cit., 65.

Es así como a partir del artículo 55 inciso a) de la Carta de las Naciones Unidas se promueven niveles de vida más elevados, trabajo permanente para todos y condiciones de progreso y desarrollo económico y social. Posteriormente, el artículo 25 de la Declaración Universal de Derechos Humanos establece el derecho de toda persona y su familia a un nivel de vida adecuado, que le asegure la salud y el bienestar y, en especial, la vivienda. El artículo 11, inciso 1), del Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales es considerado como el instrumento central para la protección del derecho a una vivienda adecuada, además de hacer mención a su eficacia. Este reconoce el derecho de toda persona a un nivel de vida adecuado para sí y su familia, incluso

vivienda adecuada, y a una mejora de las condiciones de existencia. De modo que se exige a los Estados Partes a tomar medidas apropiadas para asegurar la efectividad de este derecho. A nivel comunitario, el artículo 30 de la Carta Social Europea Revisada estipula para garantizar el ejercicio del derecho a la protección contra la pobreza y la exclusión social, el compromiso de las Partes a adoptar medidas en el marco de un planteamiento global y coordinado para promover el acceso efectivo a la vivienda.

Sobre el carácter adecuado a la vivienda, las características del derecho a una vivienda adecuada están definidas en las Directrices del Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales de las Naciones Unidas, Observación general N.º 4, el derecho a una vivienda adecuada (1991) y en la Observación general N.º 7 el derecho a una vivienda adecuada: los desalojos forzados (1997). La primera, concreta las condiciones que configuran el carácter adecuado de la vivienda, y desarrolla el artículo 11 inciso 1) del Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales. En este sentido, determina que el derecho a la vivienda adecuada es para todos y para la familia en su sentido extenso. Además, que su objeto es el derecho a vivir en seguridad, paz y dignidad. Mientras, la segunda refiere a las obligaciones de los Estados Partes de contar con legislación contra los desalojos forzados y crear un sistema de protección eficaz, que brinde seguridad de tenencia a los ocupantes de viviendas, regule las circunstancias para efectuarlos y prevenga y castigue los desalojos forzados que se ejecuten sin las debidas salvaguardias. De acuerdo con la Organización de Naciones Unidas, ONU Hábitat, el carácter adecuado a la vivienda comprende: 10 1.- La protección contra el desalojo forzoso, destrucción y demolición arbitrarias. 2.- El derecho de ser libre de injerencias arbitrarias en el hogar, la privacidad y la familia. 3.- El derecho de elegir la residencia, el lugar para vivir y la libertad 9 ibíd., 139-140.10 Organización de Naciones Unidas, ONU Hábitat. El derecho a una vivienda adecuada (Folleto Informativo N.º 21, revista N.º 1, Naciones Unidas, Ginebra, 2010), 3-4.

La seguridad de la tenencia. 5.- La restitución de la vivienda, la tierra y el patrimonio. 6.- El acceso no discriminatorio y en igualdad de condiciones a una vivienda adecuada. 7.- La participación en la adopción de decisiones vinculadas con la vivienda en el plano nacional y la comunidad. De tal manera, los Estados deben satisfacer seguridad de la tenencia, que garantice protección jurídica contra el desalojo forzoso y el hostigamiento; disponibilidad de servicios, materiales, instalaciones e infraestructura; asequibilidad o costo; habitabilidad; accesibilidad; ubicación frente a oportunidades de empleo, servicios y zonas apropiadas, y adecuación cultural y vivienda y vida digna.

El derecho a una vivienda adecuada como derecho fundamental, el derecho a una vivienda adecuada es un derecho fundamental, desde sus dos ámbitos: subjetivo y objetivo, y es una condición para el disfrute y eficacia de otros derechos humanos y fundamentales.¹² A nivel de derecho subjetivo, se califica como derecho social de prestación en sentido estricto, derecho que el individuo ostenta frente al Estado para obtener algo que podría hacerlo también de particulares, si poseyera los medios financieros necesarios y si encontrase en el mercado una

oferta suficiente. En este sentido, este derecho implica la exigencia de una acción por parte del Estado para su cumplimiento. Como derecho objetivo, el derecho a una vivienda adecuada requiere de eficacia o justiciabilidad, entendida como la posibilidad de reclamar la vulneración del derecho ante un tribunal de justicia y así, sea reconocido de forma plena. Además, de mecanismos de protección: políticas, normativa, procedimientos, organización y competencias institucionales, que sirvan para asegurar la efectividad del derecho. El artículo 65 de la Constitución Política costarricense estipula que “El Estado promoverá la construcción de viviendas populares y creará el patrimonio familiar del trabajador”.

Al respecto, la Sala Constitucional determinó en las Resoluciones N.º 2009-2758, 2016-14924, 2016-15730 que el modelo constitucional Estado social de derecho tiene como uno de sus fines garantizar un sistema económico que permita a todos sus habitantes el acceso a una vida digna. Sin embargo, la obligación de establecer los medios, mecanismos o instrumentos idóneos para la obtención de las condiciones que garantizan una vida digna no puede homologarse con la obligación de suministrarlos directamente. Así, señala la Sala Constitucional que el artículo 65 de la Constitución Política consagra el derecho a la vivienda, el cual es una norma programática que establece una directriz al Estado para la construcción de viviendas populares, en armonía con el artículo 50, a efecto de procurar el mayor bienestar a los habitantes del país. 12 Galiana Saura Ángeles, Op. Cit., 138.

El artículo 65 de la Constitución Política costarricense estipula que “El Estado promoverá la construcción de viviendas populares y creará el patrimonio familiar del trabajador”. Al respecto, la Sala Constitucional determinó en las Resoluciones N.º 2009-2758, 2016-14924, 2016-15730 que el modelo constitucional Estado social de derecho tiene como uno de sus fines garantizar un sistema económico que permita a todos sus habitantes el acceso a una vida digna. Sin embargo, la obligación de establecer los medios, mecanismos o instrumentos idóneos para la obtención de las condiciones que garantizan una vida digna no puede homologarse con la obligación de suministrarlos directamente. Así, señala la Sala Constitucional que el artículo 65 de la Constitución Política consagra el derecho a la vivienda, el cual es una norma programática que establece una directriz al Estado para la construcción de viviendas populares, en armonía con el artículo 50, a efecto de procurar el mayor bienestar a los habitantes del país.

Que en fecha 1887 de 28 de setiembre entró a regir el Código Civil de Costa Rica, año en que solo se pensaba en viviendas que se pudieran segregar como fincas independientes no mirando con su creación hacia el futuro y violentando con ello el derecho a vivienda y vida dignas de los costarricenses.

De aquí que el artículo 273 del Código Civil de Costa Rica en la actualidad está desactualizado a la realidad social, económica y de pandemia covid-19 que vive Costa Rica y el mundo. Ya que hoy en año 2022 miles de familias costarricenses de escasos y medianos recursos viven en derechos Indivisos de bienes inmuebles de manera absolutamente independiente con derechos indivisos debidamente registrados en el Registro de la Propiedad, localizados por la posesión de hecho y

con servidumbres de 2 metros, aunque no se puedan segregarse de manera independiente, siendo derechos que en la actualidad se pueden vender de manera independiente, hipotecar, donar, gravar y embargar derechos que en la actualidad hasta pagan de manera independiente en las municipalidades los impuestos de basura y bienes inmuebles de acuerdo con la porción que cada uno posee y de acuerdo al valor de sus construcciones que cada uno posee localizados por la posesión de hecho, siendo el artículo 273 del Código Civil hoy por su desactualización contrario a los tratados de derechos humanos, Constitución de Costa Rica y la ley, violando claramente el artículo 273 del Código Civil en la actualidad derechos humanos como lo es el derecho a la vivienda y vida digna.

Nótese que el artículo 273 del código civil carece de parámetros reales para su aplicación y simplemente se limita a ordenar la venta de toda la propiedad de manera general, aun cuando dicho hecho no sea necesario, por existir ya una copropiedad de manera independiente que no protege el artículo 273 del Código Civil por ser una norma desactualizada, carente absolutamente de parámetros reales ya que no es lo mismo:

1- La independencia absoluta de propietarios en derechos indivisos de bienes inmuebles donde viven de manera absolutamente independiente cada uno en su derecho indiviso localizado por la posesión y hasta en viviendas de cada derecho superiores a la medida mínima establecida por el Banihi e INVU o igual a esta. Que utilizar el argumento irracional que simplemente solo porque no se pueden segregarse en fincas independientes hay que obligar a vender todo afectando hoy día el derecho a la vivienda de los que viven en derechos indivisos de Bienes Inmuebles de manera absolutamente independiente. Y con ello hasta violentando el derecho de miles de familias costarricenses a poder tener vivienda digna y vida digna en derechos indivisos de manera independiente en bienes inmuebles.

2- Nótese respetables diputados que en 1887 nadie midió la posibilidad de vivir de manera independiente en derechos indivisos de bienes inmuebles esto debido a que no se pensó en el futuro y en la realidad económica social, hoy día es normal vivir en derechos indivisos de bienes inmuebles localizados por la posesión de manera absolutamente independiente con una servidumbre de paso de 2 metros, al punto que hasta las municipalidades cobran los servicios de basura y bienes inmuebles de manera independiente a cada propietario de su derecho, y los servicios públicos son independientes y los derechos hasta están cerrados cada quien en su derecho viviendo feliz, no es dable ni de recibo pensar en la actualidad 2022 que para que una propiedad sea independiente debe estar segregada ya que en Costa Rica existe hoy día miles de miles de familias que viven de manera independiente en comunidad en derechos indivisos de bienes inmuebles cuyos derechos están debidamente localizados por la posesión e inscritos en el Registro de la Propiedad y uno de los principios que protege la Convención Americana Sobre Derechos Humanos es la protección del derecho a la vida digna y vivienda digna y para ello la ley debe estar actualizada a la realidad social de cada país y sus necesidades económicas y los y las costarricenses merecen la protección de sus derechos lo mismo que los grupos más vulnerables.

3- La ausencia de parámetros del artículo 273 del código civil en cuanto al respeto a independencia absoluta de propietarios en derechos indivisos de bienes inmuebles donde viven de manera absolutamente independiente cada uno en su derecho indiviso localizado por la posesión y hasta en viviendas de cada derecho de acuerdo con la medida mínima establecida por el Banhvi e INVU. Viola derechos humanos y el derecho fundamental a vida y vivienda digna ya que impone arbitrariamente limitaciones al derecho a la propiedad y a vida digna sin ninguna justificación real y social toda norma debe estar acorde a la realidad social y a la económica del país más en covid-19.

4- La venta forzosa debe ser un recurso legal a utilizar solo en aquellos casos que no se pueda independizar un derecho indiviso de bienes inmuebles, pero no ser un instrumento de carácter general para violentar el derecho a vida digna y vivienda digna solo por capricho y menos para violentar tratados de derechos humanos y generar pobreza e inseguridad jurídica a la familia costarricense. Ante todo, la norma debe proteger la justicia y los derechos humanos no prestarse para abusos y violaciones de derechos humanos y menos para violentar el derecho sagrado a vida y vivienda digna sin motivos reales y plausibles. Lo que demuestra que el artículo 273 del Código Civil, esta desactualizado a la realidad nacional y social y requiere parámetros reales para justificar su aplicación en casos excepcionales sin afectar el derecho a vida y vivienda digna.

Artículo 273 del Código Civil y su discriminación frente a los entes bancarios del Estado e instituciones públicas violentando el derecho fundamental a vivienda digna y vida digna en Costa Rica, pese a que se puede embargar en derechos indivisos de bienes inmuebles lo mismo que vender, donar y usufructuar los bancos del Estado e instituciones públicas no prestan para vivienda y comercio en derechos indivisos de bienes inmuebles por la falta de una norma que los autorice lo mismo que no se permite la afectación a patrimonio familiar en derechos indivisos de bienes inmuebles lo cual limita el derecho a la vivienda y comercio generando pobreza y desigualdad. Ante la ausencia de norma y la desactualización de la existente. Lo que genera como consecuencia la necesidad del proyecto aquí planteado.

1. El derecho a la vivienda en la Constitución Política [Constitución Política]i
Artículo 65. El Estado promoverá la construcción de viviendas populares y creará el patrimonio familiar del trabajador.

2. El derecho a vivienda digna en la Ley de Arrendamientos Urbanos y Suburbanos [Ley General de Arrendamientos Urbanos y Suburbanos]ii

Artículo 1. Objetivo. El derecho a vivienda digna y adecuada es inherente a todo ser humano. El Estado tiene el deber de posibilitar la realización de este derecho.

Inspirada en los principios de libertad, justicia y equidad y reconociendo la necesidad de armonizar el ejercicio del derecho de propiedad con el desarrollo económico y el interés social.

La vivienda digna en la Ley Integral para la Persona Adulta Mayor [Ley Integral para la Persona Adulta Mayor]v

c) La vivienda digna, apta para sus necesidades, y que le garantice habitar en entornos seguros y adaptables.

d) El acceso al crédito que otorgan las entidades financieras públicas y privadas.

Derecho a vivienda digna. Las personas adultas mayores tendrán derecho al disfrute de una vivienda digna y adecuada. Se les proveerán las facilidades de financiamiento para la adquisición o remodelación de las viviendas, así como todos los beneficios que las instituciones públicas ofrezcan a sus administrados.

El derecho a la vivienda digna en la Convención Iberoamericana de los Derechos de los Jóvenes

[Convención Iberoamericana de los Derechos de los Jóvenes]vi

Artículo 30- Derecho a la vivienda

1. Los jóvenes tienen el derecho a una vivienda digna y de calidad que les permita desarrollar su proyecto de vida y sus relaciones de comunidad.

2. Los Estados Parte adoptarán medidas de todo tipo para que sea efectiva la movilización de recursos, públicos y privados, destinados a facilitar el acceso de los jóvenes a una vivienda digna. Estas medidas se concretarán en políticas de promoción y construcción de viviendas por las Administraciones Públicas y de estímulo y ayuda a las de promoción privada. En todos los casos la oferta de las viviendas se hará en términos asequibles a los medios personales y/o familiares de los jóvenes, dando prioridad a los de menos ingresos económicos.

El artículo 270 del Código Civil y su desactualización frente a la realidad nacional y social provocando discriminación en el derecho a la vivienda y vida digna de los costarricenses, En Costa Rica para obtener un permiso de Construcción o patente cuando una finca está en varios derechos indivisos de Bienes Inmuebles ya sea para vivienda o local comercial se requiere que firmen todos los propietarios de todos los derechos indivisos de bienes inmuebles pese a estar debidamente localizados por la posesión lo cual contraviene los tratados de derechos humanos y la Constitución, ya que limita el derecho a vivienda y comercio limitando también la reactivación económica del país cada quien es dueño de su derecho indiviso de bienes inmuebles y por lo tanto no debe necesitar el permiso de otros para disfrutar libremente y constitucionalmente de su derecho a vida digna y vivienda digna de aquí que debe reformarse el artículo 270 del Código Civil para que cada dueño de su derecho indiviso de bienes inmuebles pueda solicitar su patente para local comercial e iniciar su negocio para alimentar a su familia y para construir vivienda digna o local comercial sin estar bajo limitaciones irracionales que violentan

derechos fundamentales. Como el derecho al comercio, reactivación económica y el derecho de los costarricenses al trabajo y sustento económico.

Además: La reforma de este artículo inyectaría recursos nuevos y frescos a las municipalidades, CCSS, y fortalecería los ingresos de miles de miles de familias costarricenses y ayudaría a dar un respiro a la reactivación económica del país. Lo que la hace una reforma urgente y necesaria en apego a los derechos humanos.



Es necesario fortalecer las municipalidades con recursos nuevos y generar la reactivación de la economía, pero para ello debemos quitar trabas burocráticas de leyes desactualizadas a la realidad nacional y social.

Artículo 46 del código de familia y la necesidad de su reforma por su desactualización a la realidad nacional, social y económica el artículo 46 del código de familia no permite la afectación a patrimonio familiar en derechos indivisos de bienes inmuebles lo cual perjudica el derecho a vida digna y vivienda digna de los siguientes grupos y violenta los siguientes tratados de derechos humanos:

1- Jóvenes para obtener vivienda digna y vida digna (cumpliéndose la Convención Iberoamericana de la Persona Joven).

3- Madres jefas de hogar dándoles la oportunidad de vida digna y vivienda digna para ellas y para sus hijos (cumpliéndose con la Convención Belem Do Para y el código de la Niñez y Adolescencia).

4- Personas con discapacidad protegiendo su derecho a vida digna y vivienda digna (cumpliéndose la Convención de Personas con Discapacidad).

5- Cónyuges o personas en unión de hecho (otorgando vida digna y vivienda digna a la familia costarricense (cumpliendo la Convención Americana Sobre Derechos Humanos).

6- Personas adultas mayores (protegiendo el derecho a vida digna y vivienda digna de las personas adultas mayores) cumpliendo el código de la persona adulta mayor y la Constitución. 6- Y cumpliéndose con la Convención de Derechos del Niño y la Niña protegiendo el derecho de este a vida digna y vivienda digna.

Asimismo, Costa Rica no contempla la afectación a patrimonio familiar en comercio lo cual coloca en inseguridad jurídica a los grupos ya indicados dejándolos en estado de indefensión y alegándose Costa Rica del cumplimiento de los tratados de derechos humanos y la Constitución situación que genera aumento de la pobreza y desempleo y no reactivación de la economía.

Los derechos indivisos de bienes inmuebles como base de préstamos hipotecarios para la reactivación de la economía y una mejor calidad de vida para todos.



Costa Rica por la desactualización de los artículos 270, 273 del Código Civil y 46 del Código de Familia no permite préstamos hipotecarios por medio de bancos del Estado, instituciones públicas, cooperativas y otras en derechos indivisos de bienes inmuebles pese a que la ley permite vender, gravar, embargar, nudatar, usufructuar en derechos indivisos de bienes inmuebles, situación que ha generado aumento de la pobreza y no reactivación de la economía está demostrado que en derechos indivisos de bienes inmuebles se puede vivir de manera absolutamente independiente, más cuando hoy las municipalidades cobran los impuestos municipales de bienes inmuebles y basura de manera absolutamente independiente, no es razonable que miles de costarricenses pierdan su hogar en garroteras y otros no pueden tener hogar solo porque la ley esta desactualizada a la realidad nacional, social y económica.

Beneficios del proyecto de ley de derecho a la vivienda y comercio con afectación a patrimonio familiar en derechos indivisos de bienes inmuebles para los funcionarios públicos como CCSS y otros.

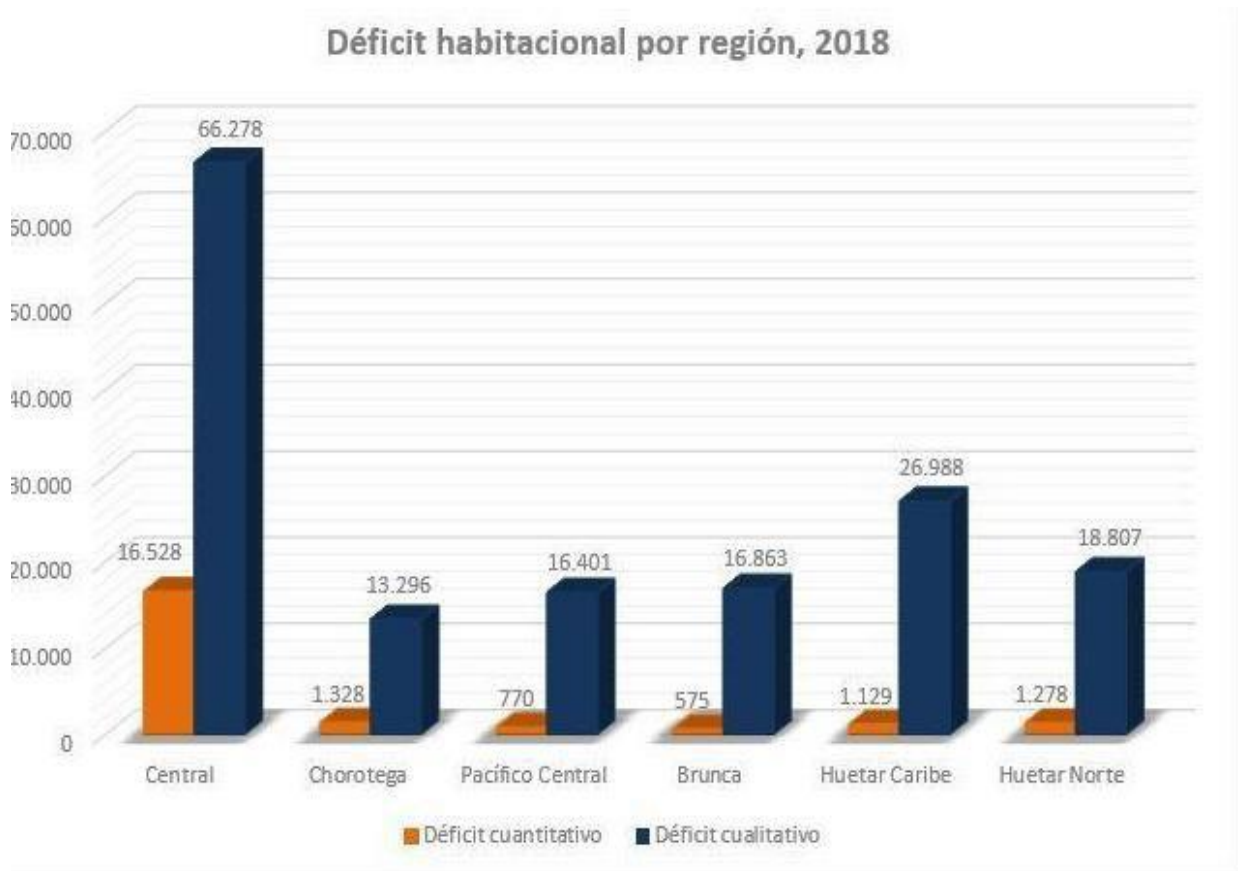
Este proyecto no solo beneficia al sector privado costarricense sino también al sector público ya que le permite la facilidad de poder acceder a préstamos privilegiados por medio de cooperativas, asociaciones, bancos del Estado y banca privada para obtener vivienda digna o local comercial con afectación a patrimonio familiar en derechos indivisos de bienes inmuebles generando miles de miles de oportunidades de vivienda y con recursos reales que no salen del Estado y que no afectan las finanzas del Estado, permitiendo más bien la generación de recursos nuevos y ayudando a la reactivación económica del país en beneficio de la familia costarricense. Y en cumplimiento de los tratados internacionales de derechos humanos. El castillo de todo costarricense es su hogar, pero hoy día se requieren leyes actualizadas que permitan al costarricense acceder a vivienda digna y vida digna. Este proyecto beneficia al sector público y privado costarricense y ayuda a reactivar también la generación de empleo.

Este proyecto beneficia:

- 1- Al sector construcción
- 2- A los grupos vulnerables
- 3- A la generación de empleos directos e indirectos
- 4- Inyectar recursos nuevos a la CCSS
- 5- Al sector público y privado
- 6- A las Municipalidades
- 7- A la familia costarricense
- 8- A la juventud
- 9- A reactivar la economía
- 10- Genera mediana y pequeña empresa
- 11- Da seguridad jurídica
- 12- Es un proyecto de interés público y social.

El mayor compromiso de todo Estado es con su pueblo por ello debe promover políticas y leyes acorde a sus necesidades pero sin oprimir al pueblo, Costa Rica necesita a la empresa privada y su crecimiento para generación de empleo y necesita al sector público para dar cumplimiento a la seguridad social, como salud, vivienda, sustento es hora de dejar el egoísmo y decir al costarricense queremos una Costa Rica sostenible que genere oportunidades de vivienda digna y vida digna queremos iniciar la reactivación económica es hora de aprobar el proyecto de ley de derecho a la vivienda y comercio con afectación a patrimonio familiar en derechos indivisos de bienes inmuebles.

En Costa Rica, según el Ministerio de Vivienda, cada día aumenta más la desigualdad y el déficit habitacional por la falta de leyes que promuevan la seguridad y políticas sociales y económicas que faciliten la creación de viviendas a la clase media y grupos vulnerables.



Según el informe 2021 del Estado de la Nación Costa Rica en covid-19 tuvo un incremento de 25% en desigualdad de sector vivienda alejando las posibilidades a vida y vivienda digna y haciendo necesario políticas y leyes necesarias para restablecer el derecho a vida digna de las clases vulnerables como lo es vivienda digna. Asimismo, el Estado de la Nación ha establecido que miles de familias

costarricenses viven en casas en mal estado colocando sus vidas en peligro por no poder acceder a recursos para mejorarlas.

700 mil familias en Costa Rica viven en casas deterioradas, con ausencia de posibilidades de mejorar su condición de vida por la falta de leyes claras y de bienestar social que les permitan acceder a recursos en derechos indivisos de bienes inmuebles y otras 153 mil han construido de manera clandestina los derechos indivisos de bienes inmuebles por la falta de leyes que les permitan legalizar su situación jurídica. Lo que hace necesario la aprobación urgente de este proyecto de ley.

La falta de leyes que sean de acceso real a oportunidades de vivienda hace que el país viva desigualdades que generan imposibilidad a su eliminación.

Según la ministra de Vivienda y Asentamientos Humanos, Jessica Martínez Porras, el déficit habitacional -cuantitativo y cualitativo- en el país en este momento es de 750.000 viviendas:

Lo que justifica la necesidad de este proyecto de ley; este proyecto es auto sostenible en el tiempo ya que permite que los costarricenses puedan acceder a créditos por medio de instituciones del Estado o cooperativas y otros que facilitan una mejor inversión a un muy bajo costo para los costarricenses generando posibilidades de vivienda y abriendo oportunidades también para la población joven y vulnerable viene a dar a la familia costarricense también una protección especial. Y seguridad jurídica para su vivienda vida digna.



Este proyecto tiene 3 áreas de fortalecimiento para la calidad de vida de los costarricenses que son:

Primera área de fortalecimiento: vivienda digna

- 1- Promueve como innovación el desarrollo, compra, construcción, adquisición, ampliación y mejora de vivienda digna en derechos indivisos de bienes inmuebles con afectación a patrimonio familiar, para los costarricenses aún menor costo y con menos requisitos burocráticos facilitando el derecho a la accesibilidad a la vivienda que es un derecho fundamental y que debe estar a la mano de las clases más necesitadas generando vivienda de bien social al alcance de todos mediante las siguientes categorías:
 - a- Categoría 1 que es la vivienda de bien social de la clase media y trabajadora mediante préstamos con hipoteca en primer grado y afectación a patrimonio familiar en derechos indivisos de bienes inmuebles para construcción de vivienda, compra, mejora y ampliación mediante cuotas a 15 y 30 años con interés privilegiado. Esto para las personas que no califican para bono de vivienda, pero desean tener una vivienda digna. (recurso proviene de

préstamos con hipoteca y afectación a patrimonio familiar de instituciones (del Estado, públicas, cooperativas, bancos, asociaciones, etc. a una tasa privilegiada de interés a un máximo de 30 años plazo).

Proyecto autosostenible
Proyecto de Ley Para la Autorización de Créditos Hipotecarios en Derechos Indivisos de Bienes Inmuebles y Afectación a Patrimonio Familiar en Derechos Indivisos de Bienes Inmuebles

- a. Es importante hacer ver lo siguiente por tratarse de bienes inmuebles de derechos indivisos, el costarricense pagaría un menor costo en el precio de compra del terreno y construcción de vivienda, mejora o ampliación quedando a la mano de las posibilidades de los costarricenses para tener vida digna y vivienda digna.
- b. Este es un proyecto auto sostenible en el tiempo ya que los recursos no provienen del Estado por el contrario los recursos provienen de préstamos hipotecarios que el costarricense pagara mes a mes de su salario a los entes públicos o privados lo cual garantiza su eficacia y resultado, pero a la vez garantiza una oportunidad de adquisición de vivienda aún menor costo y bajo las posibilidades del costarricense creando oportunidades de vivienda digna y vida digna.

Beneficiario a los siguientes grupos

- 1- Jóvenes para obtener vivienda digna y vida digna (cumpliéndose la Convención Iberoamericana de la Persona Joven).
- 2- Madres jefas de hogar dándoles la oportunidad de vida digna y vivienda digna para ellas y para sus hijos (cumpliéndose con la Convención Belem Do Para y el código de la Niñez y Adolescencia).
- 3- Personas con discapacidad protegiendo su derecho a vida digna y vivienda digna. (cumpliéndose la Convención de Personas con Discapacidad).
- 5- Cónyuges o personas en unión de hecho (otorgando vida digna y vivienda digna a la familia costarricense (Cumpliendo la Convención Americana Sobre Derechos Humanos).
- 6- Personas adultas mayores (protegiendo el derecho a vida digna y vivienda digna de las personas adultas mayores). Cumpliendo el código de la persona adulta mayor y la Constitución. 6 Y cumpliéndose con la Convención de Derechos del niño y la Niña protegiendo el derecho de este a vida digna y vivienda digna.

Segunda área de fortalecimiento: comercio y desarrollo económico de la pequeña y mediana empresa

1- Promueve como innovación el desarrollo, compra, construcción, adquisición, ampliación y mejora de locales comerciales en derechos indivisos de bienes inmuebles con afectación a patrimonio familiar para los costarricenses aún menor costo y con menos requisitos burocráticos facilitando el derecho a la accesibilidad al comercio, desarrollo y creación de mediana y pequeña empresa y activando la economía y generando vida digna y empleo para los costarricenses que es un derecho fundamental.

Uno de los grandes problemas que afecta el desarrollo e impide la reactivación de la economía son las pocas posibilidades para la constitución de mediana y pequeña empresa debido a los altos alquileres de locales comerciales y la poca posibilidad de adquirir locales comerciales por su alto costo y valor siendo una imposibilidad para constituir pequeña y mediana empresa e impidiendo la generación de empleo.

Además, sumado a lo anterior está el hecho de que en derechos indivisos de bienes inmuebles no se permite otorgar patentes municipales si los dueños de los otros derechos colindantes no lo autorizan violentándose el derecho a pequeña y mediana empresa y violentando el derecho a generación de empleo y desarrollo de la economía familiar y del país por leyes que están desactualizadas a la realidad nacional y necesidad de los costarricenses leyes que por su desactualización violan derechos humanos.

Este proyecto permite a:

a- La obtención de local comercial para la pequeña y mediana empresa de persona jurídica o física en derechos indivisos de bienes inmuebles mediante préstamos con hipoteca en primer grado y afectación a patrimonio familiar (recurso proviene de préstamos de instituciones (del Estado, públicas, cooperativas, bancos estatales, etc., a una tasa privilegiada de interés a un máximo de 30 años plazo) y permite la adquisición de locales comerciales aún bajo costo por tratarse de bienes inmuebles de derechos indivisos. Y permite también compra, construcción, adquisición, ampliación y mejora de locales comerciales en derechos indivisos de bienes inmuebles ayudando a reactivar la economía y a la generación de empleo.

b- Y además este proyecto quita los obstáculos burocráticos por leyes desactualizadas beneficiando a la familia costarricense pudiendo adquirir patente municipal en su derecho indiviso de bienes inmueble sin necesidad de permiso de los colindantes de otros derechos dando una apertura a la pequeña y mediana empresa y generando empleo y desarrollo y recursos para la familia costarricense y para las municipalidades para su funcionamiento y fines restableciendo los derechos humanos de vida digna y reactivación de la economía en los 81 cantones del país. c- Además, este proyecto también permite a quienes quieran alquilar locales comerciales para su alquiler en derechos indivisos poder hacerlo

generándoles recursos económicos y sustentos para su familia y produciendo un menor costo en los alquileres de locales comerciales por ser en derechos indivisos de bienes inmuebles y ante la apertura de nuevas posibilidades de adquisición de locales comerciales para alquiler, compra o mejora. d- Y además produce nuevos recursos a las municipalidades de patentes y otros y lo más importante no afecta el cobro de bienes inmuebles ni de impuestos de las municipalidades ya que al ser en derechos indivisos de bienes inmuebles estos recursos no se pierden, pero se genera una manera más rápida de adquirirlos para las municipalidades evitando la mora y fortaleciendo sus finanzas.

a- Además, permite la compra, mejora o ampliación de local comercial en derechos indivisos de bienes inmuebles mediante préstamos con hipoteca y afectación a patrimonio familiar en primer grado (recurso proviene de préstamos de instituciones (del Estado, públicas, cooperativas, bancos estatales, etc. a una tasa privilegiada de interés a un máximo de 30 años plazo).

b- Además, este proyecto elimina las grandes trabas municipales para adquirir vivienda digna y local comercial ya que permite a las municipalidades aprobar la construcción del local comercial de 42 metros cuadrados o de vivienda de 42 metros cuadrados, mejora o ampliación que no supere los 42 metros cuadrados mediante croquis generando un menor costo a las familias y una facilidad para una vivienda digna o local comercial. Y permitiendo que quien tenga un derecho indiviso de bienes inmuebles que permita su independencia pueda sacar sus permisos de construcción como propietario sin obstáculos burocráticos por leyes desactualizadas.

Mejoramiento de viviendas en mal estado en derechos indivisos de bienes inmuebles

Este proyecto permite mejorar miles de viviendas que están en mal estado en derechos indivisos de bienes inmuebles mediante la adquisición de préstamos hipotecarios con intereses privilegiados a 15 y 30 años, generando una mejor calidad de vida al costarricense y protegiendo su vida con vivienda digna.

Tercera área de fortalecimiento: innovación

Este proyecto viene a facilitar la eliminación de trabas para adquirir vivienda digna o local comercial aún menor costo al permitir que construcciones en derechos indivisos de bienes inmuebles, mejoras o ampliaciones que no superen los 42 metros cuadrados se puedan hacer mediante croquis aprobado por la municipalidad que corresponda. Generando un menor costo y acabando con las trabas burocráticas y dando a la familia posibilidad de vida y vivienda dignas y generando pequeña y mediana empresa y empleos.

Innovación, afectación a patrimonio familiar en vivienda y local comercial de derechos indivisos de bienes inmuebles

Este proyecto protege a la familia costarricense protegiendo su derecho a vida digna y vivienda digna ya que como innovación permite afectar a patrimonio familiar en derechos Indivisos de Bienes Inmuebles a favor de los siguientes grupos vulnerables:

- a- Persona joven
- b- Adultos mayores
- c- Personas con discapacidad
- d- Cónyuges o personas en unión de hecho
- e- Persona mayor de edad
- f- Niños y adolescentes

Protegiendo su derecho a vida y vivienda dignas y fortaleciendo los derechos humanos y el compromiso de Costa Rica en los tratados de derechos humanos suscritos.

Innovación en afectación a patrimonio familiar

Este proyecto tiene 2 innovaciones en afectación patrimonio familiar que son:

- a- Permite la afectación a patrimonio familiar en derechos indivisos de bienes inmuebles para habitación familiar protegiendo el derecho a vida y vivienda digna de los costarricenses.
- b- Genera la afectación a patrimonio familiar en derechos indivisos de bienes inmuebles (local comercial) en comercio protegiendo el derecho de los costarricenses a pequeña y mediana empresa y generando empleo y activando la economía y fortaleciendo las municipalidades y sus recursos, protegiendo con ello a la familia costarricense y protegiendo la garantía hipotecaria en beneficio de la familia costarricense y su derecho a una mejor calidad de vida.

Justificación del proyecto

- 1- La realidad nacional que vive Costa Rica hoy en el año 2022 ante una pandemia covid-19 y ante el descalabro de la economía nacional, aumento de la pobreza, desempleo imposibilidad de adquisición de vivienda y falta de reactivación de la economía no es la misma realidad que cuando se creó el código civil en 1987, y solo se pensaba en vivir en propiedades que se podían segregar y que generan un mayor costo.
- 2- Además nos enfrentamos a otras realidades sociales como que hoy miles de miles de costarricenses viven en derechos indivisos de bienes inmuebles ya que la

familia costarricense ha crecido lo mismo que sus necesidades de vivienda digna y vida digna, esto con lleva una gran responsabilidad del Estado de adecuar las leyes a la realidad social y necesidad actuar del país para que los costarricenses y sus familias tengan vida digna y vivienda digna y para que el pequeño y mediano empresario pueda volver a retomar sus actividades y otros puedan renacer con nueva pequeña y mediana empresa para traer sustento digno a sus hogares.

3- Las leyes deben estar al beneficio y servicio de los costarricenses y bajo la realidad social existente de la época, hoy día hay leyes desactualizadas que generan afectación a la familia costarricenses y evitan que tengan vivienda digna y que se puedan desarrollar nuevas oportunidades de empleo y de desarrollo del comercio lo que impide el restablecer la económica y hasta evita fortalecer instituciones como la CCSS y municipalidades.

4- La legislación actual civil permite vender, comprar, hipotecar, embargar, gravar, usufructuar, nudatar en bienes inmuebles de derechos indivisos. Pero ilógicamente los bancos del Estado e instituciones públicas y cooperativas no prestan para construcción, compra y mejora de vivienda y comercio en derechos indivisos de bienes inmuebles por la legislación desactualizada. Ni se permite afectar a patrimonio familiar en derechos indivisos de bienes inmuebles por la misma desactualización del código civil violando derechos humanos.

5- A nivel registral, la ley permite que cada dueño de un derecho indiviso en bienes inmuebles esté debidamente registrado e inscrito su derecho indiviso de bienes inmuebles en el Registro de la Propiedad y las municipalidades les cobran los impuestos de bienes inmuebles y basura, de manera independiente según la medida de su derecho de propiedad indiviso de bienes inmuebles lo cual es razonable y lógico.

6- La ley permite que prestamistas privados particulares garroteros puedan prestar sobre hipotecas de derechos indivisos de bienes inmuebles y también embargar estos derechos indivisos por cualquier acreedor, debido a que solo prestamistas privados garroteros pueden prestar sobre derechos indivisos de bienes inmuebles muchos costarricenses se quedan sin sus derechos debido a las altas tasas de interés y cobro y sin la posibilidad de vivienda digna y vida digna. En clara violación de derechos humanos.

7- La legislación debido a su desactualización y al no estar acorde con la realidad social no permite que los bancos del Estado y las COOPERATIVAS E INSTITUCIONES COMO INVU y otras presten dinero bajo hipoteca para compra, construcción de vivienda o local comercial, mejora en derechos indivisos de bienes inmuebles generando una imposibilidad material a los costarricenses de progresar y de tener vida digna y vivienda digna y hasta obstaculizando su derecho a colocar comercios en bienes inmuebles de derechos indivisos ante la imposibilidad de no poder comprar y construir por una legislación desactualizada.

8- En derechos indivisos de bienes inmuebles debidamente inscritos en el Registro de la Propiedad la localización del derecho se determina de conformidad con el artículo 279 del Código Civil por la posesión no menor de un año. Por lo que no existe ninguna imposibilidad material para reformar la ley en beneficio del pueblo y los derechos humanos.

9- En la actualidad ante una legislación desactualizada solo se permite prestar por los bancos del Estado, cooperativas e instituciones públicas para compra, construcción de vivienda o local comercial y mejora sobre aquellos bienes inmuebles que se pueden segregar y no sobre los que están en derechos indivisos de bienes inmuebles cerrando las posibilidades de vivienda digna y comercio a miles de costarricenses. Y en careciendo el derecho a vida digna, vivienda digna y comercio e impidiendo la activación de la economía y obstaculizando la generación de empleo.

Justificación técnica jurídico legal y seguridad jurídica

Hoy, miles de familias costarricenses viven en derechos indivisos de bienes inmuebles la mayoría alquilando ante la imposibilidad de poder comprar el derecho indiviso porque los bancos del Estado e instituciones públicas no les prestan si el derecho es indiviso de bienes inmuebles, otras familias quieren construir en derechos indivisos su casa o negocio y pasa lo mismos no pueden porque los bancos del Estado e instituciones públicas no les prestan en derechos indivisos de bienes inmuebles lo cual es ilógico si en derechos indivisos de bienes inmuebles se puede hipotecar, gravar, embargar, usufructuar, nudatar, etc.

Seguridad jurídica

Para que sea una realidad que las clases vulnerables de clase media y clase pobre puedan comprar bajo financiamiento bancario estatal o de instituciones públicas en derechos indivisos de bienes inmuebles para construcción de vivienda o local comercial o para mejora o ampliación, para dar vida digna y vivienda digna y posibilidades de desarrollo es necesario reformar dos artículos del Código Civil de Costa Rica que están desactualizados y uno del Código de Familia que esta desactualizado y es necesario tener voluntad política y ver la realidad actual nacional, social y económica del país y entender que solo haciendo esta reforma fortalecemos los derechos humanos y ayudamos a activar la economía y a generar empleo protegiendo con ello a la familia costarricense y fortaleciendo instituciones como la CCSS y municipalidades. Y mejorando la calidad de vida de la familia costarricense.

Reformas necesarias del Código Civil

Reformar los artículos 270, 273, y adición del artículo 270 bis, 270 ter y 273 bis, 273 ter de Ley N.º 63, de 28 de setiembre de 1887, que corresponde a Código Civil de Costa Rica. Y Reforma al artículo 46 de la Ley N.º 5476, que corresponde al Código de Familia

Reformas de los artículos del Código Civil:

Artículo 270- Y léase con la reforma así:

1- Cuando una cosa pertenezca simultáneamente a dos o más personas y la cosa no permita la independencia en derechos indivisos de bienes inmuebles, los dueños ejercen conjuntamente todos los derechos del propietario singular, en la porción a la parte que cada uno tenga en la propiedad en común.

El codueño no puede, sin embargo, disponer de una parte determinada de la cosa, sin que antes le haya sido adjudicada en la respectiva división.

Artículo 273 del Código Civil, léase bajo la reforma así: si la cosa solo es indivisible en sí misma y no permite la independencia en derechos indivisos de bienes inmuebles, y los codueños no convienen en que se adjudique a alguno de ellos, reintegrando a los otros el dinero, se venderá la cosa y se repartirá el precio según la porción que les corresponda en valor de terreno y construcción.

Créase el artículo 270 bis, se leerá así:

En derechos indivisos de bienes inmuebles debidamente inscritos en el Registro de la Propiedad, cuando el derecho indiviso permite la independencia de este con una medida no menor a 42 metros cuadrados y una servidumbre de paso de hecho o derecho en la finca donde está ubicado o se encuentre a horilla de calle, cada propietario de su derecho de bien inmueble indiviso ejercerá su derecho de propiedad de manera independiente.

Créase el artículo 270 ter, se leerá así:

No procede la venta forzosa de derechos indivisos de Bienes Inmuebles en los siguientes casos:

a- Cuando estamos en los presupuestos del artículo 273 bis del Código Civil.

b- Cuando por la independencia que permite el derecho indiviso de bienes inmuebles y posesión del propietario se demuestra que un derecho indiviso de bienes inmuebles se puede vender o hipotecar de manera independiente.

c- Cuando el derecho indiviso de bienes inmuebles requiera de un proceso de necesidad y utilidad por estar a nombre de un menor o adolescente.

a- Cuando en ausencia de la posesión menor aun año, o en ausencia de poder demostrar la independencia del derecho indiviso de bienes inmuebles se demostrará la posesión y la independencia del derecho indiviso de bienes inmuebles mediante un proceso sumario de localización de derechos indivisos de bienes inmuebles con sentencia firme dictada por juez competente.

b- En derechos indivisos de bienes inmuebles con independencia y posesión no menor a un año mediante la demostración del avalúo e informe de un topógrafo debidamente autorizado por el Colegio de Ingenieros de Costa Rica donde se demuestre la independencia del derecho indiviso de bienes inmuebles. Junto con una declaración jurada notarial del propietario del derecho indiviso de bienes inmuebles donde se declare sobre el tiempo de la posesión no menor a un año.

c- Cuando esté en trámite y mientras no se haya resuelto un proceso sumario de localización de derechos indivisos de bienes inmuebles.

d- Cuando exista un derecho indiviso de bienes inmuebles, cuyo propietario esté tramitando y no se haya resultado un proceso de salvaguarda.

e- Cuando el propietario de un derecho indiviso de bienes inmuebles tenga declaración en sentencia provisional o firme de salvaguarda.

Créase el artículo 273 bis, que se leerá así:

En derechos indivisos de bienes inmuebles debidamente Inscritos en el Registro de la Propiedad y localizados por la posesión no menor de un año del propietario y cuya medida del derecho indiviso de bienes inmuebles no sea menor a 42 metros para construcción de vivienda y local comercial, según el mínimo establecido por el INVU y Ministerio de la vivienda de metros cuadrados para vivienda y local comercial, siempre y cuando dicho derecho indiviso de bienes inmuebles cuente con una servidumbre de paso de hecho o derecho no menor a 2 metros cuadrados, o este el derecho indiviso a orilla de calle los bancos del Estado e instituciones públicas y cooperativas podrán prestar al dueño del derecho indiviso del bien inmueble para compra, mejora, ampliación y construcción de vivienda y local comercial, quedando el derecho bajo hipoteca en primer grado y en afectación a patrimonio familiar mientras dure la deuda con la Institución bancaria o cooperativa. Además, se autoriza a las municipalidades a permitir la construcción, mejora o ampliación de vivienda o local comercial en derechos indivisos de bienes inmuebles que no superen los 42 metros cuadrados mediante croquis.

Créase el artículo 273 ter, que se leerá así:

Artículo 273 ter-

No procede la venta forzosa de derechos indivisos de bienes inmuebles en los siguientes casos:

a- Cuando estamos en los presupuestos del artículo 273 bis del Código Civil.

b- Cuando por la independencia que permite el derecho indiviso de bienes inmuebles y posesión del propietario se demuestra que un derecho indiviso de bienes inmuebles se puede vender o hipotecar de manera independiente.

c- Cuando el derecho indiviso de bienes inmuebles requiera un proceso de necesidad y utilidad por estar a nombre de un menor o adolescente.

f- Cuando en ausencia de la posesión menor aun año, o en ausencia de poder demostrar la independencia del derecho indiviso de bienes inmuebles se demostrará la posesión y la independencia del derecho indiviso de bienes inmuebles mediante un proceso sumario de localización de derechos indivisos de bienes inmuebles con sentencia firme dictada por juez competente.

g- En derechos indivisos de bienes inmuebles con independencia y posesión no menor aún año mediante la demostración del avalúo e informe de un topógrafo debidamente autorizado por el Colegio de Ingenieros de Costa Rica, donde se demuestre la independencia del derecho indiviso de bienes inmuebles. Junto con una declaración jurada notarial del propietario del derecho indiviso de bienes inmuebles donde se declare sobre el tiempo de la posesión no menor a un año.

h- Cuando esté en trámite y mientras no se haya resuelto un proceso sumario de localización de derechos indivisos de bienes inmuebles.

i- Cuando exista un derecho indiviso de bienes inmuebles cuyo propietario esté tramitando y no se haya resultado un proceso de salvaguarda.

j- Cuando el propietario de un derecho indiviso de bienes inmuebles tenga declaración en sentencia provisional o firme de salvaguarda.

i- Cuando la ley no lo permita.

Refórmese el artículo 46 del Código de Familia que se leerá así: Los beneficios y privilegios de los cuatro anteriores artículos se otorgarían al inmueble urbano con una cabida no mayor de mil metros cuadrados, o al rural cuya extensión no exceda de diez mil metros cuadrados. Asimismo, a la parcela rural destinada a la subsistencia de la familia, en el tanto que no exceda esta última extensión. En caso de derechos indivisos de bienes inmuebles procede la afectación a patrimonio familiar cuando estemos en los presupuestos de cualquiera de los siguientes artículos 270 bis, 270 Ter, 273 bis del Código Civil de Costa Rica, la afectación a patrimonio familiar en derechos indivisos de bienes inmuebles podrá realizarse para habitación familiar o local comercial.

Justificación social

Como sea indicado las leyes deben estar acorde con la necesidad de la sociedad y el respeto a los derechos humanos, sus tratados y constitución y estar para servir a la sociedad este proyecto justifica la necesidad de convertirlo en ley pensando en una mejor calidad de vida de los ciudadanos y sus familias y pensando en seguridad jurídica en vivienda y el derecho a la propiedad, está apegado a los tratados de derechos humanos que defienden el derecho a vivienda digna de la

mujer, niños y niñas, adultos mayores, jóvenes, y la familia costarricense tratados como:

- a- Convención Iberoamericana de la Persona Joven (derecho a vivienda de los jóvenes y a vida digna).
- b- Convención Belem Do Para (derechos de las mujeres a vida y vivienda digna).
- c- Convención Americana Sobre Derechos Humanos (derecho a vida digna y vivienda digna de las personas).
- d- Convención de las Personas con Discapacidad (derecho a vida digna y vivienda digna de las personas con discapacidad).
- e- Código del Adulto Mayor (derecho a vivienda digna y vida digna del adulto mayor).
- f- Convención de Derechos del Niño y Niña (derecho a vida digna y vivienda digna de los niños y niñas y adolescentes).

Si bien es cierto, este proyecto no soluciona todos los problemas de vivienda del país y reactivación de la economía trae vida digna y vivienda digna a miles de miles de costarricenses y sumado a los otros proyectos de vivienda otorga una verdadera solución en vida digna y vivienda digna para los costarricenses y además ayuda a la reactivación de la economía y generación de empleo.

Además, este proyecto no lesiona ni entorpece los proyectos de vivienda ya existentes en sus diferentes categorías pero si viene a constituir un instrumento más para generar vivienda digna a favor de la familia costarricense generando nuevas oportunidades y mejorando la calidad de vida de miles de miles de familias costarricenses de los grupos más vulnerables es importante entender que no todos los costarricenses tienen la posibilidad de vivir en condominios, propiedades segregadas y otros es por ello que este proyecto se convierte en un instrumento para solventar las necesidades de vivienda de grupos vulnerables que claman por una mejor calidad de vida o por el derecho a mejorar sus viviendas en 1987 era impensable vivir en derechos indivisos de bienes inmuebles de manera independiente hoy día es una realidad nacional de miles de familias costarricenses las leyes deben estar al servicios de los costarricenses y de la realidad nacional.

Sobre el recurso económico del proyecto de ley.

El recurso económico es real ya que es un proyecto auto sostenible en el tiempo, pues el recurso está en los préstamos que pueden otorgar los bancos del Estado, cooperativas e instituciones del Estado a los costarricenses y quedándoles como respaldo una verdadera garantía hipotecaria con afectación a patrimonio familiar que protege la garantía hipotecaria y a la familia costarricense, este proyecto ayudaría a mover la economía, a generar vivienda y comercio generando desarrollo,

además facilitaría a las municipalidades poder dar patentes de comercio en derechos indivisos sin el obstáculo de otros dueños de derechos indivisos generando más oportunidades de empleo y desarrollo de la economía.

Solo se necesita voluntad política y ver la realidad social y económica en que vivimos que nos invita a realizar este tipo de reformas de ley por el bien de los costarricenses y sus familias para crear oportunidades de vivienda, empleo, desarrollo del comercio y a la vez al haber más comercio hay más recursos para la CCSS.

Violación de derechos humanos por la falta de la reforma

Las leyes desactualizadas provocan aumento de la pobreza y también de la delincuencia y generan una clara violación de derechos humanos los artículos 270 y 273 del Código Civil están desactualizados por la falta de parámetros reales como los indicados en este proyecto de ley, estos artículos por su desactualización permiten violación de tratados de derechos humanos como:

- a- Convención Iberoamericana de la Persona Joven (derecho a vivienda de los jóvenes y a vida digna).
- b- Convención Belem Do Para (derechos de las mujeres a vida y vivienda digna).
- c- Convención Americana Sobre Derechos Humanos (derecho a vida digna y vivienda digna de las personas).
- d- Convención de las Personas con Discapacidad (derecho a vida digna y vivienda digna de las personas con Discapacidad).
- e- Código del Adulto Mayor (derecho a vivienda digna y vida digna del adulto mayor).
- f- Convención de Derechos del Niño y Niña (derecho a vida digna y vivienda digna de los niños y niñas y adolescentes).

Hoy miles de familias costarricenses necesitan creer en las instituciones públicas para ello es necesario devolverles la confianza con reformas reales, por ello pensando en los costarricenses planteamos este proyecto de ley de iniciativa popular que Dios bendiga a los costarricenses y ayude a los diputados a aprobar este proyecto de ley y darle vía rápida pensando en la familia costarricense y en un mejor país para todos.

Con base en lo antes expuesto sometemos a consideración de los señores diputados el presente proyecto de ley.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**LEY PARA LA AUTORIZACIÓN DE CRÉDITOS HIPOTECARIOS
EN DERECHOS INDIVISOS DE BIENES INMUEBLES Y
AFECTACIÓN APATRIMONIO FAMILIAR EN
DERECHOS INDIVISOS DE BIENES
INMUEBLES**

ARTÍCULO 1- Se reforman los artículos 270 y 273 de la Ley N.º 63, Código Civil de Costa Rica, de 28 de setiembre de 1887.

Para que en adelante se lean de la siguiente manera:

Artículo 270-

2- Cuando una cosa pertenezca simultáneamente a dos o más personas y la cosa no permita la independencia en derechos indivisos de bienes inmuebles, los dueños ejercen conjuntamente todos los derechos del propietario singular, en la porción a la parte que cada uno tenga en la propiedad en común.

El codueño no puede, sin embargo, disponer de una parte determinada de la cosa, sin que antes le haya sido adjudicada en la respectiva división.

Artículo 273- Si la cosa solo es indivisible en sí misma y no permite la independencia en derechos indivisos de bienes inmuebles, y los codueños no convienen en que se adjudique a alguno de ellos, reintegrando a los otros el dinero, se venderá la cosa y se repartirá el precio según la porción que les corresponda en valor de terreno y construcción.

ARTÍCULO 2- Se adicionan los artículos 270 bis, 270 ter, 273 bis y 273 ter de la Ley N.º 63, Código Civil de Costa Rica, de 28 de setiembre de 1887, para que en adelante se lean de la siguiente manera:

Artículo 270 bis-

En derechos indivisos de bienes inmuebles debidamente inscritos en el Registro de la Propiedad, cuándo el derecho indiviso permite la independencia de este con una medida no menor a 42 metros cuadrados y una servidumbre de paso de hecho o derecho en la finca donde está ubicado o se encuentre a horilla de calle, cada propietario de su derecho de bien inmueble indiviso ejercerá su derecho de propiedad de manera independiente.

Artículo 270 ter-

Para préstamos hipotecarios de entidades públicas o privadas en derechos indivisos de bienes inmuebles se requiere para su autorización demostrar la posesión e independencia del derecho indiviso de bienes inmuebles mediante las siguientes opciones:

a) Para los derechos indivisos de bienes inmuebles debidamente inscritos en el Registro de la Propiedad con independencia del derecho indiviso y posesión no menor a un año de su propietario se demostrará mediante el avalúo e informe de un topógrafo debidamente autorizado por el Colegio de Ingenieros de Costa Rica del ente acreedor autorizado.

público o privado, para demostrar la independencia del derecho indiviso, junto con una declaración jurada notarial del propietario del derecho indiviso de bienes inmuebles para demostrar la posesión no menor a un año.

b) Para los derechos indivisos de bienes inmuebles debidamente inscritos en el Registro de la Propiedad en ausencia de la posesión menor a un año, o en ausencia de poder demostrar la independencia del derecho indiviso de bienes inmuebles se demostrará la posesión y la independencia del derecho indiviso de bienes inmuebles mediante un proceso sumario de localización de derechos indivisos de bienes inmuebles con sentencia firme dictada por juez competente.

c) La existencia de los incisos a) y b) del artículo 270 ter del Código Civil no sustituye ni exime de cumplir los requisitos que establezca el ente público o privado para la aprobación de un préstamo hipotecario solo otorga una autorización a los entes públicos y privados para poder realizar préstamos hipotecarios en derechos indivisos de bienes inmuebles.

Artículo 273 bis- En derechos indivisos de bienes inmuebles debidamente inscritos en el Registro de la Propiedad y localizados por la posesión no menor de un año del propietario y cuya medida del derecho indiviso de bienes inmuebles no sea menor a 42 metros para construcción de vivienda y local comercial, según el mínimo establecido por el INVU y Ministerio de la vivienda de metros cuadrados para vivienda y local comercial y siempre y cuando dicho derecho indiviso de bienes inmuebles cuente con una servidumbre de paso de hecho o derecho no menor a 2 metros cuadrados, o esté el derecho indiviso a orilla de calle los bancos del Estado e instituciones públicas y cooperativas podrán prestar al dueño del derecho indiviso del bien inmueble para compra, mejora, ampliación y construcción de vivienda y local comercial, quedando el derecho bajo hipoteca en primer grado y en afectación a patrimonio familiar mientras dure la deuda con la institución bancaria o cooperativa. Además, se autoriza a las municipalidades a permitir la construcción, mejora o ampliación de vivienda o local comercial en derechos indivisos de bienes inmuebles que no superen los 42 metros cuadrados mediante croquis.

Artículo 273 ter- No procede la venta forzosa de derechos indivisos de bienes inmuebles en los siguientes casos:

- a- Cuando estamos en los presupuestos del artículo 273 bis del Código Civil.
- b- Cuando por la independencia que permite el derecho indiviso de bienes inmuebles y posesión del propietario se demuestra que un derecho indiviso de bienes inmuebles se puede vender o hipotecar de manera independiente.
- c- Cuando el derecho indiviso de bienes inmuebles requiera un proceso de necesidad y utilidad por estar a nombre de un menor o adolescente.
- d- Cuando en ausencia de la posesión menor a un año, o en ausencia de poder demostrar la independencia del derecho indiviso de bienes inmuebles se demostrará la posesión y la independencia del derecho indiviso de bienes inmuebles mediante un proceso sumario de localización de derechos indivisos de bienes inmuebles con sentencia firme dictada por juez competente.
- e- En derechos indivisos de bienes inmuebles con independencia y posesión no menor a un año mediante la demostración del avalúo e informe de un topógrafo debidamente autorizado por el Colegio de Ingenieros de Costa Rica donde se demuestre la independencia del derecho indiviso de bienes inmuebles. Junto con una declaración jurada notarial del propietario del derecho indiviso de bienes inmuebles donde se declare sobre el tiempo de la posesión no menor a un año.
- f- Cuando esté en trámite y mientras no se haya resuelto un proceso sumario de localización de derechos indivisos de bienes inmuebles.
- g- Cuando exista un derecho indiviso de bienes inmuebles cuyo propietario esté tramitando y no se haya resultado un proceso de salvaguarda.
- h- Cuando el propietario de un derecho indiviso de bienes inmuebles tenga declaración en sentencia provisional o firme de salvaguarda.
- i- Cuando la ley no lo permita.

ARTÍCULO 3- Se reforma el artículo 46 de la Ley N.º 5476, Código de Familia, para que en adelante se lean de la siguiente manera:

Artículo 46- Los beneficios y privilegios de los cuatro anteriores artículos se otorgarían al inmueble urbano con una cabida no mayor de mil metros cuadrados, o al rural cuya extensión no exceda de diez mil metros cuadrados. Asimismo, a la parcela rural destinada a la subsistencia de la familia, en el tanto que no exceda esta última extensión. En caso de derechos indivisos de bienes inmuebles procede la afectación a patrimonio familiar cuando estemos en los presupuestos de cualquiera de los siguientes artículos 270 bis, 270 ter, 273 bis del Código Civil de

Costa Rica, la afectación a patrimonio familiar en derechos indivisos de bienes inmuebles podrá realizarse para habitación familiar o local comercial.

Rige a partir de su publicación.

Gilberth Adolfo Jiménez Siles

Oscar Izquierdo Sandí

Kattia Rivera Soto

José Francisco Nicolás Alvarado

Pedro Rojas Guzmán

Vanessa de Paul Castro Mora

Danny Vargas Serrano

María Marta Padilla Bonilla

Yonder Andrey Salas Durán

Diputados y diputadas

NOTA: El expediente legislativo aún no tiene comisión asignada.

1 vez.—Exonerado.—(IN2023809603).

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS
AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

PUBLICACIÓN DE PRIMERA VEZ

RESOLUCIÓN RE-0170-DGAU-2023

SAN JOSÉ, A LAS 14:10 HORAS DEL 6 DE SETIEMBRE DE 2023.

REALIZA EL ÓRGANO DIRECTOR LA INTIMACIÓN DE CARGOS EN EL PROCEDIMIENTO ORDINARIO SEGUIDO CONTRA LOS SEÑORES DANIEL GERARDO BONILLA ROMÁN, PORTADOR DE LA CÉDULA DE IDENTIDAD 2-0584-0284 Y RANDALL STEVEN CHINCHILLA MÉNDEZ, PORTADOR DE LA CÉDULA DE IDENTIDAD 1-1435-0468, POR LA SUPUESTA PRESTACIÓN NO AUTORIZADA DEL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSPORTE REMUNERADO DE PERSONAS, MODALIDAD TAXI, DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 38 INCISO D) DE LA LEY 7593.

EXPEDIENTE DIGITAL OT-722-2018

RESULTANDO

- I.** Que el 12 de febrero de 2004 mediante resolución RRG-3333-2004 de las 15:30 horas de ese día, publicada en La Gaceta 36 del 20 de febrero de 2004, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos facultó al Ministerio de Obras Públicas y Transportes para que por los medios que estimara pertinentes, removiera los vehículos que se encontraran prestando el servicio público de transporte remunerado de personas, sin autorización del Estado.

- II.** Que el 19 de octubre de 2018, la Autoridad Reguladora recibe el oficio DVT-DGPT-UTP-2018-1294 de esa misma fecha, emitido por el Departamento de Operaciones Policiales de Tránsito de la Dirección General de Policía de Tránsito del MOPT, mediante el cual se remitió la información siguiente: **a)** La boleta de citación N° 2-2018-253501291, confeccionada a nombre del señor Daniel Gerardo Bonilla Román, portador de la cédula de identidad 2-0584-0284, conductor del vehículo particular placa BCX639 por supuestamente haber prestado de forma no autorizada el servicio de transporte público remunerado de personas, modalidad taxi el día 12 de octubre de 2018; **b)** El acta de “Recolección

de información para investigación administrativa”, en la que se describen los hechos ocurridos en el operativo de detención del vehículo y en la que se recopila información sobre los pasajeros transportados y c) El documento denominado “Inventario de Vehículos Detenidos” en el cual se consignan los datos de identificación del vehículo y de la delegación de tránsito en la que quedó depositado (folios 2 al 7).

- III. Que en la boleta de citación N° 2-2018-253501291 emitida a las 16:59 horas del 12 de octubre de 2018 -en resumen- se consignó que se había detenido el vehículo placa BCX639, en el sector de Alajuela, Poás, San Pedro, cruce de calle Tino, kilómetro 9, porque el conductor prestaba el servicio de transporte público sin contar con la autorización del CTP del MOPT a 1 pasajera, identificada como Ligia María Céspedes Herrera, portadora de la cédula de identidad 2-0378-0334, indicándose que se dirigía desde Correos hasta el IMAS, por un monto de ¢700. Se aplica la medida cautelar del artículo 44 de la Ley 7593 y el conductor quedaba notificado con la copia de la boleta que se le entregó (folio 4).
- IV. Que en el acta de recolección de información para la investigación administrativa levantada por el oficial de tránsito Mario Steller Carvajal, consignó, en resumen, que, en la vía pública, se había detenido el vehículo placa BCX639. Se consignaron los datos de identificación del conductor y del vehículo. Además, se consignó que en el vehículo viajaba la señora Ligia María Céspedes Herrera, indicándose que se dirigía desde Correos a el IMAS, por un monto de ¢700. Por último, se indicó que al conductor se le informó del procedimiento que se le aplicaría, de que el vehículo quedaría detenido a la orden de la Autoridad Reguladora y también se expresó que se le había entregado copia de la boleta de citación y del inventario de vehículos detenidos (folio 5).
- V. Que el 23 de octubre de 2018 se consultó la página electrónica del Registro Nacional para verificar la condición de inscripción del vehículo investigado y las calidades del propietario, dando como resultado que el vehículo placa BCX639 se encontraba debidamente inscrito y era propiedad del señor Randall Steven Chinchilla Méndez, portador de la cédula de identidad 1-1435-0468 (folio 8)
- VI. Que el 26 de octubre de 2018 se recibió la constancia DACP-PT-2018-2180 emitida por el Departamento Administración Concesiones y Permisos, Proceso SEETAXI, del MOPT en la que se indica que según los reportes que genera el sistema emisor de permisos al vehículo placa BCX639 no se le ha emitido código amparado a una empresa prestataria del servicio de transporte público, modalidad permiso especial estable de

taxi. Dicha constancia fue solicitada por el Ente Regulador al amparo del convenio de cooperación suscrito con el MOPT para regular la prestación del servicio de transporte remunerado de personas (folio 11).

- VII.** Que el 13 de noviembre de 2018 la Reguladora General Adjunta por resolución RE-1600-RGA-2018 de las 12:25 horas levantó la medida cautelar decretada contra el vehículo placa BCX639 y ordenó a la Dirección General de la Policía de Tránsito del MOPT, que devolviera el vehículo a su propietario registral o a quien demostrare ser mandatario legítimo de éste, por medio de poder especial otorgado en escritura pública (folio 13 al 15).
- VIII.** Que el 23 de agosto de 2023, mediante el documento IN-0519-DGAU-2023, la Dirección General de Atención al Usuario emitió el informe de valoración inicial, el cual se acoge y sirve de fundamento a esta resolución. En ese informe se concluyó que con la información existente en autos había mérito suficiente para iniciar un procedimiento administrativo ordinario. (folio 19 al 26)
- IX.** Que el 5 de setiembre de 2023 el Regulador General por resolución RE-0430-RG-2023 de las 08:45 horas, ordenó el inicio del procedimiento ordinario y nombró integrantes del órgano director del procedimiento al abogado Diego Armando Rivas Olivas como titular y a la abogada Katherine Godínez Méndez, como suplente (folios 28 al 32).

CONSIDERANDO

- I.** Que de conformidad con lo establecido en el artículo 9 inciso 17) del Reglamento de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora (RIOF) corresponde al Regulador General ordenar la apertura de los procedimientos administrativos en los cuales se apliquen como sanción una multa, así como dictar los actos preparatorios, las medidas cautelares y la resolución final, además, de conocer las impugnaciones que se presenten.
- II.** Que por su parte el artículo 22 inciso 11) del RIOF asignó a la Dirección General de Atención al Usuario la función de llevar a cabo la gestión de los procedimientos de resolución de quejas, controversias y denuncias.

- III. Que el artículo 38 inciso d) de la Ley 7593 faculta a la Autoridad Reguladora a tramitar procedimientos administrativos sancionatorios contra los prestadores de servicios públicos que incurran en una “*Prestación no autorizada del servicio público (...)*” aplicando para ello el procedimiento ordinario de la Ley General de la Administración Pública. También dispone que de comprobarse la falta se aplicará una sanción de multa que podrá ser de 5 a 10 veces el valor del daño causado cuando éste pueda ser determinado, o se aplicará una multa cuyo monto equivaldrá de 5 a 20 salarios base mínimos fijados en la Ley 7337 del 5 de mayo de 1993, cuando no se logre determinar dicho daño.
- IV. Que el artículo 5 de la ley 7593, detalla los servicios públicos a los que la Autoridad Reguladora le corresponde fijar los precios y las tarifas y también velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima. Además, establece los entes a los cuales les corresponde otorgar la autorización para prestar dichos servicios. Entre ellos se encuentra el transporte público remunerado de personas, en cualquiera de sus modalidades, salvo el aéreo.
- V. Que de conformidad con los artículos 2 y 3 de la Ley 7969, el transporte remunerado de personas es un servicio público cuyo titular es el Estado, sea que se realice por medio de autobuses, busetas, microbuses, taxis, automóviles o cualquier otro tipo de vehículo automotor, que se ofrezca al público en general, que se ofrezca a personas usuarias o a grupos determinados de usuarios con necesidades específicas, que constituyen demandas especiales.
- VI. Que por tratarse de un servicio público es necesario obtener una concesión para prestar el transporte remunerado de personas. En este sentido el artículo 1 de la Ley 3503, del 10 de mayo de 1965, dispuso que “*El transporte remunerado de personas en vehículos automotores colectivos, excepto los automóviles de servicio de taxi regulado en otra ley, que se lleva a cabo por calles, carreteras y caminos dentro del territorio nacional, es un servicio público regulado, controlado y vigilado por el Ministerio de Obras Públicas y Transportes*”. Además, ese artículo define la concesión, como el “*derecho que el Estado otorga, previo trámite de licitación pública, para explotar comercialmente una línea por medio de uno o varios vehículos colectivos, tales como autobuses, busetas, microbuses o similares*”.

- VII.** Que por su parte los artículos 2 y 3 de la Ley 7969 establecen que el transporte remunerado de personas, modalidad taxi se explota mediante la figura de la concesión y que el servicio de transporte remunerado de personas modalidad servicio especial estable de taxi se explota mediante la figura del permiso. Por tal motivo es prohibido a los propietarios o conductores de vehículos particulares dedicarlos a la actividad del transporte público, sin contar con las respectivas autorizaciones y placas legalmente adjudicadas. En ese sentido la Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres, ley 9078 establece las obligaciones siguientes:

“ARTÍCULO 42.- Requisitos documentales de circulación para vehículos de transporte público. Además de lo establecido en el artículo 4 de esta ley, todas las unidades autorizadas para la prestación de cualquier servicio de transporte público deben portar la documentación correspondiente original y vigente que acredite la autorización para la prestación del servicio. En el caso de las unidades de ruta regular, la tarjeta de capacidad fungirá como dicha autorización. Esta documentación podrá ser requerida en cualquier momento por las autoridades de tránsito. // Asimismo, los vehículos de transporte público deberán contar con una póliza voluntaria de responsabilidad civil que ampare daños a la propiedad de terceros y lesión y muerte de personas”.

“ARTÍCULO 130.- Uso distinto de la naturaleza del vehículo. Se prohíbe emplear un vehículo para otros fines que no sean los manifestados en su certificado de propiedad o en una forma que contraríe, totalmente, su naturaleza”.

- VIII.** Que cuando un conductor de un vehículo particular se dedica a prestar el servicio de transporte remunerado de personas, sin contar con la debida autorización estatal o cuando un propietario de un vehículo particular permite que un vehículo de su propiedad sea dedicado a prestar dicho servicio sin la autorización de ley, incurren en la falta establecida en el inciso d) del artículo 38 de la Ley 7593 y, por tal motivo, se hacen acreedores de la sanción fijada en dicha norma jurídica. En el dictamen C-085-2008, del 26 de marzo de 2008, la Procuraduría General de la República expuso los alcances de esa sanción al señalar que: *“Ahora bien, en el caso de la sanción de multa establecida en el artículo 38, inciso d) de la Ley de la ARESEP tenemos que su finalidad es precisamente desincentivar la prestación de un servicio público sin estar autorizado para ello. En el caso del servicio de transporte es obvio que un chofer por sí*

solo, es decir, sin el vehículo correspondiente, no podría brindar el servicio. Por consiguiente, la sanción debe dirigirse contra quien brinda el servicio (chofer) y también contra el propietario del vehículo". Dado que el vehículo es el medio con el cual un conductor puede brindar un servicio público sin autorización estatal, su propietario registral puede ser sancionado y por tal motivo es menester incluirlo en el procedimiento ordinario a fin de que se le garantice el derecho de defensa.

- IX.** Que la Ley General de la Administración Pública, en el artículo 308 obliga a seguir el procedimiento ordinario desarrollado en el Título Sexto de esa ley, cuando el acto final pueda causarle perjuicio grave al administrado, al imponerle obligaciones, suprimirle o denegarle derechos subjetivos, o al establecerle cualquier otra forma de lesión grave y directa a sus derechos o intereses legítimos. En resumen, el procedimiento administrativo es una unidad formal de actos coordinados entre sí, que tienen por objeto alcanzar un acto final que refleje la verdad real de los hechos investigados. Es por esa razón que el órgano director debe realizar todos los actos necesarios para averiguar la verdad real de los hechos que dan base a ese procedimiento y que sirven de motivo al acto final en la forma más fiel, completa y posible. Para ello debe adoptar todas las medidas probatorias pertinentes o necesarias; debe otorgar y vigilar el respeto al debido proceso y debe conceder el derecho de defensa al administrado, teniendo todas las competencias otorgadas en la Ley General de la Administración Pública.
- X.** Que tal como se desglosó en el apartado de antecedentes del informe de valoración inicial, se considera que hay mérito suficiente para iniciar un procedimiento ordinario contra los señores Daniel Gerardo Bonilla Román, portador de la cédula de identidad 2-0584-0284 (conductor) y Randall Steven Chinchilla Méndez, portador de la cédula de identidad 1-1435-0468 (propietario registral al momento de los hechos), por supuestamente haber prestado sin autorización el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad taxi lo cual está establecido como falta en el inciso d) del artículo 38 de la Ley 7593, toda vez que la documentación aportada por la Dirección General de la Policía de Tránsito y los elementos de juicio que constan en autos, hacen suponer que pudo cometerse esa falta.

- XI. Que la instrucción del procedimiento será llevada a cabo por el órgano director, quien ostentará las facultades y competencias establecidas en los artículos 214 al 238 de la Ley General de la Administración Pública.
- XII. Que, además, como parte de la garantía constitucional del debido proceso, el administrado tiene derecho a ejercer su defensa en *forma razonable*, para lo cual es necesario que tenga una intimación oportuna y completa de los hechos que se le imputan, tal como lo establece el artículo 220 de la Ley General de la Administración Pública.
- XIII. Que el objeto de este procedimiento ordinario es establecer la verdad real de los hechos investigados, es decir, determinar si hubo un posible incumplimiento de normativa vigente, al prestarse sin autorización estatal el servicio de transporte remunerado de personas, lo cual es sancionado en el artículo 38 inciso d) de la Ley 7593 con la imposición de una multa.
- XIV. Que para el año 2018 el salario base de la Ley 7337 era de ₡431.000 (cuatrocientos treinta y un mil colones) de acuerdo con lo publicado en el Boletín Judicial N°14 del 25 de enero de 2018.

POR TANTO:

Con fundamento en las competencias otorgadas en la Ley 7593, en la Ley General de la Administración Pública, en el Decreto 29732-MP que es el Reglamento a la Ley 7593 y en el Reglamento Interno de Organización y Funciones.

**EL ÓRGANO DIRECTOR
RESUELVE:**

- I. Iniciar el procedimiento ordinario tendente a determinar la verdad real de los hechos y establecer la eventual responsabilidad administrativa de los señores Daniel Gerardo Bonilla Román, portador de la cédula de identidad 2-0584-0284 (conductor) y Randall Steven Chinchilla Méndez, portador de la cédula de identidad 1-1435-0468 (propietario registral al momento de los hechos), por la supuesta prestación no autorizada del servicio de transporte público remunerado de personas.
- II. Indicar que la eventual determinación de responsabilidad administrativa podría acarrearle a los señores Daniel Gerardo Bonilla Román, portador de la cédula de identidad 2-0584-0284 (conductor) y Randall Steven

Chinchilla Méndez, portador de la cédula de identidad 1-1435-0468 (propietario registral al momento de los hechos), la imposición de una sanción que podría oscilar de 5 a 10 veces el valor del daño causado que se determine, o, cuando no fuere posible determinar el daño, la imposición de una multa que podría oscilar entre 5 a 20 salarios base mínimos fijados en la Ley 7337, mismo que para el año 2018 era de ¢431.000 (cuatro cientos treinta y un mil colones) de acuerdo con lo publicado en el Boletín Judicial N°14 del 25 de enero de 2018. Lo anterior con base en los hechos y cargos siguientes, sobre los cuales los investigados quedan debidamente intimados:

Primero: Que el vehículo placa BCX639, al momento de los hechos era propiedad del señor Randall Steven Chinchilla Méndez, portador de la cédula de identidad 1-1435-0468. (folio 8)

Segundo: Que el 12 de octubre de 2018, el oficial de tránsito Mario Steller Carvajal, en el sector de Alajuela, Poás, San Pedro, cruce de calle Tino, kilómetro 9, detuvo el vehículo placa BCX639, que era conducido por el señor Daniel Gerardo Bonilla Román, portador de la cédula de identidad 2-0584-0284. (folio 4)

Tercero: Que, al momento de ser detenido en el vehículo placa BCX639, viajaba 1 pasajera, identificada como Ligia María Céspedes Herrera, portadora de la cédula de identidad 2-0378-0334, a quien le señor Daniel Gerardo Bonilla Román, se encontraba prestando el servicio de transporte remunerado de personas, desde Correos a el IMAS, por un monto de ¢700. (folios 4 y 5)

Cuarto: Que el vehículo placa BCX639 no aparece en los registros del Departamento de Administración de Concesiones y Permisos del Ministerio de Obras Públicas y Transportes, como que se le haya emitido algún código amparado a una empresa prestataria del servicio de transporte público, modalidad permiso especial estable de taxi (folio 11).

- III. Hacer saber a los señores Daniel Gerardo Bonilla Román, portador de la cédula de identidad 2-0584-0284 (conductor) y Randall Steven Chinchilla Méndez, portador de la cédula de identidad 1-1435-0468 (propietario registral al momento de los hechos), que:

1. La falta, consistente en la prestación no autorizada del servicio de transporte remunerado de personas, le es imputable ya que de conformidad con los artículos 5 de la ley 7593, 2 y 3 de la Ley 7969, 1 de la Ley 3503 y 42 de la Ley 9078; para prestar el servicio público de transporte remunerado de personas es condición indispensable (*conditio sine qua non*) contar con la respectiva concesión o permiso.

Por lo que a los señores Daniel Gerardo Bonilla Román y Randall Steven Chinchilla Méndez, se les atribuye la prestación del servicio público de transporte remunerado de personas sin contar con la respectiva autorización estatal y sin contar con placas de transporte público debidamente adjudicadas.

2. De comprobarse la comisión de la falta imputada por parte de los señores Daniel Gerardo Bonilla Román y Randall Steven Chinchilla Méndez, podría imponérseles como sanción el pago de una multa de 5 a 10 veces el valor del daño causado, o bien el de una multa de 5 a 20 salarios base mínimo fijado en la Ley 7337, si no puede determinarse el daño, cuyo monto para el año 2018 era de ¢431.000 (cuatrocientos treinta y un mil colones) de acuerdo con lo publicado en el Boletín Judicial N° 14 del 25 de enero de 2018.
3. **En la Dirección General de Atención al Usuario de la Autoridad Reguladora, sede del órgano director del procedimiento, ubicada en el primer piso del Edificio Turrubares del Centro Empresarial Multipark ubicado 100 metros al norte de Construplaza en Guachipelín de Escazú, podrá consultar el expediente administrativo en horario de las 8:00 a las 16:00 horas, de lunes a viernes.**
4. Todos los escritos, recursos o demás documentos deberán dirigirse al órgano director y ser presentados en la recepción de documentos de la Autoridad Reguladora, ubicada en la sede antes señalada, directamente al expediente digital o ser enviados al correo electrónico rodriguezrt@aresep.go.cr indicando, en cualquier caso, el número de expediente que corresponda.
5. Las partes y sus respectivos abogados tendrán acceso al expediente, el cual, de conformidad con el artículo 312.1 de la Ley General de la Administración Pública, consta de la documentación siguiente:

- a) Oficio DVT-DGPT-UTP-2018-1294 emitido por la Unidad Control de Emisiones Vehiculares del Departamento de Operaciones Policiales de Tránsito de la Dirección General de Policía de Tránsito del MOPT. (folio 2)
 - b) Boleta de citación 2-2018-253501291 del 12 de octubre de 2018 confeccionada a nombre del señor Daniel Gerardo Bonilla Román, por la supuesta prestación no autorizada del servicio de transporte público remunerado de personas ese día. (folio 4)
 - c) Acta de “Recolección de información para investigación administrativa”, en la que se describen los hechos. (folio 5)
 - d) Documento denominado “Inventario de Vehículos Detenidos” con los datos de identificación del vehículo detenido en el operativo. (folio 6 y 7)
 - e) Consulta a la página electrónica del Registro Nacional sobre los datos de inscripción del vehículo placa BCX639 (folio 8)
 - f) Consulta al Tribunal Supremo de Elecciones sobre datos de identificación del conductor y propietario del vehículo placa BCX639. (folio 9 y 10)
 - g) Constancia DACP-PT-2018-2180 emitida por el Departamento Administración Concesiones y Permisos del MOPT sobre las autorizaciones dadas al vehículo investigado. (folio 11)
 - h) Resolución RE-1600-RGA-2018 de las 12:25 horas del 13 de noviembre de 2018, en la cual consta el levantamiento de la medida cautelar y su notificación. (folio 13 al 17)
 - i) Informe IN-0519-DGAU-2023 del 23 de agosto de 2023, que es el informe de valoración inicial del procedimiento ordinario. (folio 19 al 26)
 - j) Resolución RE-0430-RG-2023 de las 08:45 horas del 5 de setiembre de 2023, en la cual se nombró al órgano director del procedimiento. (folio 28 al 32)
6. La citación a rendir declaración como testigos de los oficiales de tránsito actuantes queda sujeta a la disponibilidad de esos funcionarios, debido a que deben brindar atención prioritaria a las funciones ordinarias en la vigilancia de lo encomendado.
7. El órgano director podrá incorporar más elementos de prueba, de acuerdo con sus facultades legales.
8. Convocar a los señores Daniel Gerardo Bonilla Román, portador de la cédula de identidad 2-0584-0284 (conductor) señor Randall Steven Chinchilla Méndez, portador de la cédula de identidad 1-1435-0468

(propietario registral al momento de los hechos), para que comparezcan por medio de sus representantes legales o apoderados, y ejerzan su derecho de defensa en el presente procedimiento administrativo ordinario sancionador, **a una comparecencia oral y privada por celebrarse a las 09:30 horas, del 14 de noviembre de 2023, en la modalidad virtual.**

Las partes deberán enviar al órgano director su correo electrónico, así como el del representante legal o abogado que lo representan en la comparecencia, a más tardar 48 horas antes de la celebración de la comparecencia.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, enviará mediante un correo electrónico, dirigido a los participantes de la comparecencia, un enlace o hipervínculo, a las direcciones de correo electrónico señaladas, favor verificar tanto la bandeja de entrada, como papelera y correo no deseado al que deberán acceder las partes, para revisar el material adjunto necesario para la comparecencia. **El ingreso al enlace será habilitado 20 minutos antes de la hora indicada.**

En caso de dudas o inconvenientes técnicos de acceso a la plataforma pueden comunicarse al número de teléfono **2506-3200** extensión **1192** o **1209**, de la Dirección General de Atención al Usuario.

Requerimientos:

- Correo electrónico, se podrá usar la dirección de correo electrónico de preferencia. La misma información y documentación relativa a sus abogados y representantes legales, deberá también ser remitida a más tardar 48 horas antes de la celebración de la comparecencia al correo electrónico rodriguezrt@aresep.go.cr o en forma física mediante escrito presentado en la recepción de documentos de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
- Número de teléfono, celular o fijo, el cual debe estar disponible durante la realización de la comparecencia, para efectos de su contacto inmediato por parte del funcionario, en caso de interrupción de la comparecencia por problemas técnicos.
- Cada participante de la comparecencia oral virtual deberá contar con equipo de cómputo u otros dispositivos móviles con acceso a internet, con red de internet mínima de 5 Mb, con cámara y micrófono.

- Espacio libre de ruidos, propicio para la celebración de comparecencia que garantice la privacidad de su participación, y que se encuentre libre de contaminación sónica. Se recomienda la utilización de audífonos.
- En caso de no contar con el equipo, puede comunicarlo mediante escrito, a más tardar 3 días después de recibida la convocatoria a comparecencia virtual, al órgano director, quien le facilitará el espacio y el equipo para participar virtualmente de la diligencia, en las instalaciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
- Presentar de manera fidedigna sus documentos de identificación ante la cámara de sus dispositivos empleados para la conexión y, en el caso del abogado que asesore o represente a las partes del procedimiento mostrará además su carné vigente como profesional colegiado.
- Certificación digital de la personería jurídica expedida por el Registro Nacional.

Los participantes no deben tener instalada la plataforma virtual mediante la cual se llevará a cabo la comparecencia, y podrá unirse por medio de un navegador web, mediante un hipervínculo o enlace, que será remitido al correo electrónico señalado por las partes.

Para la comparecencia oral y privada, a las partes se le dará acceso al expediente digitalizado, para lo cual, deberán enviar un correo electrónico a la dirección usuario@aresep.go.cr o presentarse a la plataforma de servicios de la Aresep.

Se les solicita a las partes que, de existir un inconveniente en el acceso al respectivo expediente digitalizado, deberá, comunicarlo al órgano director del procedimiento de previo a la realización de la comparecencia oral y privada.

Para la realización de la comparecencia oral y privada, las partes podrán remitir **prueba documental** en los siguientes términos:

Previo a la comparecencia: Si es en formato electrónico, deberá enviarse en formato PDF con firma digital al correo electrónico rodriguezrt@aresep.go.cr, mediante la página web de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos o directamente al expediente.

De no contar con firma digital, se podrá enviar la documentación, con firma autográfica, escaneado a la dirección electrónica indicada o la que indique el órgano director. Bajo este mecanismo, el documento se tendrá por

válido una vez que el original sea entregado físicamente a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos a más tardar 24 horas después de celebrada la comparecencia bajo pena si no se presenta dentro de ese plazo se tendrá por no presentada.

Con la finalidad de respetar el principio de inmediatez de la prueba y, únicamente **durante la realización de la comparecencia oral y privada**, la presentación de prueba documental deberá coordinarse directamente con el órgano director del procedimiento administrativo, dentro del desarrollo de la comparecencia.

En el caso de ofrecer prueba testimonial, deberá remitirse copia digitalizada de cédula de identidad, por ambos lados, y la dirección de correo electrónico, corresponderá a la parte que ofrece la prueba testimonial hacer llegar al menos 48 horas antes de la celebración de la comparecencia la dirección de correo electrónico del testigo al órgano director para que se le pueda generar el vínculo o enlace de acceso, al correo rodriguezrt@aresep.go.cr, a la recepción de documentos de la Aresep o directamente al expediente.

De conformidad con el principio de comunidad de la prueba y con el fin de asegurar la neutralidad de las partes dentro del procedimiento, deberán encontrarse en un espacio privado, donde solo se encuentren estas, para lo cual el órgano director podrá solicitar comprobación visual del entorno y las condiciones de las partes para celebrar la comparecencia.

Las personas ofrecidas como testigos serán citadas y deberán encontrarse en un lugar separado a las partes, hasta el momento de rendir testimonio (de encontrarse en la misma ubicación física) de forma que se asegure la objetividad de los testigos garantizando que dichas personas no han tenido acceso a lo actuado en la comparecencia virtual.

Si el testigo se conecta de forma independiente mediante el enlace enviado por la Aresep, la parte que ofrece al testigo deberá indicarle por los medios previamente acordados, el momento en el que debe ingresar a la comparecencia virtual.

Es importante aclarar que el testigo no va a ingresar desde el inicio a la comparecencia virtual, sino que será llamado en el momento procesaloportuno, por lo que debe estar disponibles y en espera de ser llamado desde la hora indicada, para que en el momento que se le indique pueda ser enlazado a la comparecencia virtual.

La parte proponente de los testigos es la que se encargará de mantener comunicación con ellos para que cuando sea necesario se incorporen a la comparecencia virtual.

Si por alguna circunstancia el órgano director considera que el testigo debe retirarse de la sala virtual, este deberá abandonar el evento y mantenerse disponible y en espera para que en el momento requerido se vincule nuevamente a la comparecencia.

También el testigo puede presentarse físicamente en las instalaciones de la Aresep, en la fecha señalada en su citación. Asimismo, deberá presentarse con el tiempo suficiente, de previo a la hora indicada en su citación, para que cumpla con los protocolos de ingreso a la institución, de presentarse el testigo físicamente deberá la parte informar **al menos 48 horas después de recibido el señalamiento a comparecencia virtual.**

Podrán compartirse documentos (prueba documental, expediente administrativo, entre otros) en formato PDF mediante la misma plataforma (previo a la comparecencia), o a través de los correos electrónicos durante el desarrollo de esta.

No será necesario que la parte y su abogado (a) se encuentren en la misma ubicación, en tal caso, se podrán conectar de forma independiente.

Se debe tomar en cuenta que no es recomendable colocarse a contraluz de una ventana o con la iluminación sobre las personas. Las luces o ventanas deben estar preferiblemente frente a las personas que van a intervenir en la comparecencia.

No se podrán utilizar fondos de pantalla que distorsionen la visibilidad de los comparecientes.

Por la naturaleza formal de la comparecencia, se espera de los comparecientes una adecuada presentación y vestimenta acorde con la ocasión.

De no conectarse a la plataforma en la hora y fecha señaladas, sin justa causa, se podrán aplicar las consecuencias de inasistencia correspondientes.

En caso de que se presenten inconvenientes técnicos antes de su inicio o una vez iniciada la actividad procesal, si se acredita debidamente, podrá suspenderse o reprogramarse de ser necesario, debiendo dejarse constancia en el acta respectiva, en este caso deberá comunicarse de forma inmediata, al número de teléfono **2506-3200** extensión **1192** o **1209**.

En atención a circunstancias excepcionales debidamente acreditadas dentro del procedimiento, mediante acto administrativo debidamente motivado, se podrá resolver efectuar la comparecencia de forma presencial o mixta según resuelva el órgano director, dicha circunstancia debe ser comunicada por escrito al órgano director a más tardar tres días después de recibida la convocatoria a comparecencia virtual.

9. Deben aportar todos sus alegatos y pruebas a más tardar el día de la comparecencia oral y privada, o antes si a bien lo tienen, en cuyo caso la presentación habrá de ser por escrito. La prueba que por culpa de la parte proponente no haya sido posible recibir en la comparecencia oral y privada, se declarará inevaluable. **En el caso de los medios de prueba que requieran una preparación previa a la comparecencia, su ofrecimiento deberá ser comunicado con suficiente antelación al órgano director a fin de decidir su admisión y proceder de conformidad.** Se hace saber, además, que, en caso de ofrecer prueba testimonial, deben indicarse las calidades generales de los testigos y señalar los hechos sobre los cuales van a declarar y quedará bajo su responsabilidad traer a la comparecencia los testigos ofrecidos, de conformidad con el artículo 312 de la Ley General de la Administración Pública, para lo cual podrán solicitar al órgano director que emita las cédulas de citación de los testigos, con al menos 5 días naturales de antelación a la fecha de la comparecencia. La notificación de las cédulas de citación se hará por medio de la parte interesada, quien deberá devolverlas al órgano director debidamente firmadas por los testigos, a más tardar el día de la comparecencia.

10. Se advierte que de presentarse en forma tardía a la comparecencia, la tomarán en el estado en que se encuentre, y de no comparecer el día y hora que señale el órgano director, sin que medie causa justa debidamente comunicada al órgano director, se continuará con el procedimiento y se resolverá el caso con los elementos de juicio existentes, sin que eso valga como aceptación de los hechos, pretensiones ni prueba de la Administración, aunque el órgano director podrá evacuar la prueba previamente ofrecida por la parte ausente, si fuera posible, de conformidad con el artículo 316 de la Ley General de la Administración Pública. Y que podrán contar con patrocinio letrado.
 11. Dentro del **plazo de 3 días hábiles** a partir de la notificación de la presente resolución, deben señalar **dirección exacta y/o medio** para atender futuras notificaciones, bajo el apercibimiento de que, en caso de omisión, quedarán notificados de los actos subsiguientes veinticuatro horas después de dictados. Lo mismo sucederá si el medio escogido imposibilitare la notificación por causas ajenas a la Autoridad Reguladora, o si el lugar señalado permaneciere cerrado, fuere impreciso, incierto o inexistente. Para las notificaciones a efectuarse en este procedimiento se tendrán por habilitados todos los días y horas al amparo del artículo 267.3 de la Ley General de la Administración Pública.
- IV. Notificar la presente resolución a los señores Daniel Gerardo Bonilla Román, portador de la cédula de identidad 2-0584-0284 (conductor) y Randall Steven Chinchilla Méndez, portador de la cédula de identidad 1-1435-0468 (propietario registral al momento de los hechos), en la dirección física exacta que conste en el expediente administrativo, de conformidad con lo establecido en el inciso a) del artículo 19 de la Ley 8687. En caso de no existir ningún lugar señalado en autos, se procederá con la notificación mediante publicación en la sección de notificaciones de La Gaceta.

De conformidad con lo establecido en la Ley General de la Administración Pública, se informa que contra la presente resolución cabe la interposición de los recursos ordinarios de revocatoria y apelación, los cuales deberán interponerse dentro del **plazo de 24 horas**, contado a partir del día hábil inmediato siguiente al día en que quede debidamente notificado este acto.

El recurso de revocatoria corresponderá resolverlo al órgano director del procedimiento y el recurso de apelación corresponderá resolverlo al Regulador General.

NOTIFÍQUESE.

Diego Armando Rivas Olivas, Órgano Director.—(IN2023809497).

PUBLICACIÓN DE UNA VEZ

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RE-0104-IE-2023

SAN JOSÉ, A LAS 13:44 HORAS DEL 7 DE SETIEMBRE DE 2023

ESTUDIO ORDINARIO DE OFICIO PARA LA APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA DEL “CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023.

ET-048-2023

RESULTANDO:

- I.** Que el 7 de enero de 2022, fue publicada en el Alcance 3 a la Gaceta 3 la Ley 10086 *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”*.
- II.** Que el 24 de noviembre de 2022, mediante el acuerdo de Junta Directiva 03-87-2022, la Junta solicitó al CDR y la Administración la integración en una única metodología general con las propuestas tarifarias referentes a Costos de interconexión, Tarifa de acceso, Venta de excedentes y Costos, inversiones y canon, siguiendo un esquema de contenido específico.
- III.** Que el 15 de diciembre de 2022, mediante el acuerdo de Junta Directiva 02-93-2022, dispuso someter al proceso de audiencia pública la propuesta metodológica derivada de la implementación de la Ley 10086.
- IV.** Que el 25 de enero de 2023, se realizó la audiencia pública de la propuesta metodológica derivada de la implementación de la Ley 10086.
- V.** Que el 15 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0270-IE-2023, la Intendencia de Energía (IE) les solicitó a las empresas distribuidoras eléctricas designar un enlace técnico, para el levantamiento y envío de toda la información referente requerida para la fijación por primera vez de la metodología derivada de la Ley 10086.

- VI.** Que el 24 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0316-IE-2023, la IE convocó a reunión a los enlaces técnicos designados por las empresas distribuidoras, para la socialización de los formularios de solicitud de información requeridos para la aplicación por primera vez de la metodología derivada de la Ley 10086.
- VII.** Que el 31 de marzo de 2023, se realizó la reunión virtual por medio del cual se explicó los requerimientos para la aplicación de la metodología tarifaria derivada de la implementación de la Ley 10086. Explicando como debían llenarse los formularios que se solicitaron a las empresas distribuidoras.
- VIII.** Que el 12 de abril de 2023, mediante correo electrónico, la IE envió a las empresas distribuidoras eléctricas los formularios para la presentación de la información requerida para aplicación por primera vez de la metodología derivada la ley 10086.
- IX.** Que el 4 de mayo de 2023, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora emite la resolución RE-0076-JD-2023 *“Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa t-der)”*.
- X.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante el oficio 2001-0549-2023, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) entregó los formularios 1 y 4, solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XI.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante el oficio GER-257-2023, la Empresa de Servicio Públicos de Heredia (ESPH) entregó los formularios 1, 2 y 3, solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XII.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.

- XIII.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0403-IE-2023, la IE le solicitó al Regulador General (RG) la autorización para que los miembros de la fuerza de tarea, que son funcionarios de otras dependencias, específicamente del Centro del Desarrollo de la Regulación (CDR) y de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR, puedan brindar apoyo técnico a la Intendencia, según sea requerido, en la aplicación por primera vez de la metodología derivada de la implementación de la Ley 10086.
- XIV.** Que el 8 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0409-IE-2023, la IE les recordó a las empresas distribuidoras eléctrica que no habían enviado la información requerida mediante el correo del 12 de abril del 2023, el envío de los formularios con la información requerida.
- XV.** Que el 9 de mayo de 2023, mediante el oficio COOPEGTE-GG71, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L (Coopeguanacaste) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XVI.** Que el 10 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0424-IE-2033, la IE les informó a las empresas distribuidoras de electricidad que la Junta Directiva de esta Autoridad Regulatoria dejó en firme la aprobación de la metodología tarifaria derivada de los establecido de la Ley 10086, instrumento regulatorio que entrará en vigor a partir de su publicación.
- XVII.** Que el 10 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R.L. (Coopealfaro) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XVIII.** Que el 11 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, Coopealfaro entregó el formulario de ingresador de curvas de carga, el cual por error se omitió en la entrega del 10 de mayo de 2023.
- XIX.** Que el 11 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L (Coopelesca) entregó los formularios 1 y 4 solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XX.** Que el 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 *“Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de*

acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa t-der)”.

- XXI.** Que el 12 de mayo de 2023, mediante el oficio GER-266-2023 ESPH entregó el formulario 4, solicitado por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023 y sustituyó los archivos de ingresadores de demanda máxima de los meses de enero, mayo y setiembre de 2022 que habían sido entregados el 5 de mayo de 2023 mediante el oficio GER-257-2023.
- XXII.** Que el 15 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-2001-0588-2023 CNFL hace entrega de los formularios 2 y 3, solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XXIII.** Que el 16 de mayo de 2023, mediante el oficio OPER-085-2023, la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XXIV.** Que el 16 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0444-IE-2023, solicitó información a CNFL para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.
- XXV.** Que el 16 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0445-IE-2023, solicitó información a COOPELESCA para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.
- XXVI.** Que el 16 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0448-IE-2023, solicitó información a COOPEGUANACASTE para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.

- XXVII.** Que el 16 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0447-IE-2023, solicitó información al ICE para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.
- XXVIII.** Que el 17 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0461-IE-2023, solicitó información a COOPEALFARORUIZ para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.
- XXIX.** Que el 17 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0460-IE-2023, solicitó información a ESPH para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.
- XXX.** Que el 18 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0470-IE-2023, solicitó información a JASEC para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.
- XXXI.** Que el 19 de mayo de 2023, CNFL, por medio del oficio 2001-0612-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0444-IE-2023.
- XXXII.** Que el 19 de mayo de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0484-IE-2023, solicitó información a COOPESANTOS para mejor resolver relacionado a la metodología de generación distribuida requerido para la implementación de lo dispuesto en la ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023.
- XXXIII.** Que el 22 de mayo de 2023, COOPEALFARORUIZ, por medio del oficio COOPEALFARORUIZ-GG0047-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0461-IE-2023.
- XXXIV.** Que el 22 de mayo de 2023, COOPEGUANACASTE, por medio del oficio COOPEGTE GG86, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0448-IE-2023.

- XXXV.** Que el 22 de mayo de 2023, el ICE, por medio del oficio 0510-467-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0447-IE-2023.
- XXXVI.** Que el 23 de mayo de 2023, ESPH, por medio del oficio GER-297-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0460-IE-2023.
- XXXVII.** Que el 23 de mayo de 2023, JASEC, por medio del oficio GG-405-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0470-IE-2023.
- XXXVIII.** Que el 24 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0653-RG-2023, el RG da respuesta al oficio OF-0403-IE-2023.
- XXXIX.** Que el 26 de mayo de 2023, COOPELESCA, por medio del oficio COOPELESCA-GG-248-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0445-IE-2023.
- XL.** Que el 14 de junio de 2023, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0584-IE-2023, solicitó información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la aplicación por primera vez de la tarifa de acceso derivada de la metodología RE-0076-JD-2023.
- XLI.** Que el 15 de junio de 2023, el ESPH, por medio del oficio GER-345-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0584-IE-2023.
- XLII.** Que el 19 de junio de 2023, el ICE, por medio del oficio 5407-096-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0584-IE-2023.
- XLIII.** Que el 19 de junio de 2023, CNFL, por medio del oficio 7500-0172-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0584-IE-2023.
- XLIV.** Que el 19 de junio de 2023, el COOPEALFARORUIZ, por medio del oficio COOPEALFAROSUIZ-GG0062-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0584-IE-2023.
- XLV.** Que el 19 de junio de 2023, el COOPESANTOS, por medio del oficio CSGG-269-06-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0584-IE-2023.

- XLVI.** Que el 19 de junio de 2023, el COOPEGUANACASTE, por medio del oficio COOPEGTE GG105, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0584-IE-2023.
- XLVII.** Que el 20 de junio de 2023, el COOPELESCA, por medio del oficio COOPELESCA-GG297-2023, da respuesta al requerimiento de información solicitada mediante OF-0584-IE-2023.
- XLVIII.** Que el 10 de julio de 2023, la Intendencia de Energía mediante el oficio OF-0657-IE-2023 solicita la apertura del respectivo expediente, con la finalidad de la tramitación de un estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023.
- XLIX.** Que el 10 de julio de 2023 se apertura el expediente tarifario ET-0048-2023 para tramitar la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023.
- L.** Que el 25 de julio de 2023, a las 17 horas (5:00 pm) se llevó a cabo la sesión explicativa sobre los expedientes ET-047-2023, ET-048-2023, ET-049-2023 y ET-050-2023, la cual estuvo disponible en el perfil de Facebook de la Aresep y en la página www.asep.go.cr.
- LI.** Que el 11 de agosto de 2023, a las 17 horas con 15 minutos (5:15 pm) se llevó a cabo la audiencia pública virtual, que fue transmitida por medio de la plataforma Zoom.
- LII.** Que el 17 de agosto de 2023, mediante el informe IN-0503-DGAU-2023 la DGAU emite el informe de oposiciones y coadyuvancias. (folios 120 al 122).
- LIII.** Que el 17 de agosto de 2023, mediante el documento AC-0211-DGAU-2023 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el acta de la audiencia pública. (folio 424 al 425).
- LIV.** Que el 7 de setiembre de 2023, mediante el informe técnico IN-0184-IE-2023, la IE analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó fijar la tarifa máxima de acceso, en su aplicación por primera vez. (Correo agregado en autos).

CONSIDERANDO:

- I. Que del informe técnico IN-0184-IE-2023 mencionado arriba, y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. SUSTENTO JURÍDICO

De conformidad con lo establecido en el artículo 11 de la Constitución Política y en el artículo 11 de la Ley General de la Administración Pública, los actos de esta Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), como ente público, se rigen por el principio de legalidad.

En este sentido, en el artículo 3, inciso a) de la Ley 7593, se entiende por servicio público [...] el que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la asamblea legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley [...].

Entre las funciones primordiales de la Aresep está la de velar por el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad necesarios para la prestación óptima de tales servicios y la de fijar las tarifas de los servicios públicos que establece el numeral 5 de la Ley 7593:

[...]

En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. Los servicios públicos antes mencionados son:

[...]

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

[...]

De lo anterior, se desprende que la Aresep es el ente competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos, de conformidad con las metodologías que ella misma determine y debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de tales servicios públicos, dentro de los cuales se encuentra el suministro de energía eléctrica en todas sus etapas. En ese sentido, la Procuraduría General de la República ha señalado:

[...] De conformidad con lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, dicha Entidad es la competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos que enumera la Ley. Dicha potestad tiene como objetivo principal lograr precios que reflejen los costos reales del servicio, no falseen la competencia ni sean excesivos o injustos para el usuario; de ahí la importancia de que la fijación tarifaria sea realizada por un organismo independiente, que decida a partir de estudios y criterios técnicos que reflejen los costos reales del servicio, pero que al mismo tiempo sean equitativos. [...]

[...] La potestad tarifaria es un poder-deber, "lo que sin duda implica que la institución que tiene una determinada potestad en materia de su competencia no sólo puede, sino que debe ejercerla" (Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, resolución 6326-2000 de las 18 hrs. del 19 de julio de 2000). Y está comprendida dentro de esa potestad el definir, conforme el ordenamiento, cuáles son los elementos que deben ser considerados para dar debido cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 3, 25, 29 y 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. De modo que a partir de la potestad atribuida por el legislador y conforme las metodologías que reglamentariamente se haya establecido, le corresponde fijar las tarifas. Lo cual implica la emisión de los actos administrativos que, ejercitando la potestad reguladora, determinen cuál es la tarifa que los usuarios deben pagar por un servicio público determinado. Una tarifa que debe tomar en consideración los costos necesarios, una retribución competitiva y garantizar la inversión necesaria para que el servicio pueda continuar siendo prestado en condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad y eficiencia. Ergo, el acto tarifario expresará los elementos que, conforme el ordenamiento y la técnica, determinan cuál es la remuneración correspondiente al servicio público de que se trata". [...] (Dictamen C-329-2011 de 22 de diciembre de 2011).

En la misma línea, el artículo 6 incisos a) y d) de la Ley N 7593 establecen, que le corresponde a la Aresep la obligación de [...] a) regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de los servicios públicos para comprobar el correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio, ya sean inversiones realizadas, el endeudamiento en que han incurrido, los niveles de ingresos percibidos, los costos y gastos efectuados o los ingresos percibidos y la rentabilidad o utilidad obtenida, [...] d) fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos. [...]

Por su parte el artículo 29 de la Ley 7593 y sus reformas establece:

[...] ARTICULO 29.- Trámites de tarifas, precios y tasas

La Autoridad Reguladora formulará las definiciones, los requisitos y las condiciones a que se someterán los trámites de tarifas, precios y tasas de los servicios públicos. [...]

Asimismo, el artículo 30 del mismo cuerpo normativo señala:

[...] Los prestadores de servicios públicos, las organizaciones de consumidores legalmente constituidas y los entes y órganos públicos con atribución legal para ello, podrán presentar solicitudes de fijación o cambios de tarifas. La Autoridad Reguladora estará obligada a : " recibir y tramitar esas peticiones, únicamente cuando, al presentarlas, cumplan los requisitos formales que el Reglamento establezca. Esta Autoridad podrá modificar, aprobar o rechazar esas peticiones. De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones de tarifas serán de carácter ordinario o extraordinario.

(Así reformado el párrafo anterior por el artículo 41 aparte f) de la Ley N° 8660 del 8 de agosto de 2008)

De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones tarifarias serán de carácter ordinario o extraordinario. Serán de carácter ordinario aquellas que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de esta ley. Los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año, un estudio ordinario. La Autoridad Reguladora podrá realizar de oficio, modificaciones ordinarias y deberá otorgarles la respectiva audiencia según lo manda la ley.

Serán fijaciones extraordinarias aquellas que consideren variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste. La Autoridad Reguladora realizará, de oficio, esas fijaciones.

(Así reformado por el artículo 41 aparte a) de la Ley N° 8660 del 8 de agosto de 2008) [...]

Que el artículo 31 de la Ley 7593 establece que para fijar tarifas se deben tomar en cuenta las estructuras productivas modelo o la situación particular de cada empresa.

Bajo esa misma inteligencia, el artículo 15 del Decreto 29732 MP, que es el Reglamento a la Ley 7593, dispone que, para fijar tarifas, la Aresep utilizará modelos, los cuales deben ser aprobados de acuerdo con la ley. Al respecto, el artículo 15 indica lo siguiente:

[...] Artículo 15.-Uso de modelos para fijar precios, tarifas y tasas.

Para fijar los precios, tarifas y tasas, la ARESEP utilizará modelos que consideren, como un todo, a la industria de que se trate. Esos modelos serán aprobados por la ARESEP de acuerdo con la ley. [...]

El artículo 6 inciso 16 del Reglamento Interno de Organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) indica que corresponde a la Junta Directiva de Aresep:

[...] Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia. [...]

Lo anterior es consistente con lo establecido en el RIOF, en cuanto al ejercicio de la competencia de fijación de precios y tarifas de los servicios públicos, que dispone en su artículo 17 inciso 1, que es función de la Intendencia de Energía fijar tarifas aplicando modelos vigentes aprobados por la Junta Directiva.

Finalmente, el artículo 43 del Reglamento a la Ley 7593, citado, establece:

[...] Artículo 43.-Dictado de resoluciones de carácter tarifario.

Las resoluciones relativas a fijaciones ordinarias de precios, tarifas y tasas deberán dictarse dentro del plazo que ordena la ley y las extraordinarias, dentro de los quince () días naturales siguientes a la iniciación del trámite de estas fijaciones. (*) (Así reformado por el artículo 207 del decreto ejecutivo N° 35148 del 24 de febrero de 2009)*

En el caso de las fijaciones ordinarias, dichas resoluciones deberán referirse a todas las cuestiones atinentes al objeto de la audiencia correspondiente, a lo debatido en ella y a los elementos de juicio tomados en cuenta para dictarlas. [...]

Por otra parte, la Ley 10086 “Ley para la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”, tiene como objetivo establecer las condiciones necesarias para promover y regular, bajo un régimen especial de integración eficiente, segura y sostenible, las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables. (Ley 10086, Artículo 1).

En cuanto a su alcance, la Ley 10086 es aplicable a todo abonado, generador distribuidor, persona física o jurídica que posee u opera DER, empresas distribuidoras y demás participantes del SEN, el MINAE, la ARESEP y operador del sistema. (Ley N° 10086, Artículo 3).

En concordancia con lo anterior, mediante el decreto ejecutivo N.º 43879-MINAE publicado en el Alcance N.º 17 a La Gaceta N.º 18 del 1 de febrero 2023, se aprobó el Reglamento a la Ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables (Decreto N° 43879-MINAE).

Así pues, de conformidad con el artículo 1 del Decreto 43879 MINAE, se establece el objetivo de esta norma, en el cual se indica lo siguiente:

[...] Artículo 1. Objetivo. El objetivo del presente reglamento, es regular en complemento con la ley 10086 la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos que interactúen con el Sistema Eléctrico Nacional en las modalidades que indica la Ley, bajo los criterios de eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sostenibilidad que se encuentran en la reglamentaciones dictadas por el MINAE y ARESEP [...]

En el artículo 3 de dicho decreto ejecutivo, se dispone es de aplicación obligatoria para todos los abonados, generadores distribuidos, personas físicas o jurídicas que posean, operen, diseñen, ensamblen, instalen, conecten, integren, controlen un recurso de energía renovable, ya sea para uso en las instalaciones de los usuarios finales o para ser interconectados al sistema nacional eléctrico así como a las empresas eléctricas cuando sus DER o dispositivos de energía renovable sean interconectados al SEN, en sus diferentes modalidades y servicios auxiliares asociados a ser definidos por la Aresep.

Es de suma importancia el decreto por cuanto no solo regula a los abonados eléctricos y a las empresas distribuidoras, sino que también a las personas físicas o jurídicas involucradas con el ensamble, integración e instalación de los dispositivos o equipos conocidos de ahora en adelante como DERs.

Con respecto a la Ley 10086, se establece en lo conducente en su artículo 6 que, son funciones de la ARESEP:

[...]

a) Dictar, aprobar, y fiscalizar el cumplimiento de todos los instrumentos regulatorios requeridos para asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad, así como para la integración eficiente, segura y sostenible de los recursos energéticos distribuidos y los servicios auxiliares que estos puedan prestar, según lo dispuesto en la presente ley, en estricto apego a los principios regulatorios que orientan el proceso de regulación económica y de la calidad de servicio público relacionado con el suministro de energía eléctrica, en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

b) Fijar las tarifas que sean necesarias para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos que se interconecten a las redes del SEN, según lo dispuesto en la presente ley, para el óptimo desarrollo de la energía eléctrica en Costa Rica y el mayor interés público la fijación tarifaria debe garantizar que no se creen subsidios o cargas económicas en favor de aquellos usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos y en detrimento de abonados y participantes del SEN, atendiendo las buenas prácticas de la contabilidad regulatoria, debiendo separarse los cargos de los recursos energéticos distribuidos de las empresas distribuidoras por costos fijos y costos variables del SEN.

Las tarifas para la integración y operación de los recursos energéticos distribuidos deben considerar el costo de los servicios auxiliares y respaldo que brinda el SEN, la disponibilidad de la red, los costos de interconexión y acceso, los peajes de distribución y transmisión, los costos e inversiones en la red, así como cualquier otro que la ARESEP establezca mediante el instrumento regulatorio aplicable al efecto.

c) Dictar el instrumento regulatorio aplicable que fije el precio de compra de excedentes entre las empresas distribuidoras; así como entre las empresas distribuidoras y el generador distribuido, así como de prestación de servicios auxiliares, definidos en el artículo 12 de la presente ley.

[...]

f) Definir y formalizar el instrumento regulatorio requerido para la elaboración de estudios que deberán aplicar:

i) Las empresas distribuidoras para determinar la capacidad de penetración de los distintos recursos energéticos distribuidos por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN.

ii) El OS para determinar la capacidad de penetración segura de generación que utiliza fuentes renovables en el SEN.

g) Dictar el instrumento regulatorio para habilitar la integración de los recursos energéticos distribuidos al SEN.

[...]

m) Dictar y aplicar los instrumentos regulatorios necesarios para regular los servicios de interés general vinculante; al servicio público establecidos en la presente ley, así como definir los requisitos y las condiciones para otorgar la habilitación de estos; los cuales estarán sujetos a las obligaciones de servicio público tales como (i) calidad, (ii) cantidad, (iii) confiabilidad, (iv) continuidad, (v) oportunidad, (vi) seguridad, (vii) tarifas, (viii) garantías de acceso al servicio, (ix) prestación óptima, (x) suministro de información.

[...]

Como se puede observar la Ley 10086, dispone que la Aresep ejerza al amparo de sus competencias, la regulación de los servicios de interés general (que así corresponda, ver artículo 6 inciso b), aunque no se traten de servicios públicos en el sentido estricto, tomando en consideración que conforme al artículo 6 de dicha ley, la Aresep debe ejercer dichas funciones.

Ahora bien, sobre los servicios de interés general, de conformidad con el artículo 2 inciso s) de la Ley 10086, se indica lo siguiente:

[...] servicios o actividades económicas accesorias o complementarias vinculados al servicio público de suministro de energía en todas sus etapas, para satisfacer necesidades de interés general sujetas a obligaciones específicas de servicio público técnico, financiero y contable que establezca la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en el marco de la presente ley. [...]

Se desprende de lo anterior, que los servicios de interés general, -como lo son: a) la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora y d) reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa T-DER)-, no son servicios públicos en sí mismos, pero pueden estar directamente vinculados a un servicio público, el de suministro de la energía eléctrica en todas sus etapas, lo que implica que podrían coadyuvar en la satisfacción del interés general.

Tal y como lo analizó la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria de la ARESEP (DGAJR) mediante el oficio OF-0045-DGAJR-2022 -el cual analizó la implicaciones sobre el pago del canon de regulación a favor de la Aresep-, y de lo cual esta Intendencia coincide, la Ley 10086, estableció que los servicios de interés general, son servicios o actividades económicas accesorias o complementarias vinculadas a un servicio público expresamente regulado por la Aresep, de forma que, se podrían encontrar íntimamente asociadas a dicha regulación, lo que implica que, a fin de prever una prestación adecuada de dicho servicio público, su regulación se debe extender a los servicios vinculados a éste, de manera que se verifique que efectivamente se interrelacionan a la red eléctrica, colaborando y permitiendo una prestación conforme a la Ley 7593.

Si bien los servicios de interés general no necesariamente se encuentran automáticamente regulados por la Aresep, pasan a formar parte de dicho ámbito de regulación (en aplicación de la Ley 10086 y 7593), en el tanto, efectivamente se encuentren interactuando con la red eléctrica. Es decir, debe considerarse que los servicios de interés general se asocian al servicio de suministro de energía eléctrica y por ende, al ámbito de la regulación, en el momento en que se interconectan con el Sistema Eléctrico Nacional, sea entregando o no excedentes a la red (incisos k) y m) del artículo 2 de la Ley 10086), pues dicha interconexión, implica que se es parte de la red eléctrica, lo que claramente, puede tener implicaciones sobre la operación y funcionamiento de ésta.

De lo anterior, se puede concluir que, los servicios de interés general, dispuestos en el artículo 11 de la Ley 10086 dispone en su artículo 6, las funciones que le corresponde efectuar a la Aresep. Dichas funciones reflejan en conjunto el ejercicio de todas las potestades que se le han asignado a la Aresep mediante la Ley 7593, fiscalización, normativa, tarifaria y sancionadora, de modo que, el legislador está disponiendo que este Ente Regulador, le debe dar a dichos servicios un trato regulatorio con la misma amplitud que a los servicios públicos definidos en el artículo 5 de la Ley N° 7593. Lo anterior, en el entendido de que, dichos servicios de interés general efectivamente tengan una operación que interactúa con la red eléctrica.

En este contexto y tomando en cuenta la vasta normativa regulatoria sobre las fijaciones tarifarias, 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 “Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa T-DER)”. Dicha metodología dispone lo siguiente:

[...]

La Intendencia de Energía deberá iniciar de oficio el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N°. 7593 y realizar la solicitud de convocatoria a audiencia pública a la Dirección General de Atención al Usuario a más tardar sesenta días naturales a partir de la fecha de publicación y entrada en vigor de esta metodología tarifaria.”

[...]

En contexto con lo anterior, el día 10 de julio del 2023 se apertura el expediente ET-048-2023 para la aplicación por primera vez de la resolución RE-0076-JD-2023 capítulo 2.

[...]

III. METODOLOGÍA TARIFARIA

El 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 “Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa t-der)”, establece el capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido.

En este capítulo se establecen los principales objetivos:

- 1. Establecer un método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso para el generador distribuido acorde a la teoría del diseño de tarifas, que permita una adecuada asignación de costos en función de los requerimientos de capacidad, carga de energía, potencia y costos fijos del abonado-productor.*
- 2. Enviar señales de precios adecuadas y oportunas, que propicien la adecuada integración de la generación distribuida al Sistema Eléctrico Nacional, de modo que las tarifas finales reflejen las condiciones económicas y técnicas que se requieren.*
- 3. Garantizar a los usuarios el servicio al costo, al incluir únicamente los costos fijos según su requerimiento de capacidad.*

4. *Garantizar a las empresas distribuidoras un flujo de ingresos acorde con su nivel de costos.*

Así como los siguientes alcances:

- a) *El método de cálculo de acceso modificará el cargo vigente para los productores-consumidores de electricidad.*
- b) *Se determinará una tarifa de acceso máxima, con lo cual se otorga la posibilidad a la empresa distribuidora de cobrar una tarifa menor, de conformidad con el principio de eficiencia, promoción de la actividad productiva, rentabilidad razonable y servicio al costo indicado en la Ley N° 7593, esta tarifa deberá ser de conocimiento de los usuarios, y deberá ser reportada a la ARESEP por medio de las solicitudes de información periódica.*
- c) *La tarifa de acceso se define como: el monto máximo que la empresa distribuidora de energía eléctrica puede cobrar al generador distribuido por concepto de acceso, de acuerdo con su consumo natural por kWh.*
- d) *La tarifa de acceso se aplicará como un cargo adicional a los servicios con generación distribuida, para los cuales se aplica una facturación monómica, de este modo, los servicios que posean una facturación binómica no tendrán que pagar este cargo adicional de acceso, sino que tendrán que realizar el pago binómico que corresponda, según el pliego tarifario del sistema de distribución.*
- e) *Constituye un procedimiento asociado a las fijaciones tarifarias ordinarias de conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593, de modo que su cálculo se deberá desarrollar como parte de los estudios ordinarios correspondientes.*
- f) *El método de cálculo de acceso será parte de las fijaciones tarifarias que se realizan a todas las empresas distribuidoras y deberá consignarse en el pliego tarifario del sistema de distribución.*

De acuerdo con lo anterior, la metodología establece una fórmula general para calcular la tarifa de acceso máxima, para lo cual es fundamental obtener una muestra de servicios que cuenten con generación distribuida, con el fin de aproximar el requerimiento de capacidad promedio mensual de este tipo de servicios, a partir de la determinación de la demanda máxima.

Esta potencia será multiplicada por el precio respectivo según la categoría tarifaria, a fin de determinar cuál es el aporte esperado de dichos servicios y se contrastará contra el aporte que realizan los generadores distribuidos, a partir de la potencia implícita tal y como se mostrará en secciones siguientes.

La diferencia entre ambos montos se dividirá por el consumo natural promedio de los clientes con generación distribuida, a fin de determinar una tarifa de acceso en función de su consumo natural.

De este modo, la tarifa de acceso máxima se obtendrá aplicando la siguiente fórmula general:

$$TA_{t+1} = \frac{ARC_{t+1} - API_{t+1}}{CNP_{t+1} * N_{t+1}}$$

Formula 2.1

Donde:

- TA_{t+1} = Tarifa de acceso para el periodo "t+1", que se cobrará por cada kWh de consumo natural (colones/kWh).
- ARC_{t+1} = Aporte por requerimiento de capacidad demandado por los servicios con generación distribuida estimados para el periodo tarifario "t+1", en colones.
- API_{t+1} = Aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario "t+1", en colones.
- CNP_{t+1} = Consumo natural mensual promedio para los servicios con generación distribuida estimados para el periodo "t+1". Este dato busca representar en promedio cuántos kWh de consumo natural por mes consumirá un servicio con generación distribuida en el periodo "t+1".

Esta tarifa de acceso se estimará de modo independiente para cada empresa distribuidora, y por consiguiente en cada aplicación se utilizará la información específica de sus clientes.

A continuación se detallan la operación de la presente aplicación.

IV. ANÁLISIS TARIFARIO

1. Análisis de la información remitida por las empresas

Durante los meses de mayo a junio del presente año las empresas distribuidoras entregaron información de sus clientes del servicio de generación distribuida al ente regulador, en respuesta a la solicitud realizada por este ente (ver antecedentes del 24 al 47).

La información entregada por las empresas distribuidoras se complementó con los datos disponibles en la Aresep producto de la campaña de medición a servicios de generación distribuida realizada por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y que contó con la participación de todas las empresas distribuidoras.

Lo anterior con el objetivo que el proceso de recolección sea aprovechado en diversos estudios, propiciando la eficiencia operacional y economía procesal.

Los datos consolidados de ambas fuentes fueron analizados de forma integral, validando la coherencia contra los datos remitidos de modo periódico, relacionados con los servicios con generación distribuida, se valoraron la presencia de valores atípicos o extremos. Los registros con problemas de calidad fueron descartados.

A partir de esto la distribución de abonados en la muestra es la siguiente:

Cuadro 1
Servicios de generación distribuidos considerados en la muestra, por empresa y grupo tarifario.

Empresa	Grupo tarifario ^{1/}			
	Residencial	Comercios y servicios	Industrial	Preferencial de carácter social
ICE	58	71.0	4.0	1.0
CNFL	259	149	14	7
Jasec	9	23	1	1
Esph	54	28	3	7
Coopesca	4	9	6	n.a
Coopeguanacaste	6	15	1.0	n.a
Coopesantos	16	26	1.0	1
Coopealfaroruiz	4	n.a	1.0	n.a

Para las empresas que no cuentan con la tarifa disponible en su pliego tarifario o bien no cuentan con servicios de generación distribuida en dicha tarifa se rellena la casilla con n.a.

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

2. Tarifa resultante.

- **Determinación del consumo natural mensual promedio por los servicios con generación distribuida estimados y cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes para el periodo “t+1”**

A partir de la información real a mayo de 2023, se proyecta el periodo junio a diciembre de 2023.

Se proyectan los abonados esperados en generación distribuida a partir de modelos estadísticos a partir de su propia serie histórica. Debido a las importantes variaciones que presenta las series en el corto plazo, producto del crecimiento acelerado de generadores distribuidos que se agregan mes por mes, se realizaron valoraciones en la estructura de la serie para ajustar la proyección, en la mayoría de las empresas se utilizó el suavizamiento exponencial como método de estimación.

A partir de lo anterior, se esperan la siguiente media de generadores distribuidos por empresa distribuidora, durante el año 2023:

Cuadro 2
Cantidad de generadores distribuidos, por empresa distribuidora. 2023
(datos en millones de colones)

Empresa	Media de abonados totales	Media de abonados con pago de tarifa de acceso
ICE	1 361	1 179
CNFL	1 431	1 148
Jasec	67	40
Esph	202	186
Coopesca	94	63
Coopeguanacaste	362	329
Coopesantos	92	68
Coopealfaroruiz	9	9

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

En el cuadro anterior del total de abonados se puntualiza en los generadores Distribuidos que deberán pagar tarifa de acceso, es decir para los cuales se aplica una facturación monómica, ya que, los servicios que posean una facturación binómica no tendrán que pagar este cargo adicional de acceso, sino que tendrán que realizar el pago binómico que corresponda, según el pliego tarifario del sistema de distribución.

El consumo natural mensual promedio por servicio para el periodo 2022 se determina como la suma del consumo natural de todos los servicios con generación distribuida para el periodo respectivo (es decir la suma del consumo natural de todos los meses, para todos los servicios), dividido entre la cantidad de servicios reportados en todos los meses.

Para lo anterior, se utiliza la información proveniente de la resolución RIE-089-2016, anexo 3 y 4, que las empresas entregan de forma periódica mensual al ante regulador.

Cuadro 3
Consumo natural medio mensual de generadores distribuidos (en kWh), por empresa distribuidora. 2023

Empresa	Consumo natural ^{1/}	Total de servicios facturados	Consumo natural mensual promedio
ICE	21 297 110	12 583	1 692.5
CNFL	23 036 462	11 487	2 005.4
Jasec	1 060 023	446	2 376.7
Esph	2 976 949	1 813	1 642.0
Coopesca	1 735 614	700	2 479.4
CoopEGUANACASTE	7 803 436	3 094	2 522.1
Coopesantos	1 247 349	731	1 706.4
CoopEALFARORUIZ	298 982	102	2 931.2

1/ Datos estimados a partir de junio de 2023

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

- **Determinación del aporte por requerimiento de capacidad demandado por los clientes de generación distribuida estimados para el periodo tarifario “t+1”.**

Para la determinación del aporte por requerimiento de capacidad de los clientes con generación distribuida estimados para el periodo tarifario 2023, se deben tomar los datos de la muestra de generadores distribuidos de y se deberá tomar la información de la potencia máxima.

El valor de la variable $DMT_{s,t+1}$ se obtiene a partir de la suma de las demandas máximas obtenidas para los servicios seleccionados en la muestra, multiplicadas por el factor de expansión poblacional.

Cuadro 4
Suma de las demandas máximas (kW) de todos los servicios con generación distribuida, por empresa y grupo tarifario. 2023

Empresa	Grupo tarifario ^{1/}			
	Residencial	Comercios y servicios	Industrial	Preferencial de carácter social
ICE	5 295.0	6 185.0	475.6	41.6
CNFL	4 117.4	4 704.6	916.4	59.0
Jasec	73.2	435.9	24.7	5.2
Esph	790.9	700.4	74.4	102.8
Coopesca	122.4	455.8	488.9	n.a
CoopEGuanacaste	1 956.4	1 777.4	74.1	n.a
Coopesantos	118.3	381.0	28.4	3.0
CoopEAlfaroruz	49.2	n.a	58.8	n.a

^{1/} Para las empresas que no cuentan con la tarifa disponible en su pliego tarifario o bien no cuentan con servicios de generación distribuida en dicha tarifa se rellena la casilla con n.a.

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Para definir el aporte por requerimiento de capacidad demandado por los servicios con generación distribuida estimados para el periodo tarifario 2023, en colones, se requieren el precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW para cada grupo tarifario en el periodo 2023. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de potencia en kW del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos se hará una aproximación.

Las tarifas que se encuentran vigentes para el segundo semestre del año 2023 son las establecida mediante resolución RE-0060-IE-2023 del 28 de junio de 2023, publicada en el diario oficial la Gaceta N°117, Alcance N°124 del 29 de junio de 2023.

A partir de los datos anteriores se estima el siguiente aporte por requerimiento de capacidad demandado por los servicios con generación distribuida estimados para el periodo 2023

Cuadro 5
Aporte por requerimiento de capacidad demandado (ARC) por los servicios con generación distribuida, por empresa distribuidora. 2023
(datos en millones de colones)

Empresa	ARC
ICE	116.6
CNFL	97.0
Jasec	4.5
Esph	13.4
Coopesca	5.1
CoopEGUANACASTE	34.3
Coopesantos	7.3
CoopEALFARORUIZ	0.9

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

- **Determinación del aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario “t+1”.**

Para la determinación del aporte en colones por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario 2023 se deben tomar los datos de la muestra de generadores distribuidos luego estimar la potencia implícita en kW y multiplicar ese valor obtenido por el precio de la potencia en colones por kW.

En primer lugar se estima el factor de carga implícito que permite estimar una potencia equivalente con el pago binómico de la potencia implícita que se cubre al momento de aplicar una tarifa Monómica.

Considerando las tarifas que se encuentran vigentes para el segundo semestre del año 2023 son las establecida mediante resolución RE-0060-IE-2023 del 28 de junio de 2023, publicada en el diario oficial la Gaceta N°117, Alcance N°124 del 29 de junio de 2023 y aplicando la fórmula 2.9 de la metodología en cuestión, se obtienen los siguientes factores:

Cuadro 6
Factor de carga implícito, por empresa y grupo tarifario. 2023

Empresa	Grupo tarifario ^{1/}			
	Residencial	Comercios y servicios	Industrial	Preferencial de carácter social
ICE	0.3421	0.3421	0.3421	0.3421
CNFL	0.3502	0.3502	0.3502	0.3052
Jasec	0.3227	0.3227	0.3227	0.2863
Esph	0.2933	0.2900	0.2899	0.2899
Coopesca	0.3218	0.3661	0.3569	n.a
CoopEGUANACASTE	0.3542	0.3542	0.3542	n.a
Coopesantos	0.3490	0.3490	0.3490	0.3490
CoopEALFARORUIZ	0.3355	0.3355	0.3355	n.a

1/ Para las empresas que no cuentan con la tarifa disponible en su pliego tarifario se rellena la casilla con n.a.

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Por otra parte, para la determinación del total de energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida estimados por grupo tarifario durante 2023, se toma el dato de la energía comprada por los clientes de la muestra seleccionada y se multiplica por el factor de expansión poblacional. De esta forma se estima la siguiente energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida

Cuadro 7
Compra total mensual de energía de clientes con generación distribuida, por empresa y grupo tarifario. 2023
(datos en MWh)

Empresa	Grupo tarifario ^{1/}			
	Residencial	Comercios y servicios	Industrial	Preferencial de carácter social
ICE	495.4	804.7	64.0	8.7
CNFL	428.8	459.0	39.5	14.5
Jasec	3.3	54.3	1.1	0.3
Esph	47.8	58.9	28.5	8.9
Coopesca	14.3	57.7	24.5	n.a
CoopEGuanacaste	358.5	105.0	4.4	n.a
Coopesantos	6.5	56.7	0.3	0.5
CoopEAlfaroruz	4.8	n.a	2.4	n.a

*1/ Para las empresas que no cuentan con la tarifa disponible en su pliego tarifario o bien no cuentan con servicios de generación distribuida en dicha tarifa se rellena la casilla con n.a.
Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

El factor de carga implícito y la energía comprada mensualmente permiten estimar la potencia implícita de todos los servicios con generación distribuida durante el periodo 2023. A continuación se presenta la estimación respectiva

Cuadro 8
Potencia implícita mensual de clientes con generación distribuida, por empresa y grupo tarifario. 2023
(datos en kW)

Empresa	Grupo tarifario ^{1/}			
	Residencial	Comercios y servicios	Industrial	Preferencial de carácter social
ICE	2 011.4	3 267.3	259.9	35.1
CNFL	1 700.5	1 820.4	156.6	66.1
Jasec	14.4	233.8	4.7	1.7
Esph	227.5	283.8	35.5	42.8
Coopesca	61.6	219.0	95.3	
CoopEGuanacaste	1 405.5	411.7	17.4	
Coopesantos	25.7	225.6	1.3	2.0
CoopEAlfaroruz	20.1		9.9	

*1/ Para las empresas que no cuentan con la tarifa disponible en su pliego tarifario o bien no cuentan con servicios de generación distribuida en dicha tarifa se rellena la casilla con n.a.
Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

Considerando la potencia implícita y el pliego tarifario vigente (RE-0060-IE-2023 del 28 de junio de 2023, publicada en el diario oficial la Gaceta N°117, Alcance N°124 del 29 de junio de 2023) se estima el aporte en colones por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario 2023, tal como se muestra:

Cuadro 9
Aporte en colones por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita (API), por empresa distribuidora. 2023
(datos en millones de colones)

Empresa	API
ICE	54.9
CNFL	36.5
Jasec	2.2
Esph	4.7
Coopelesca	1.8
Coopeguanacaste	16.0
Coopesantos	3.7
Coopealfaroruiz	0.2

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Con los datos calculados en cuadros 1 a 7 se posibilita el cálculo de la tarifa de acceso por empresa distribuidora, aplicando la fórmula 2.1 de la metodología RE-0076-JD-2023. A partir de esto se proponen las siguientes tarifas de acceso (TA):

Cuadro 10

Tarifa de acceso por empresa distribuidora

Tarifa por kWh

Empresa	Tarifa de acceso (TA)
ICE	30.94
CNFL	26.27
Jasec	24.79
Esph	15.55
Coopesca	21.84
Coopeguanacaste	22.10
Coopesantos	31.18
Coopealfaroruiz	25.37

[...]

VI. CONCLUSIONES

1. La Junta Directiva de la Aresep, por medio de la resolución RE-0076-JD-2023 aprobó la metodología para el cálculo de la tarifa de acceso, en la cual se instruye la aplicación por primera vez de lo dispuesto en este instrumento regulatorio.
2. La Intendencia de Energía como aplicador de la metodología establecida, elaboró y socializó los formularios de información requerida con las empresas distribuidoras para la aplicación por primera vez del “Capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”.
3. Durante los meses de mayo a junio del presente año las empresas distribuidoras entregaron información de sus clientes del servicio de generación distribuida. Esta información se complementó con los datos disponibles por el regulador producto de la campaña de medición a servicios de generación distribuida realizada por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación durante el año 2021 y que contó con la participación de todas las empresas distribuidoras.
4. Se emplean las fórmulas 2.1 a 2.10 de la metodología según RE-0076-JD-2023 y se estiman la demanda máxima de los generadores distribuidos que determina el aporte esperado de dichos servicios, el aporte que realizan los

generadores distribuidos, a partir de la potencia implícita, el consumo natural promedio de los clientes con generación distribuida. Variables necesarias para determinar una tarifa de acceso en función de su consumo natural.

5. A partir de la información se define una tarifa máxima de acceso, en su aplicación por primera vez de la siguiente forma:

Empresa	Tarifa de acceso ¢ por kWh (TA)
ICE	30.94
CNFL	26.27
Jasec	24.79
Esph	15.55
Coopesca	21.84
Coopewanacaste	22.10
Coopesantos	31.18
Coopelfaroruiz	25.37

[...]

- II. Que, en lo que se refiere a la audiencia pública, del informe técnico IN-0184-IE-2023 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

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

Según el informe de oposiciones IN-0503-DGAU-2023 (folios 120 al 122) del 17 de agosto de 2023, emitido por la Dirección General de Atención al Usuario, se presentaron 7 posiciones admitidas a la propuesta tarifaria, las cuales se analizan de seguido.

1. **Coadyuvancia:** Adolfo Alpízar López, cédula de identidad N° 1-1158-0800
Observaciones: **Hace uso de la palabra en la audiencia pública. No presenta escrito.**
Notificaciones: Al correo electrónico: a.alpizar@grupodedno.com

El señor Alpízar indica: “Me parece que es una forma en que se fomenta que se puedan aprovechar esos recursos de generación que actualmente no se están aprovechando y que no solo se aproveche en el sitio donde se genera, sino que se aproveche hacia todos los costarricenses. La consulta es la siguiente, es que si cuando se hace un ajuste tarifario se le aplica, si se le

aplica a todas las plantas o solo a las que se gestionen nuevas. Porque cuando, porque puede haber algún tipo de contrato con la empresa distribuidora o si el contrato va a quedar abierto a que se va a regir en función a los ajustes tarifarios, esa es la consulta básicamente.”

Respuesta:

Se agradece al señor Adolfo, la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se le indica que la Intendencia de Energía (IE) es consciente de la necesidad que se aprovechen de forma oportuna los recursos naturales y con ello hacer un uso eficiente de la energía; así mismo, la IE está comprometida en actuar según la facultades que le competen para garantizar que las tarifas de electricidad sean competitivas, así mismo velamos por la calidad y confiabilidad de la red eléctrica nacional, el cual tiene un impacto importante en la economía del país.

En materia eléctrica se tramitan a lo interno de la IE diferentes tipos de fijaciones tarifarias, según la naturaleza de la misma, los estudios tarifarios pueden ser de carácter ordinario (aquellos que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de la Ley 7593) los cuales pueden ser de oficio (la Aresep lo apertura) o a petición de parte (los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año) también la ley nos faculta a realizar fijaciones extraordinarias (las cuales consideran variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste) se pueden realizar de oficio o a petición de parte.

A nivel de Aresep, la organización interna establece que hay una Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) que se encarga de desarrollar los instrumentos metodológicos que posteriormente Junta Directiva aprueba y la IE debe aplicarlos tal cual indiqué la metodología tarifaria como es el caso de la metodología RE-0076-JD-2023 de generación distribuida la cual en este informe estamos aplicando; contamos con metodologías tarifarias ordinarias para los servicios de generación, distribución y transmisión para las empresas públicas, municipales y cooperativas, metodologías para generación privada según se indica en la Ley 7200, como lo son las plantas hidroeléctricas nuevas y las existentes, entre otras las cuales se encuentran públicas en la página institucional <https://aresep.go.cr/electricidad/metodologias/>.

Referente a su consulta puntual, la misma se atiende en el expediente ET-047-2023 donde se desarrolla el capítulo 1: método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos.

En caso de que requiera acompañamiento y/o asesoría en cuanto a la Ley 7200 de generación privada no dude en contactarnos vía correo electrónico a la dirección ienergia@aresep.go.cr, estamos en la mayor disposición de colaborar dentro de lo que el marco técnico y legal nos permite.

2. **Oposición:** *Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L., cédula jurídica número 3-004-045260, representada por el señor Mario Patricio Solís Solís, cédula de identidad número 1-1082-184, en su condición de Gerente General, con facultades de representante Legal Judicial y Extrajudicial.*

Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio CSGG-348-08-2023*

Notificaciones: *Al correo electrónico: gerencia@coopesantos.com*

La posición de Coopesantos hace referencia a al capítulo 1: Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicables a los recursos energéticos distribuidos y capítulo 3: Método de cálculo de la tarifa para la compraventa de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, así que las respuestas a los planteamientos del oponente son atendidas en los expedientes ET-047-2023 y ET-049-2023 respectivamente.

3. **Oposición:** *Instituto Costarricense de Electricidad, cédula jurídica número 4-000-042139, representada por el señor Randall Hume Salas, cédula de identidad número 3-0276-0808, en su condición de Representante ante la Aresep.*

Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio 5407-127-2023*

Notificaciones: *Al correo electrónico: aalvaradohe@ice.go.cr , rhume@ice.go.cr*

El señor Hume aclara que no se opone a las propuestas elaboradas por Aresep, presentando una coadyuvancia parcial siendo que al analizar las propuestas se realizan una serie de observaciones con el fin de que estas sean valoradas por el ente regulador y se consideren previo a la resolución.

Respecto al capítulo 2 Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”, no se presenta objeción a lo propuesto por el ente regulador.

Por su parte, la posición del ICE hace referencia a la aplicación homologa de los capítulos 1, 2 y 3, así que las respuestas a estos planteamientos son atendidas en los expedientes ET-047-2023, ET-049-2023 y ET-050-2023 respectivamente.

4. **Coadyuvancia:** Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, cédula jurídica 3-002-697843, representada por el señor Edgar Allan de Jesus Benavides Vílchez cedula de identidad: 4-0102-1032, en su condición de presidente y representante Judicial y Extrajudicial. **Observaciones:** No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito el señor Rubén Zamora Castro, cédula de identidad 1-1054-0273, en su condición de apoderado general específico para atender ante la Aresep gestiones, exponer en audiencias, presentar escritos.

Notificaciones: Al correo electrónico: ruben@zamoracr.com, rzc@aguilarcastillolove.com.

El CEDET se refiere a los cuatro capítulos metodológicos contenidas en la resolución RE-0076-JD-2023 publicada en el Alcance 86 a la Gaceta 83 del 12 de mayo de 2023.

Respecto a su posición a lo dispuesto en atención del “Capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido” el CEDET expresa la necesidad de esta metodología, por cuanto la tarifa de acceso está enfocada en costos fijos del respaldo de la red de distribución, para esto valora la definición del consumo natural poder contemplar dentro de la tarifa de acceso todas las necesidades de costos fijos de la red de distribución.

Respuesta:

La Autoridad Reguladora agradece la participación en el proceso de audiencia pública al CEDET, además se le indica que la Intendencia de Energía (IE) es consciente de la necesidad que se aprovechen de forma oportuna los recursos naturales y con ello hacer un uso eficiente de la energía; así mismo, la IE está comprometida en actuar según la facultades que le competen para garantizar que las tarifas de electricidad sean competitivas, así mismo velamos por la calidad y confiabilidad de la red eléctrica nacional, el cual tiene un impacto importante en la economía del país.

5. **Oposición:** *Compañía Nacional de Fuerza y Luz, Sociedad Anónima, cédula jurídica número 3-101-000046, representada por el señor José Mario Jara Castro, cédula de identidad número 1-0994-0273, en su condición de Gerente General, con facultades de representante Judicial y Extrajudicial.*
Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio 2001-1041-2023.*
Notificaciones: *Al correo electrónico: gerenciageneral@cnfl.go.cr*

La CNFL argumenta:

1. ET-0047-2023/IN-0124-IE-2023/CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS.

Se solicita a la ARESEP, incluir en la aplicación tarifaria de tarifas de interconexión, la siguiente aclaración:

Para sistemas de más de 1 MW de capacidad, la empresa distribuidora debe desarrollar un estudio de interconexión particular, cuyo costo debe ser cubierto por el interesado. El costo, plazo y procedimiento para la aplicación del estudio de interconexión por parte de la empresa distribuidora será establecido por la ARESEP.

2. ET-0047-2023/IN-0124-IE-2023/CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS.

Se solicita que se realice una homologación más definida de los componentes en los costos a considerar para cada una de las etapas de interconexión, con el fin de que los costos incorporados en la tarifa no sean tan distantes entre sí para cada empresa distribuidora y se logre una mejor homogeneidad de los elementos a utilizar para su cálculo.

3. ET-0048-2023/IN-0126-IE-2023/CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO.

La CNFL indica que actualmente la CNFL tiene alrededor de 1300 clientes en modalidad medición neta sencilla con contratos que tienen vigencias de hasta 10 años y de acuerdo con la Ley 10086 transitorio V estos contratos quedan vigentes, hasta que la empresa logre un acuerdo con el cliente o el cliente por voluntad propia desee firmar un nuevo contrato.

CNFL solicita Indicar la (s) tarifa (s) a aplicar a los clientes que mantienen el contrato vigente de neteo sencillo, adicionalmente que quede especificado dentro del alcance de la tarifa o en un transitorio.

4. ET-0049-2023/IN-0127-IE-2023/CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA COMPRAVENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.

Se solicita que se incluya en la aplicación de la tarifa de compra de excedentes, la siguiente excepción para la CNFL:

Para los clientes con tarifa residencial horaria de la CNFL, la energía generada y depositada al sistema de distribución los días sábado y domingo, en el periodo de 10:00 am a 12:30 pm y de 5:30 pm a 8:00 pm, susceptible de ser comprada mediante la tarifa de excedentes, será registrada y reconocido como energía de bloque valle.

5. ET-0050-2023/IN-0125-IE-2023/CAPÍTULO 4: PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN.

Aclarar la forma en que se garantizará este cargo de los recursos energéticos distribuidos.

6. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023. ASPECTOS GENERALES: CATÁLOGO DE CUENTAS DE CONTABILIDAD REGULATORIA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA: INCORPORACIÓN EN LOS FORMULARIOS INDICADOS EN LA RE-0032-IE-2019 LA INFORMACIÓN DE LAS CUENTAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Adaptar los formularios de contabilidad regulatoria presentados en los estudios tarifarios con la información necesaria de Generación Distribuida con el fin de poder cumplir con la incorporación de estos datos en la próxima petición tarifaria que realice la CNFL, S.A.

**7. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023.
ASPECTOS GENERALES: CATÁLOGO DE CUENTAS DE
CONTABILIDAD REGULATORIA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.**

Enviar por parte de la ARESEP un nuevo catálogo de cuentas regulatorias donde se incorpore todo lo relacionado con Generación Distribuida, ya que sería el insumo esencial para poder incluir en las peticiones tarifarias que realice la CNFL.

**8. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023.
ASPECTOS GENERALES: APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ**

Se solicita que la implementación por primera vez de estas tarifas se realice cuatro meses después de su publicación, con el fin de contar con el tiempo necesario para realizar las modificaciones al sistema comercial y sus respectivas pruebas, con el propósito de confirmar la correcta aplicación de las lógicas que se crearán y lograr la correcta funcionabilidad de las tarifas propuestas por la ARESEP.

Petitoria:

Se solicita se tomen en cuenta las peticiones realizadas en todo lo expuesto; en caso de que no sean consideradas las peticiones o modificaciones presentadas, se solicita fundamentar y establecer de forma clara las razones por las que dichas peticiones no son consideradas.

Respuesta:

Se agradece la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se da respuesta a los puntos indicados por CNFL:

- 1. Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.*
- 2. Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.*
- 3. Respecto a lo argumentado por CNFL en su posición presentada es importante aclarar que no se identifica ningún argumento que explícitamente este contrario a la aplicación técnica de la metodología en cuestión propuesta por la Intendencia de Energía, lo que se presenta por parte de CNFL, para el capítulo #2 en particular, es una serie de consultas respecto a la forma de operar para clientes con contratos con el modelo anterior vigente (que firmaron por un modelo neteo sencillo con una tarifa específica) y que quedaría derogada la metodología de cálculo con su contrato "Medición neta sencilla". Puntualmente se consulta:*

- a. *¿La aplicación de la tarifa de acceso a los clientes con contrato vigente bajo el neteo sencillo (decreto 39220) debe ser de la misma manera que para los nuevos contratos que se firmen bajo la ley 10086, es decir, sobre el consumo natural y solo a los clientes monómicos, implicando esto que a los clientes binómicos se les debe cobrar la demanda de potencia, según el bloque de consumo al que corresponda su consumo natural? En caso de que no sea de esta manera, favor aclarar cómo se debe cobrar la tarifa de acceso a esos clientes.*
- b. *¿Aplica la tarifa TDER a los clientes con contratos vigentes bajo el neteo sencillo (decreto 39220)?*
- c. *¿Aplica la tarifa de compra de excedentes a los clientes con contratos vigentes bajo el neteo sencillo (decreto 39220)?*

En relación con la consulta del tema contractual, se aclara que los contratos que fueron firmados antes de la entrada en vigencia de la Ley 10.086 les aplicaba otro instrumento jurídico y reglamentario, por lo que no pueden cobrarse según lo dispuesto en el presente instrumento tarifario en aplicación, razón por la cual cualquier cambio a lo estipulado en la metodología vigente debe ser canalizado por medio del CDR, que es la instancia competente para tales efectos.

Al respecto, se reitera lo expresado por CDR en el informe IN-0009-CDR-2023, la tarifa de acceso actual será modificada por este nuevo método, razón por lo cual no habrá dos tarifas de acceso (se deroga la anterior).

Respecto a las dudas sobre la forma de cobro, se aclara que la energía que se debe facturar es la energía retirada (medida en el medidor bidireccional), no se les debe cobrar por la energía que el generador distribuido haya generado y consumido.

Ante esto la metodología cita en el apartado C. Disposiciones Generales del capítulo 2:

*“Por su parte la energía a facturar o comprada será la energía vendida por la empresa distribuidora, es decir será la energía que la empresa vende valorada según las tarifas del sistema de distribución establecidas en los pliegos tarifarios vigentes al momento de la facturación de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor
(...)”*

Para los servicios con recursos distribuidos que se establezcan con tarifa binómica, la demanda máxima se multiplicará por el precio de la potencia del bloque tarifario binómico, y la energía a facturar se multiplicará por el precio de la energía del bloque tarifario binómico, según se establezca en el pliego tarifario respectivo” (el subrayado es propio).

Por lo tanto, el generador distribuido deberá pagar por la energía retirada respecto al bloque en que corresponda, ya que solo se debe cobrar por la energía que la empresa distribuidora haya vendido (energía retirada medida en el medidor bidireccional), de la misma forma que se debe cobrar por la demanda máxima del bloque tarifario binómico que corresponda, por lo que el prosumidor en bloque binómico solo debe cancelar por la energía que está comprando a la empresa distribuidora.

- 4. Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-049-2023.*
- 5. Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-050-2023.*
- 6. Esta Intendencia está trabajando en adecuar la contabilidad regulatoria (RIE-068-2016) para que permita una apropiada asignación de los costos relacionados a recursos energéticos distribuidos, lo que implica el levantamiento de los planes de cuentas para estandarizar, simplificar y transparentar los costos relacionados a recursos energéticos distribuidos de tal manera que los costos actuales y los que las empresas requieran incurrir conforme aumente la participación en generación distribuida se trasladen según se dispone en la Ley 10086 y la RE-0076-JD-2023 para las aplicaciones futuras de la tarifa de interconexión y T-DER.*

Una vez se cuente con los planes de cuenta de contabilidad regulatoria para generación distribuida se analizará y se indicará a las empresas distribuidoras la forma de presentar esos costos a la luz de la RE-032-2019.

- 7. Como se indicó en el punto anterior, la IE está trabajando en la formulación del plan de cuentas de generación distribuida y la incorporación a la contabilidad regulatoria, el cual se comunicará oportunamente a las distribuidoras.*
- 8. La metodología RE-0076-JD-2023, en el capítulo 1, apartado 3.2 aplicación por primera vez establece los plazos para la IE de inicio de oficio el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N°.*

7593 y realizar la solicitud de convocatoria a audiencia pública a la Dirección General de Atención al Usuario a más tardar sesenta días naturales a partir de la fecha de publicación y entrada en vigor de esta metodología tarifaria. Como se indicó en puntos anteriores, IE debe apegarse al ordenamiento jurídico y en este contexto a la metodología vigente (RE-0076-JD-2023).

En este sentido, está Intendencia es un ente aplicador de los instrumentos regulatorios desarrollados por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y aprobados por la Junta Directiva, razón por la cual no puede apartarse de lo establecido en las metodologías tarifarias, la IE debe limitarse a lo dispuesto en la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023 en los términos aprobados por la Junta Directiva

De lo anterior se deduce la imposibilidad que tiene la Intendencia de Energía de modificar los plazos para la aplicación por primera vez, cualquier cambio a lo estipulado en la metodología vigente debe ser canalizado por medio del CDR, que es la instancia competente para tales efectos.

6. **Oposición:** Asociación Cámara Costarricense De Empresarios Generación Distribuida, cédula jurídica número 3-002-793035, representada por el señor Jan Christopher Borchgrevink Danielson cedula de residencia: 157800002725, en su condición de presidente con facultades de representante Judicial y Extrajudicial.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio CGD-PE-0019-2023 (visible a folio 409)

Notificaciones: Al correo electrónico: direccionejecutiva@camaracgd.com

EL Señor Danielson, presenta la siguiente posición:

I REQUERIMIENTO INDISPENSABLE Y URGENTE DE ACLARACIÓN CONCEPTUAL EN ESTA FIJACIÓN DE TARIFAS EXPEDIENTES ET-047-2023, ET-048-2023, ET-049-2023 Y ET-050-2023.

El oponente hace referencia a una serie de situaciones que han venido aconteciendo por parte de las empresas de distribución eléctrica entre las cuales cita:

- CNFL publicó el reglamento temporal para la atención de recursos energéticos distribuidos para autoconsumo.
- El ICE publicó las Disposiciones temporales para la atención de los recursos energéticos distribuidos para autoconsumo en el ICE.

En el caso del ICE el documento “Contrato de servicio de interconexión modalidad autoconsumo por medio de recursos distribuidos” estableció desde el 13 de julio anterior lo siguiente:

VIGÉSIMA SEXTA: CONTABILIZACION Y COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES PARA MODALIDAD CON ENTREGA DE EXCEDENTES

Para el caso de la modalidad con entrega de excedentes, la **DISTRIBUIDORA** establecerá una contabilidad de energía recibida en la red para su eventual liquidación una vez que la **ARESEP** defina el techo de la banda tarifaria de compra de excedentes.

Se establecerá las siguientes condiciones para la liquidación de excedentes se considerará lo siguiente:

Durante los meses de baja excedencia del Sistema Eléctrico Nacional, la **DISTRIBUIDORA** comprará energía a 27 ¢/kWh, por el contrario, para los meses de alta excedencia la **DISTRIBUIDORA** se comprará energía a 2.7 ¢/kWh

Los meses de baja excedencia son febrero, marzo, abril y mayo, por el contrario, los meses de alta excedencia serán los meses restantes.

Los excedentes **serán contabilizados** a partir del próximo mes facturación una vez sea interconectado el **GDA**, la **DISTRIBUIDORA** no compensará dichos excedentes hasta que la **ARESEP** defina la tarifa de compra/venta de excedentes y pueda ser adoptada por la empresa **DISTRIBUIDORA**.

Se alega que las tarifas que están por definirse por parte de esta Autoridad reguladora están estipuladas como tarifas máximas, lo cierto del caso es que, al definirse por el ICE una tarifa no autorizada vía contrato de interconexión, el PDER tendría que aceptar dicha tarifa por el plazo de vigencia del contrato sin una indicación de la variación propia de las tarifas por cada vez que esa Intendencia realice la fijación así como una aceptación a una tarifa significativamente menor a las propuestas por la Aresep. Totalmente contrario a la Ley 10.086 y la regulación general en materia de tarifas.

Lo que para el oponente denota claramente la intención de la empresa distribuidora de no aplicar aquello que determine la Aresep si no aplicar sus propias reglas para la compensación económica de los excedentes.

Por su parte, la CNFL estableció respecto de la interconexión, requisitos asociados a la modalidad sin entrega de excedentes considerando la metodología tarifaria de cargos por interconexión, al respecto, su reglamento temporal indicó que:

culo 18. Etapas para la interconexión de generación distribuida sin entrega de excedentes a :d

la interconexión de sistemas de generación distribuida para autoconsumo sin entrega de excedentes se rá cumplir las siguientes etapas:

1. Solicitud de disponibilidad de potencia en circuito
2. Solicitud de inspección
3. Solicitud de reinspección (en caso de que la inspección resulte en un rechazo)
4. Presentación de la declaración jurada.
5. Solicitud de instalación del medidor de generación e interconexión

culo 19. Previo a la solicitud de disponibilidad de potencia en circuito

s de presentar una solicitud de disponibilidad de potencia la persona interesada debe verificar que el iito al que se interconectará el DER no haya alcanzado su capacidad de penetración, publicada en el al Web de la CNFL. Además, el servicio no debe contar con medición totalizada.

Similar situación ocurrió en un caso de la empresa Coopelesca donde la cooperativa indicó:



El Usuario debe pagar por dicho trámite las tarifas de Interconexión cuya Metodología aprobó la ARESEP recientemente mediante la Resolución RE-0076-JD-2023 del 4 de mayo de 2023 la cual aplica tanto a generadores distribuidos con o sin entrega de excedentes, puesto que va dirigida a cualquier recurso energético distribuido sin ninguna diferencia si entrega o no entrega excedentes, como consta en el Alcance de la Metodología:

1.2. Alcance

- a) El método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión es definido para los siguientes DER: (a) **los sistemas de generación distribuida para autoconsumo** (b) los sistemas de almacenamiento de energía; (c) cualquier otro DER o interesado que requiera interconectarse a la red de distribución, de acuerdo con lo definido por Ley N°10086.

En consecuencia, TODO sistema de generación distribuida para autoconsumo se debe realizar el trámite de interconexión, el cual, contempla las siguientes etapas:

Definir las etapas asociadas a los cobros de interconexión que realizará la empresa distribuidora de energía eléctrica a los DER, a saber: Etapa 1: Solicitud de la interconexión, Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial, Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha, Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa,)

Las etapas antes mencionadas son las que no se realizaron en la instalación de paneles solares de Llantas del Pacífico y **dicha omisión debe subsanarse en este momento mediante los documentos, estudios e inspecciones correspondientes.**

Donde es claro que la empresa de distribución de energía eléctrica, además operadora y propietaria de la red toma la metodología tarifaria contenida en la resolución RE-0076-JD-2023 para utilizarla a su favor, particularmente la correspondiente a cargos de interconexión, estableciendo para sí requisitos previos diferentes de la declaración jurada que establece la Ley y el Reglamento.

Seguidamente, mencionan lo establecido en el artículo 8 de la Ley 10086 por medio del cual se definen las obligaciones de los generadores distribuidos y personas físicas o jurídicas que posean y operen DER así como del Reglamento a la Ley 10.086, Decreto Ejecutivo 43.879-Minae, el cual estableció en su artículo 9 las responsabilidades y obligaciones del PDER con un sistema de GDA en operación sin isla, en paralelo con o sin entrega de excedentes.

A lo cual concluyen que la Ley No. 10.086 y tampoco el Reglamento a dicha Ley determinan requisitos previos para la puesta en operación de proyectos de GDA bajo la modalidad sin entrega de excedentes, por el contrario, ambos instrumentos normativos establecen como mecanismo de control para la interconexión tanto 1) la declaración jurada emitida por un profesional en ingeniería, 2) como el cumplimiento de la normativa vigente y adicionalmente se dispone que las empresas distribuidoras podrán realizar las verificaciones que estimen convenientes.

Así mismo destacan que la declaración jurada descrita en la Ley no es un documento vacío de contenido legal y normativo, tampoco de contenido técnico, muy por el contrario, la misma ley estableció los requisitos que podrán ser validados por las empresas propietarias y operadoras de la red de distribución para dichas declaraciones juradas, entre ellas:

- 1) Que el profesional que la suscribe la certificación se encuentre inscrito en el CFIA e inclusive podría verificarse su condición de activo.*
- 2) El cumplimiento de las exigencias técnicas aplicables conforme a la normativa vigente.*
- 3) El cumplimiento de los requisitos de calidad, confiabilidad y seguridad de los equipos y sus componentes.*

Afirman que la autorización que describe el Reglamento es para la modalidad con entrega de excedentes, no así para la modalidad sin entrega de excedentes, sin embargo, como se mostró anteriormente, las empresas de distribución eléctrica han utilizado la resolución RE-0076-JD-2023 para confundir y generar requisitos que ni la Ley ni el Reglamento han establecido, de aquí que esa Cámara empresarial en defensa de los intereses de los usuarios, requiere con urgencia la intervención de la Aresep.

De lo anterior se denota con total claridad que las empresas de distribución de energía eléctrica han aplicado a su discreción y de manera aislada aspectos de la metodología tarifaria contenida en resolución RE-0076-JD-2023 obteniendo provecho de la ausencia de otros instrumentos como normas técnicas e inclusive la misma definición final del “Procedimiento de capacidad de penetración de recursos energéticos distribuidos (DER) por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN (Ley 10.086)” derivando del único instrumento regulatorio vigente un sin número de requisitos de interconexión y condiciones obligatorias para los usuarios.

Petitoria:

Con base en lo anterior, se solicita de manera urgente e inmediata que, en esta fijación tarifaria se aclare y reitere con mayor precisión y suficiente amplitud las potestades de Aresep, su rol en la promoción y regulación de los recursos energéticos distribuidos, la limitación de las empresas eléctricas a definir tarifas o requisitos previos sin fundamento legal, el alcance y propósito de la resolución RE-0076-JD-2023 entendiéndose que ese instrumento regulatorio es el procedimiento definido para establecer las tarifas aplicables a los DERs y este no sustituye ni reemplaza las normas existentes, la Ley 10.086, su Reglamento, las Normas Técnicas vigentes, tampoco debe derivarse de éste requisitos para la interconexión, aceptación o de determinación de condiciones previas para que un PDER cuente con un recurso energético distribuido. Tales acciones son propias de las potestades de la Aresep y las empresas de distribución de energía eléctrica no podrán atribuirse funciones no definidas por Ley 10.086, su reglamento o norma y procedimiento de la Aresep.

II CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-047-2023.

El oponente indica los objetivos del capítulo 1 establecidos en la RE-0076-JD-2023, ante lo cual destacan que la propuesta tarifaria para el cargo de interconexión, que si bien el inciso d) define las 4 etapas a la interconexión, el inciso a) sub inciso a) indica con total claridad que estas este capítulo es aplicable a los (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo, de acuerdo con lo definido por Ley N° 10086.

Seguidamente mencionan el artículo 8 de la Ley 10086, por medio del cual concluyen que las tarifas deben estar dadas en función a la modalidad de operación y la ley definió que, la modalidad sin entrega de excedentes requiere una declaración jurada y por tanto, las 4 etapas definidas por esta metodología y los costos asociados a esta podrán ser aplicables según su modalidad de operación (Art. 8 inciso b de la Ley 10.086). No consta en la Ley 10.086, su Reglamento, o resolución RE-0076-JD-2023, que el cobro de la tarifa de cargo por interconexión deba realizarse en todas sus etapas para todas las modalidades, al contrario, si existe 4 etapas con cargos separados es indicador suficiente para determinar que podrá aplicarse el cobro de una o varias etapas y que esto dependerá de la modalidad de operación.

Para este caso, el Reglamento a la Ley 10.086, Decreto Ejecutivo 43.879-Minae, estableció en su artículo 9 que son responsabilidades y obligaciones del PDER con un sistema de GDA en operación sin isla, en paralelo con o sin entrega de excedentes a la red que: “Previo a instalar un sistema de generación distribuida para autoconsumo en operación paralela con entrega de excedentes deberá obtener la autorización por parte de la empresa eléctrica para su instalación, siempre que se satisfaga la normativa aplicable”

Donde para ellos es más que claro que los requisitos previos de autorización asociados a – al menos- la etapa 1 y 2 de la T-Interconexión son aplicables únicamente a los casos en modalidad con entrega de excedentes.

Petitoria:

Indicar en la presente fijación tarifaria que, para las instalaciones en modalidad sin entrega de excedentes, se aplicará la tarifa por cargo de interconexión únicamente en lo que resulte aplicable a esta modalidad de conformidad con la Ley 10.086, artículo 8 incisos b) y e) y Decreto Ejecutivo 43.879-Minae artículo 9; aclarar que la tarifa podrá aplicarse en una o varias de sus etapas según la modalidad de operación, no deberá entenderse que las 4 etapas son aplicables en su totalidad a cualquier modalidad de operación puesto que esto resulta contrario a la Ley 10.086 y su Reglamento.

III CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-048-2023

Petitoria:

El resultado del modelo tarifario aplicado a la tarifa de acceso con base en el consumo natural contraviene el objetivo de la misma metodología en cuanto a que no **b) Enviar señales de precios adecuadas y oportunas, que propicien la adecuada integración de la generación distribuida al Sistema Eléctrico Nacional, de modo que las tarifas finales reflejen las condiciones económicas y técnicas que se requieren.**

IV CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA LA COMPRA- VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-049-2023

Petitoria:

Se solicita que la Intendencia de Energía aclare a todas las empresas de distribución de energía eléctrica, particularmente el Grupo ICE, no determinen vía contrato de interconexión la tarifa de compra venta de excedentes como un valor fijo y que esta determinación de la tarifa debe responder a los objetivos de la metodología tarifaria, particularmente la de Propiciar una valoración adecuada de la energía excedente que permita a las empresas realizar la optimización de compra-venta de energía de acuerdo con las alternativas existentes en el mercado eléctrico nacional para satisfacer su demanda. Adicionalmente, se solicita a la Intendencia de Energía aclarar qué se entiende por negociación de compra-venta de excedentes de energía de conformidad con la conclusión No. 4 del informe IN-127-IE-2023 y cuáles son los derechos aplicables a un PDER para negociar excedentes de energía eléctrica.

V CAPÍTULO 4: MÉTODO DE CÁLCULO PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-050- 2023.

Petitoria:

Solicitar a la Intendencia de Energía una revisión a todas las empresas de distribución de energía eléctrica respecto de una adecuada separación contable entre los costos que se reconocen en las tarifas para el suministro de energía eléctrica en todas sus etapas y las tarifas por los costos, rentabilidad, inversiones y canon que incurren las empresas por la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN de conformidad con esta fijación tarifaria.

Respuesta:

Se agradece la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se da respuesta a los puntos indicados por la Cámara Costarricense de Generación Distribuida:

- I Esta Intendencia es respetuosa del ordenamiento jurídico y competencias que le atañen, siendo que el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) en el artículo 22 determina las responsabilidades que competen a la Dirección General de Atención al Usuario, siendo que en el inciso 11 del citado artículo se indica:

[...] 11. Llevar a cabo la gestión de los procedimientos de resolución de quejas, denuncias, controversias y conflictos de competencia por razón de territorio, así como aquellos procedimientos en los cuales, se conozca sobre presuntas infracciones a los artículos 38, 41 y 44 de la Ley 7593, sean estos promovidos por un tercero o por la propia Autoridad Reguladora, controlando la ejecución de cada una de sus etapas: admisión, investigación preliminar, conciliación (cuando aplique), instrucción del procedimiento, análisis de fondo, recomendaciones y propuesta de resolución dirigidas al órgano decisor (Regulador General o Junta Directiva, según corresponda).
[...]

Así mismo, el artículo 9 inciso 17 del RIOF establece entre las funciones del Regulador General, entre las que se indican:

[...]

17. Ordenar la apertura de quejas, denuncias y controversias; También deberá dictar los actos preparatorios y medidas cautelares que fueren aplicables y dictar la resolución final. Además deberá conocer de los recursos de su competencia. Se exceptuarán los procedimientos administrativos que corresponden a la Junta Directiva de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6 de este reglamento. [...]

La Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos tal y como lo define la Ley 7593, razón por cual, considerando la naturaleza e

implicaciones de los hechos expuestos por la Asociación Cámara Costarricense De Empresarios Generación Distribuida, esta Intendencia trasladó mediante el oficio OF-0862-IE-2023 del 05 de septiembre de 2023, la oposición presentada por esta Cámara mediante el oficio CGD-PE-0019-2023, exclusivamente el punto 1 para que la DGAU valore lo que corresponde de conformidad con el procedimiento de resolución de denuncias y controversias.

II Esta Intendencia analiza la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.

III Respecto a lo argumentado para el capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido” el oponente indica que:

“el modelo tarifario tiene su base de cobro el consumo natural, definido por Aresep como “toda la energía consumida por el generador distribuido independientemente del origen de esta, corresponde a la necesidad energética en ausencia de cualquier generador en sitio o medio de almacenamiento de energía. Es la suma de la energía generada (indicada en el medidor de generación), más la energía retirada de la red (indicada en el medidor bidireccional), menos la energía inyectada a la red (indicada en el medidor bidireccional).”

Además menciona que:

“Bajo esta lógica el consumo natural es una variable que no cumple el objeto de la metodología y tampoco de la Ley 10.086 en promover la integración de recursos energéticos distribuidos. Al respecto, tomando un caso ficticio de aplicación de esta tarifa tenemos que, respecto a la T-DER, la nueva tarifa de acceso resulta significativamente más onerosa que la T-DER, siendo que los clientes monómicos son principalmente aquellos de consumo residencial y comercios pequeños.”

Al respecto, corresponde aclarar que el oponente en su posición presentada bajo el expediente ET-048-2023, no se identifica ningún argumento que, de manera explícita, sea contrario a la aplicación técnica realizada por la Intendencia de acuerdo con lo establecido en la metodología aprobada. En este sentido, lo que el oponente presenta es una oposición crítica hacia la metodología aprobada por medio de la resolución RE-0076-JD-2023, en específico para el método de cálculo de la tarifa de acceso con base en el consumo natural.

Por lo tanto, los argumentos planteados por el oponente no corresponden al momento procesal oportuno, considerando que la Audiencia Pública fue programada para conocer la aplicación por primera vez de la metodología RE-0076-JD-2023, de manera que la Intendencia no es competente para analizar los cambios sugeridos. En efecto, el estudio que se tramita bajo el ET-048-2023 se encarga de la aplicación por primera vez de la Metodología publicada en el Alcance 86 a la Gaceta 83 del 12 de mayo de 2023, en dicho proceso los aspectos que fundamentan y justifican la metodología son el punto de partida, por cuanto la Intendencia de Energía es el responsable de la aplicación de metodologías y no de su diseño.

Así las cosas, las propuestas de modificación y mejora a lo estipulado en la metodología vigente, son asuntos que deben ser canalizados al CDR para su valoración, considerando que es la instancia competente para formular, revisar y actualizar los instrumentos regulatorios.

IV Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-049-2023.

V Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-050-2023.

7. Oposición: *Cooperativa de Electrificación Rural De San Carlos R.L., cédula jurídica número 3-004-045117, representada por el señor Omar Miranda Murillo, cédula de identidad número 5-0165-0019, en su condición de Gerente General, con facultades de representante Legal Judicial y Extrajudicial.*

Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio GG-3942023*

Notificaciones: *Al correo electrónico: omiranda@coopelesca.co.cr asistentesgerenciageneral@coopelesca.co.cr*

Coopelesca en su posición presentada en el punto uno de argumentos técnicos menciona lo siguiente:

Esta propuesta metodológica busca que los costos fijos de la red de distribución tengan disponibilidad de respaldo y que estos paguen en virtud de su consumo natural. Recordemos que el consumo natural se calcula como la energía generada, menos la energía inyectada, más la energía total retirada.

Es importante mencionar que esta tarifa de acceso aplica solo para que aquellos generadores que sean considerados y que tengan una tarifa monómica. Los que posean una tarifa binómica NO están considerados para la propuesta de acceso, pero si deberán realizar el pago binómico que corresponda.

A raíz de los anterior nos surge una duda en cuanto a los servicios binómicos, ya que la potencia se facturará al bloque que corresponda, según el consumo natural.

Se entiende el consumo natural como el consumo total del usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía.

¿Pagarán en un bloque entonces por energía que no han consumido, en otras palabras, pagarán por lo retirado más la generada? Y pagarán de acuerdo al (sic) bloque de acuerdo consumo natural.

¿Podría ser que les toque cancelar en un bloque diferente al retirado? (el subrayado es del original)

Respuesta:

Ante lo argumentado por Coopelesca en su posición presentada y en el punto uno de argumentos técnicos, más que una oposición o coadyuvancia al estudio tarifario presentado bajo el expediente ET-048-2023, lo que realiza es una serie de consultas respecto a la forma de cobro de la tarifa de los servicios binómicos, los cuales son servicios que quedan excluidos de la tarifa de acceso, esto en línea con lo indicado en la resolución RE-0076-JD-2023 sobre la Metodología tarifaria derivada de la Ley N° 100086, en el capítulo 2) sobre el cálculo de la tarifa de acceso, donde se indica en el apartado 1.2. Alcance inciso d) “La tarifa de acceso se aplicará como un cargo adicional a los servicios con generación distribuida, para los cuales se aplica una facturación monómica, de este modo, los servicios que posean una facturación binómica no tendrán que pagar este cargo adicional de acceso, sino que tendrán que realizar el pago binómico que corresponda, según el pliego tarifario del sistema de distribución.” (el subrayado es propio).

Por lo tanto, las consultas planteadas por Coopelesca no son atinentes al momento procesal de la Audiencia Pública respecto al estudio tarifario en cuestión, ya que como se evidencia, son consultas respecto a un cobro de servicios que están excluidos de la tarifa de acceso y no está vinculado con la aplicación por primera vez de este ajuste tarifario en donde la tarifa de acceso es exclusiva para los servicios con bloque monómico.

Sin embargo, en aras de aclararle a Coopelesca las consultas planteadas que no son sobre este Estudio Tarifario bajo el expediente citado, sino que son consultas sobre la metodología RE-0076-JD-2023 aprobado por Junta Directiva de Aresep y publicada en el Diario Oficial La Gaceta el viernes 12 de mayo del 2023, se le indica que sobre el cobro de los servicios en bloque binómico:

¿Pagarán en un bloque entonces por energía que no han consumido, en otras palabras, pagarán por lo retirado más la generada? Y pagarán de acuerdo al bloque de acuerdo consumo natural.

¿Podría ser que les toque cancelar en un bloque diferente al retirado?

Sobre esto, se aclara que la energía que se debe facturar es la energía retirada (medida en el medidor bidireccional), no se les debe cobrar por la energía que el generador distribuido haya generado y consumido.

Ante esto la metodología cita en el apartado C. Disposiciones Generales del capítulo 2:

“Por su parte la energía a facturar o comprada será la energía vendida por la empresa distribuidora, es decir será la energía que la empresa vende valorada según las tarifas del sistema de distribución establecidas en los pliegos tarifarios vigentes al momento de la facturación de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor

(...)

Para los servicios con recursos distribuidos que se establezcan con tarifa binómica, la demanda máxima se multiplicará por el precio de la potencia del bloque tarifario binómico, y la energía a facturar se multiplicará por el precio de la energía del bloque tarifario binómico, según se establezca en el pliego tarifario respectivo” (el subrayado es propio).

Por lo tanto, el generador distribuido deberá pagar por la energía retirada respecto al bloque en que corresponda, ya que solo se debe cobrar por la energía que la empresa distribuidora haya vendido (energía retirada medida en el medidor bidireccional), de la misma forma que se debe cobrar por la demanda máxima del bloque tarifario binómico que corresponda, por lo que el prosumidor en bloque binómico solo debe cancelar por la energía que está comprando a la empresa distribuidora.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos procedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar la tarifa máxima de acceso, en su aplicación por primera vez, tal y como se dispone:

**POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar la tarifa máxima de acceso, en su aplicación por primera vez, y a partir del primero de octubre de 2023, de la siguiente forma:

Empresa	Tarifa de acceso ¢ por kWh (TA)
ICE	30.94
CNFL	26.27
Jasec	24.79
Esph	15.55
Coopesca	21.84
Coopguanacaste	22.10
Coopesantos	31.18
Coopelfaroruiz	25.37

Tarifa T-A: Acceso.

A. Aplicación:

Tarifa máxima aplicable sobre el consumo natural del abonado productor de energía eléctrica con tarifa monómica y que posea generación distribuida para autoconsumo. Entendiendo el consumo natural como el consumo total del usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto, será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional).

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" o la que le sustituye o complementa.

C. Disposiciones Generales

Facturación de energía y potencia a abonados productores de energía eléctrica.

Para los abonados productores de energía eléctrica con generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el consumo natural en el periodo de medición o bloque horario, entendiendo el consumo natural como el consumo total de un usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional) (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá del consumo natural o del periodo horario según corresponda.

La potencia por facturar será determinada según las condiciones establecidas en el pliego tarifario para el servicio correspondiente.

Por su parte la energía a facturar o comprada será la energía vendida por la empresa distribuidora, es decir será la energía que la empresa vende valorada según las tarifas del sistema de distribución establecidas en los pliegos tarifarios vigentes al momento de la facturación de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor (por ejemplo: residencial, comercios y servicios, industrial, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para los servicios con recursos distribuidos que se establezcan con tarifa binómica, la demanda máxima se multiplicará por el precio de la potencia del bloque tarifario binómico, y la energía a facturar se multiplicará por el precio de la energía del bloque tarifario binómico, según se establezca en el pliego tarifario respectivo, de igual manera debido a que los clientes con recursos distribuidos poseen un cambio significativo de las condiciones técnicas del perfil de consumo, se podrán modificar los límites mínimos de energía y potencia establecidos en el pliego tarifario por mutuo acuerdo entre el usuario y la empresa distribuidora y con la respectiva justificación técnica y la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía de 30 o 40 kWh (o el cobro fijo que se establezca), que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según el grupo asignado y el precio establecido para dicho grupo.

La tarifa de acceso (T-A), será aplicable únicamente a clientes con tarifa monómica, y se cobrará en función del consumo natural de energía (kWh) del generador distribuido, multiplicando por tanto la tarifa de acceso (T-A) por el consumo natural.

Los servicios con generación distribuida que estén en una tarifa monómica y deseen pasarse de modo voluntario a una tarifa binómica pese a que su consumo natural sea menor al límite establecido para tales efectos, podrán solicitar a la empresa distribuidora el cambio respectivo, de mutuo acuerdo y con la respectiva aprobación por parte de la Autoridad Reguladora, se podrá realizar la modificación solicitada, a fin de que dichos servicios puedan pagar en función de su energía y potencia correspondiente.

La respectiva aprobación por parte de la Aresep, se deberá realizar por medio de la misma resolución que fija la tarifa de acceso, de este modo se faculta a la Intendencia de Energía, o la dependencia encargada de fijar las tarifas, para que modifique el pliego tarifario, a fin de que establezca con claridad los nuevos límites de energía, potencia y traslado entre bloques que se utilizarán en la facturación binómica de los clientes con generación distribuida que de modo voluntario y por mutuo acuerdo desean la flexibilización de dichas condiciones.

En función de lo anterior, la empresa distribuidora deberá incluir en el estudio tarifario, la propuesta de modificación de límites para las tarifas correspondientes, con la respectiva justificación y detalles técnicos, además deberá aportar el consentimiento firmado por los clientes que posean servicios con generación distribuida y que desean el cambio voluntario, donde se evidencie su anuencia y que están de acuerdo con las nuevas condiciones.

Estas nuevas condiciones aplicarán para los clientes que remitieron su consentimiento en el estudio tarifario, sin embargo, en el caso de los clientes con servicios distribuidos que firmen nuevos contratos (posteriores al estudio tarifario), podrán acogerse voluntariamente a los límites flexibilizados que se aprobaron en la fijación tarifaria vigente al momento de suscribir el nuevo contrato, para lo cual sólo deberán firmar el consentimiento correspondiente, y posteriormente remitirlo a la Aresep para su conocimiento.

- II. Señalar como respuesta a las posiciones interpuestas lo externado en el Considerando II de esta resolución, así como agradecer a los participantes de la audiencia pública por sus aportes.
- III. Establecer que los precios rigen a partir del 1 de octubre de 2023.

De conformidad con el acuerdo de Junta Directiva N°06-83-2021, del acta de la sesión extraordinaria 83-2021, celebrada el 23 de setiembre de 2021 y ratificada el 28 de setiembre del mismo año, se incorpora a esta resolución el anexo del informe técnico IN-0184-IE-2023 del 7 de setiembre de 2023, que sirve de base para el presente acto administrativo.

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. Los recursos ordinarios podrán interponerse ante la Intendencia de Energía, de acuerdo con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

Según 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.—(IN2023809485).

I. ANEXOS

Anexo 1: oficios varios

Anexo 2: Información enviada por las empresas

Anexo 3: Memoria de cálculo de la Intendencia de Energía

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RE-0105-IE-2023

SAN JOSÉ, A LAS 13:47 HORAS DEL 7 DE SETIEMBRE DE 2023

ESTUDIO ORDINARIO DE OFICIO PARA LA APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA DEL “CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA LA COMPRA- VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023.

ET-049-2023

RESULTANDO:

- I.** Que el 2 de diciembre del 2019, a través de la resolución RE-0094-IE-2019, la Intendencia de Energía resolvió el estudio ordinario para el periodo 2020 y 2021, presentado por la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L., publicado el 09 de diciembre de 2019 en La Gaceta N°234, Alcance N°274.
- II.** Que el 20 de marzo de 2020, a través de la resolución RE-0041-IE-2020, la Intendencia de Energía resolvió el estudio ordinario para el periodo 2020 y 2021, presentado por la Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos R.L., publicado el 26 de marzo de 2020 en La Gaceta N°61, Alcance N°61.
- III.** Que el 24 de marzo de 2021, a través de la resolución RE-0018-IE-2021, la Intendencia de Energía resolvió el estudio tarifario ordinario presentado por la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) para el servicio de generación eléctrica que presta, publicado el 26 de marzo de 2021 en La Gaceta N°60, Alcance N°65.
- IV.** Que el 17 de setiembre de 2021, a través de la resolución RE-0058-IE-2021, la Intendencia de Energía resolvió el estudio ordinario para el periodo 2021, presentado por la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., publicado el 21 de setiembre de 2021 en La Gaceta N°181, Alcance N°190. El cual fue recurrido mediante la resolución RE-0071-IE-2021 del 22 de noviembre de 2021, publicado el 25 de noviembre de 2021 en La Gaceta N°228, Alcance N°240.

- V. Que el 10 de diciembre de 2021, a través de la resolución RE-0076-IE-2021, la Intendencia de Energía resolvió el estudio ordinario para el período 2022, 2023 y 2024, así como liquidación tarifaria para el período 2019 y 2020, presentada por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) para el servicio de generación de energía eléctrica, de conformidad con la metodología tarifaria ordinaria RJD-141-2015, publicado el 15 de diciembre de 2021 en La Gaceta N°241, Alcance N°255.
- VI. Que el 15 de diciembre de 2021, la Intendencia de Energía, a través de la resolución RE-0079-IE-2021 resolvió el estudio tarifario ordinario para el período 2022, así como la liquidación tarifaria para el período 2019-2020, presentada por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz para el servicio de generación eléctrica, de conformidad con la metodología tarifaria ordinaria RJD-141-2015, publicada el 17 de diciembre de 2021 en La Gaceta N°243, Alcance N°258.
- VII. Que el 7 de enero de 2022, fue publicada en el Alcance 3 a la Gaceta 3 la Ley 10086 *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”*.
- VIII. Que el 24 de noviembre de 2022, mediante el acuerdo de Junta Directiva 03-87-2022, la Junta solicitó al CDR y la Administración la integración en una única metodología general con las propuestas tarifarias referentes a Costos de interconexión, Tarifa de acceso, Venta de excedentes y Costos, inversiones y canon, siguiendo un esquema de contenido específico.
- IX. Que el 15 de diciembre de 2022, mediante el acuerdo de Junta Directiva 02-93-2022, dispuso someter al proceso de audiencia pública la propuesta metodológica derivada de la implementación de la Ley 10086.
- X. Que el 25 de enero de 2023, se realizó la audiencia pública de la propuesta metodológica derivada de la implementación de la Ley 10086.
- XI. Que el 15 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0270-IE-2023, la Intendencia de Energía (IE) les solicitó a las empresas distribuidoras eléctricas designar un enlace técnico, para el levantamiento y envío de toda la información referente requerida para la fijación por primera vez de la metodología derivada de la Ley 10086.

- XII.** Que el 24 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0316-IE-2023, la IE convocó a reunión a los enlaces técnicos designados por las empresas distribuidoras, para la socialización de los formularios de solicitud de información requeridos para la aplicación por primera vez de la metodología derivada de la Ley 10086.
- XIII.** Que el 31 de marzo de 2023, se realizó la reunión virtual por medio del cual se explicó los requerimientos para la aplicación de la metodología tarifaria derivada de la implementación de la Ley 10086. Explicando como debían llenarse los formularios que se solicitaron a las empresas distribuidoras.
- XIV.** Que el 12 de abril de 2023, mediante correo electrónico, la IE envió a las empresas distribuidoras eléctricas los formularios para la presentación de la información requerida para aplicación por primera vez de la metodología derivada la ley 10086.
- XV.** Que el 4 de mayo de 2023, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora emite la resolución RE-0076-JD-2023 *“Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa t-der)”*.
- XVI.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0403-IE-2023, la IE le solicitó al Regulador General (RG) la autorización para que los miembros de la fuerza de tarea, que son funcionarios de otras dependencias, específicamente del Centro del Desarrollo de la Regulación (CDR) y de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), puedan brindar apoyo técnico a la Intendencia, según sea requerido, en la aplicación por primera vez de la metodología derivada de la implementación de la Ley 10086.
- XVII.** Que el 10 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0424-IE-2033, la IE les informó a las empresas distribuidoras de electricidad que la Junta Directiva de esta Autoridad Regulatoria dejó en firme la aprobación de la metodología tarifaria derivada de los establecido de la Ley 10086, instrumento regulatorio que entrará en vigor a partir de su publicación.

- XVIII.** Que el 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 *“Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa t-der)”*.
- XIX.** Que el 24 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0653-RG-2023, el RG da respuesta al oficio OF-0403-IE-2023.
- XX.** Que el 28 de junio de 2023, la Intendencia de Energía, a través de la resolución RE-0060-IE-2023 realizó la aplicación para el III trimestre de 2023 de la *“Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad producto de variaciones en el costo de los combustibles utilizados en la generación térmica para el consumo nacional y las importaciones netas de energía eléctrica del mercado eléctrico regional, (CVG)”* relacionada con el servicio de generación del ICE y el servicio de distribución y alumbrado público de todas las empresas distribuidoras, publicada el 29 de junio de 2023 en La Gaceta N°117, Alcance N°124.
- XXI.** Que el 10 de julio de 2023 por medio del informe IN-0127-IE-2023 la Intendencia de Energía emitió el informe técnico sobre el estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria capítulo 3: Método de cálculo de la tarifa para la compra- venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, el cual fue llevado a audiencia pública (folios 3 al 31).
- XXII.** Que el 14 de julio de 2023, en la Gaceta N°128, Alcance 136 se publicó la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 8 de agosto de 2023.
- XXIII.** Que el 18 de julio de 2023, en los diarios nacionales La Teja y La República, se publicó la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 8 de agosto de 2023.
- XXIV.** Que el 25 de julio de 2023, a las 17 horas (5:00 pm) se llevó a cabo la sesión explicativa sobre los expedientes ET-047-2023, ET-048-2023, ET-049-2023 y ET-050-2023, la cual estuvo disponible en el perfil de Facebook de la Aresep y en la página www.asep.go.cr.

- XXV.** Que el 27 de julio de 2023, mediante el oficio COOPEGTE GG152, Coopeguanacaste remitió consultas relacionadas sobre la tarifa de excedentes y acceso.
- XXVI.** Que el 11 de agosto de 2023, la Intendencia de Energía brindó respuesta al oficio COOPEGTE GG152, por medio del oficio OF-0787-IE-2023.
- XXVII.** Que el 11 de agosto de 2023, a las 17 horas con 15 minutos (5:15 pm) se llevó a cabo la audiencia pública virtual, que fue transmitida por medio de la plataforma Zoom.
- XXVIII.** Que el 17 de agosto de 2023, mediante el informe IN-0504-DGAU-2023 la DGAU emite el informe de oposiciones y coadyuvancias. (folios 97 al 98).
- XXIX.** Que el 17 de agosto de 2023, mediante el documento AC-0211-DGAU-2023 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el acta de la audiencia pública. (folio 96).
- XXX.** Que el 7 de setiembre de 2023, mediante el informe técnico IN-0183-IE-2023, la IE analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó fijar las tarifas para la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora. (Correo agregado en autos).

CONSIDERANDO:

- I. Que del informe técnico IN-0183-IE-2023 mencionado arriba, y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. SUSTENTO JURÍDICO

De conformidad con lo establecido en el artículo 11 de la Constitución Política y en el artículo 11 de la Ley General de la Administración Pública, los actos de esta Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), como ente público, se rigen por el principio de legalidad.

En este sentido, en el artículo 3, inciso a) de la Ley 7593, se entiende por servicio público [...] el que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la asamblea legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley [...].

Entre las funciones primordiales de la Aresep está la de velar por el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad necesarios para la prestación óptima de tales servicios y la de fijar las tarifas de los servicios públicos que establece el numeral 5 de la Ley 7593:

[...]

En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. Los servicios públicos antes mencionados son:

[...]

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

[...]

De lo anterior, se desprende que la Aresep es el ente competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos, de conformidad con las metodologías que ella misma determine y debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de tales servicios públicos, dentro de los cuales se encuentra el suministro de energía eléctrica en todas sus etapas. En ese sentido, la Procuraduría General de la República ha señalado:

[...] De conformidad con lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, dicha Entidad es la competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos que enumera la Ley. Dicha potestad tiene como objetivo principal lograr precios que reflejen los costos reales del servicio, no falseen la competencia ni sean excesivos o injustos para el usuario; de ahí la importancia de que la fijación tarifaria sea realizada por un organismo independiente, que decida a partir de estudios y criterios técnicos que reflejen los costos reales del servicio, pero que al mismo tiempo sean equitativos.

[...]

[...] La potestad tarifaria es un poder-deber, "lo que sin duda implica que la institución que tiene una determinada potestad en materia de su competencia no sólo puede, sino que debe ejercerla" (Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, resolución 6326-2000 de las 18 hrs. del 19 de julio de 2000). Y está comprendida dentro de esa potestad el definir, conforme el ordenamiento, cuáles son los elementos que deben ser considerados para dar debido cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 3, 25, 29 y 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. De modo que a partir de la potestad atribuida por el legislador y conforme las metodologías que reglamentariamente se haya establecido, le corresponde fijar las tarifas. Lo cual implica la emisión de los actos administrativos que, ejercitando la potestad reguladora, determinen cuál es la tarifa que los usuarios deben pagar por un servicio público determinado. Una tarifa que debe tomar en consideración los costos necesarios, una retribución competitiva y garantizar la inversión necesaria para que el servicio pueda continuar siendo prestado en condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad y eficiencia. Ergo, el acto tarifario expresará los elementos que, conforme el ordenamiento y la técnica, determinan cuál es la remuneración correspondiente al servicio público de que se trata".[...] (Dictamen C-329-2011 de 22 de diciembre de 2011).

En la misma línea, el artículo 6 incisos a) y d) de la Ley N 7593 establecen, que le corresponde a la Aresep la obligación de [...] a) regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de los servicios públicos para comprobar el correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio, ya sean inversiones realizadas, el endeudamiento en que han incurrido, los niveles de ingresos percibidos, los costos y gastos efectuados o los ingresos percibidos y la rentabilidad o utilidad obtenida, [...] d) fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos. [...]

Por su parte el artículo 29 de la Ley 7593 y sus reformas establece:

[...] ARTICULO 29.- Trámites de tarifas, precios y tasas

La Autoridad Reguladora formulará las definiciones, los requisitos y las condiciones a que se someterán los trámites de tarifas, precios y tasas de los servicios públicos. [...]

Asimismo, el artículo 30 del mismo cuerpo normativo señala:

[...] Los prestadores de servicios públicos, las organizaciones de consumidores legalmente constituidas y los entes y órganos públicos con atribución legal para ello, podrán presentar solicitudes de fijación o cambios de tarifas. La Autoridad Reguladora estará obligada a : " recibir y tramitar esas peticiones, únicamente cuando, al presentarlas, cumplan los requisitos formales que el Reglamento establezca. Esta Autoridad podrá modificar, aprobar o rechazar esas peticiones. De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones de tarifas serán de carácter ordinario o extraordinario.

(Así reformado el párrafo anterior por el artículo 41 aparte f) de la Ley N° 8660 del 8 de agosto de 2008)

De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones tarifarias serán de carácter ordinario o extraordinario. Serán de carácter ordinario aquellas que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de esta ley. Los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año, un estudio ordinario. La Autoridad Reguladora podrá realizar de oficio, modificaciones ordinarias y deberá otorgarles la respectiva audiencia según lo manda la ley.

Serán fijaciones extraordinarias aquellas que consideren variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste. La Autoridad Reguladora realizará, de oficio, esas fijaciones.

(Así reformado por el artículo 41 aparte a) de la Ley N° 8660 del 8 de agosto de 2008) [...]

Que el artículo 31 de la Ley 7593 establece que para fijar tarifas se deben tomar en cuenta las estructuras productivas modelo o la situación particular de cada empresa.

Bajo esa misma inteligencia, el artículo 15 del Decreto 29732 MP, que es el Reglamento a la Ley 7593, dispone que, para fijar tarifas, la Aresep utilizará modelos, los cuales deben ser aprobados de acuerdo con la ley. Al respecto, el artículo 15 indica lo siguiente:

[...] Artículo 15.-Uso de modelos para fijar precios, tarifas y tasas.

Para fijar los precios, tarifas y tasas, la ARESEP utilizará modelos que consideren, como un todo, a la industria de que se trate. Esos modelos serán aprobados por la ARESEP de acuerdo con la ley. [...]

El artículo 6 inciso 16 del Reglamento Interno de Organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) indica que corresponde a la Junta Directiva de Aresep:

[...] Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia. [...]

Lo anterior es consistente con lo establecido en el RIOF, en cuanto al ejercicio de la competencia de fijación de precios y tarifas de los servicios públicos, que dispone en su artículo 17 inciso 1, que es función de la Intendencia de Energía fijar tarifas aplicando modelos vigentes aprobados por la Junta Directiva.

Finalmente, el artículo 43 del Reglamento a la Ley 7593, citado, establece:

[...] Artículo 43.-Dictado de resoluciones de carácter tarifario.

Las resoluciones relativas a fijaciones ordinarias de precios, tarifas y tasas deberán dictarse dentro del plazo que ordena la ley y las extraordinarias, dentro de los quince () días naturales siguientes a la iniciación del trámite de estas fijaciones. (*) (Así reformado por el artículo 207 del decreto ejecutivo N° 35148 del 24 de febrero de 2009)*

En el caso de las fijaciones ordinarias, dichas resoluciones deberán referirse a todas las cuestiones atinentes al objeto de la audiencia correspondiente, a lo debatido en ella y a los elementos de juicio tomados en cuenta para dictarlas. [...]

Por otra parte, la Ley 10086 “Ley para la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”, tiene como objetivo establecer las condiciones necesarias para promover y regular, bajo un régimen especial de integración eficiente, segura y sostenible, las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables. (Ley 10086, Artículo 1).

En cuanto a su alcance, la Ley 10086 es aplicable a todo abonado, generador distribuidor, persona física o jurídica que posee u opera DER, empresas distribuidoras y demás participantes del SEN, el MINAE, la ARESEP y operador del sistema. (Ley N° 10086, Artículo 3).

En concordancia con lo anterior, mediante el decreto ejecutivo N.º 43879-MINAE publicado en el Alcance N.º 17 a La Gaceta N.º 18 del 1 de febrero 2023, se aprobó el Reglamento a la Ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables (Decreto N° 43879-MINAE).

Así pues, de conformidad con el artículo 1 del Decreto 43879 MINAE, se establece el objetivo de esta norma, en el cual se indica lo siguiente:

[...] Artículo 1. Objetivo. El objetivo del presente reglamento, es regular en complemento con la ley 10086 la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos que interactúen con el Sistema Eléctrico Nacional en las modalidades que indica la Ley, bajo los criterios de eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sostenibilidad que se encuentran en la reglamentaciones dictadas por el MINAE y ARESEP [...]

En el artículo 3 de dicho decreto ejecutivo, se dispone es de aplicación obligatoria para todos los abonados, generadores distribuidos, personas físicas o jurídicas que posean, operen, diseñen, ensamblen, instalen, conecten, integren, controlen un recurso de energía renovable, ya sea para uso en las instalaciones de los usuarios finales o para ser interconectados al sistema nacional eléctrico así como a las empresas eléctricas cuando sus DER o dispositivos de energía renovable sean interconectados al SEN, en sus diferentes modalidades y servicios auxiliares asociados a ser definidos por la Aresep.

Es de suma importancia el decreto por cuanto no solo regula a los abonados eléctricos y a las empresas distribuidoras, sino que también a las personas físicas o jurídicas involucradas con el ensamble, integración e instalación de los dispositivos o equipos conocidos de ahora en adelante como DERs.

Con respecto a la Ley 10086, se establece en lo conducente en su artículo 6 que, son funciones de la ARESEP:

[...]

a) Dictar, aprobar, y fiscalizar el cumplimiento de todos los instrumentos regulatorios requeridos para asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad, así como para la integración eficiente,

segura y sostenible de los recursos energéticos distribuidos y los servicios auxiliares que estos puedan prestar, según lo dispuesto en la presente ley, en estricto apego a los principios regulatorios que orientan el proceso de regulación económica y de la calidad de servicio público relacionado con el suministro de energía eléctrica, en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

b) Fijar las tarifas que sean necesarias para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos que se interconecten a las redes del SEN, según lo dispuesto en la presente ley, para el óptimo desarrollo de la energía eléctrica en Costa Rica y el mayor interés público la fijación tarifaria debe garantizar que no se creen subsidios o cargas económicas en favor de aquellos usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos y en detrimento de abonados y participantes del SEN, atendiendo las buenas prácticas de la contabilidad regulatoria, debiendo separarse los cargos de los recursos energéticos distribuidos de las empresas distribuidoras por costos fijos y costos variables del SEN.

Las tarifas para la integración y operación de los recursos energéticos distribuidos deben considerar el costo de los servicios auxiliares y respaldo que brinda el SEN, la disponibilidad de la red, los costos de interconexión y acceso, los peajes de distribución y transmisión, los costos e inversiones en la red, así como cualquier otro que la ARESEP establezca mediante el instrumento regulatorio aplicable al efecto.

c) Dictar el instrumento regulatorio aplicable que fije el precio de compra de excedentes entre las empresas distribuidoras; así como entre las empresas distribuidoras y el generador distribuido, así como de prestación de servicios auxiliares, definidos en el artículo 12 de la presente ley.

[...]

f) Definir y formalizar el instrumento regulatorio requerido para la elaboración de estudios que deberán aplicar:

i) Las empresas distribuidoras para determinar la capacidad de penetración de los distintos recursos energéticos distribuidos por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN.

ii) El OS para determinar la capacidad de penetración segura de generación que utiliza fuentes renovables en el SEN.

g) Dictar el instrumento regulatorio para habilitar la integración de los recursos energéticos distribuidos al SEN.

[...]

m) Dictar y aplicar los instrumentos regulatorios necesarios para regular los servicios de interés general vinculante; al servicio público establecidos en la presente ley, así como definir los requisitos y las condiciones para otorgar la habilitación de estos; los cuales estarán sujetos a las obligaciones de servicio público tales como (i) calidad, (ii) cantidad, (iii) confiabilidad, (iv) continuidad, (v) oportunidad, (vi) seguridad, (vii) tarifas, (viii) garantías de acceso al servicio, (ix) prestación óptima, (x) suministro de información.

[...]

Como se puede observar la Ley 10086, dispone que la Aresep ejerza al amparo de sus competencias, la regulación de los servicios de interés general (que así corresponda, ver artículo 6 inciso b), aunque no se traten de servicios públicos en el sentido estricto, tomando en consideración que conforme al artículo 6 de dicha ley, la Aresep debe ejercer dichas funciones.

Ahora bien, sobre los servicios de interés general, de conformidad con el artículo 2 inciso s) de la Ley 10086, se indica lo siguiente:

[...] servicios o actividades económicas accesorias o complementarias vinculados al servicio público de suministro de energía en todas sus etapas, para satisfacer necesidades de interés general sujetas a obligaciones específicas de servicio público técnico, financiero y contable que establezca la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en el marco de la presente ley. [...]

Se desprende de lo anterior, que los servicios de interés general, -como lo son: a) la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores

distribuidos a la empresa distribuidora y d) reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa T-DER)-, no son servicios públicos en sí mismos, pero pueden estar directamente vinculados a un servicio público, el de suministro de la energía eléctrica en todas sus etapas, lo que implica que podrían coadyuvar en la satisfacción del interés general.

Tal y como lo analizó la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria de la ARESEP (DGAJR) mediante el oficio OF-0045-DGAJR-2022 -el cual analizó las implicaciones sobre el pago del canon de regulación a favor de la Aresep-, y de lo cual esta Intendencia coincide, la Ley 10086, estableció que los servicios de interés general, son servicios o actividades económicas accesorias o complementarias vinculadas a un servicio público expresamente regulado por la Aresep, de forma que, se podrían encontrar íntimamente asociadas a dicha regulación, lo que implica que, a fin de prever una prestación adecuada de dicho servicio público, su regulación se debe extender a los servicios vinculados a éste, de manera que se verifique que efectivamente se interrelacionan a la red eléctrica, colaborando y permitiendo una prestación conforme a la Ley 7593.

Si bien los servicios de interés general no necesariamente se encuentran automáticamente regulados por la Aresep, pasan a formar parte de dicho ámbito de regulación (en aplicación de la Ley 10086 y 7593), en el tanto, efectivamente se encuentren interactuando con la red eléctrica. Es decir, debe considerarse que los servicios de interés general se asocian al servicio de suministro de energía eléctrica y por ende, al ámbito de la regulación, en el momento en que se interconectan con el Sistema Eléctrico Nacional, sea entregando o no excedentes a la red (incisos k) y m) del artículo 2 de la Ley 10086), pues dicha interconexión, implica que se es parte de la red eléctrica, lo que claramente, puede tener implicaciones sobre la operación y funcionamiento de ésta.

De lo anterior, se puede concluir que, los servicios de interés general, dispuestos en el artículo 11 de la Ley 10086 dispone en su artículo 6, las funciones que le corresponde efectuar a la Aresep. Dichas funciones reflejan en conjunto el ejercicio de todas las potestades que se le han asignado a la Aresep mediante la Ley 7593, fiscalización, normativa, tarifaria y sancionadora, de modo que, el legislador está disponiendo que este Ente Regulator, le debe dar a dichos servicios un trato regulatorio con la misma amplitud que a los servicios públicos definidos en el artículo 5 de la Ley N° 7593. Lo anterior, en el entendido de que, dichos servicios de interés general efectivamente tengan una operación que interactúa con la red eléctrica.

En este contexto y tomando en cuenta la vasta normativa regulatoria sobre las fijaciones tarifarias, 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 “Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa T-DER)”. Dicha metodología dispone lo siguiente:

[...]

La Intendencia de Energía deberá iniciar de oficio el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N.º. 7593 y realizar la solicitud de convocatoria a audiencia pública a la Dirección General de Atención al Usuario a más tardar sesenta días naturales a partir de la fecha de publicación y entrada en vigor de esta metodología tarifaria.”

[...]

En contexto con lo anterior, el día 10 de julio del 2023 se apertura el expediente ET-049-2023 para la aplicación por primera vez del “Capítulo 3: Método de cálculo de la tarifa para la compra- venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023 y se solicita someter este informe al proceso de audiencia pública.

III. METODOLOGÍA TARIFARIA

El 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 “Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los

costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (tarifa T-DER)”, en lo que interesa se establece lo siguiente:

IV. ANÁLISIS TARIFARIO

1. Análisis de la información remitida por las empresas

La metodología propone en su capítulo 3, la homologación de las estructuras tarifarias de las empresas distribuidoras, tomando en cuenta los periodos horarios, estacionalidad, moneda y tipo de bloque. Al respecto, en el inciso 2.1 Homologación requerida para obtener el costo de oportunidad, se señala:

“[...]

Tal y como se indicó en la justificación, las empresas eléctricas disponen de estructuras tarifarias distintas que responden, entre otros aspectos, a la definición de periodos horarios o estacionales, moneda y tipo de bloque (en algunos casos), estas diferencias dificultan la estricta comparación de los precios asignados a cada kWh. Por ejemplo, en algunas empresas se cuenta con tres periodos horarios: punta, valle y nocturno; mientras que en otras se define dos periodos horarios: punta y no punta; adicionalmente las horas que abarcan cada periodo pueden variar por empresa.

[...]

También en ese mismo inciso se indica que para el cálculo de la tarifa resultante se contempla los precios de los sistemas de generación de las distintas empresas eléctricas, según muestra:

“[...]

*la Intendencia de Energía deberá aplicar el procedimiento de homologación entre periodos horarios o estacionales, moneda y tipo de bloque para las empresas eléctricas, **a fin de lograr una adecuada comparabilidad entre estructuras tarifarias de generación.***

[...]. (lo resaltado es propio).

Así las cosas, para la aplicación de este método de cálculo no fue necesario solicitar insumos adicionales a las distribuidoras, considerando que esta aplicación se fundamenta con las tarifas vigentes de los sistemas de generación propia y los reportes periódicos de información de mercado a través de la resolución RIE-089-2016.

2. Procedimiento de homologación

Las estructuras tarifarias vigentes del sistema de generación son heterogéneas, esto hace necesario establecer un proceso de homologación para que sean comparables entre sí.

El método propuesto señala una serie de pasos a seguir para llevar a cabo esta homologación, los cuales se detallan a continuación:

- 1. En primera instancia, es necesario determinar si existen periodos horarios que estén contemplados en un período más amplio de otra estructura tarifaria, en dado caso se deben unificar estos períodos y se utilizará el período horario más amplio, siendo necesario la utilización de un promedio ponderado por la cantidad de energía y potencia estimada en cada período.*
- 2. En caso de que la estructura tarifaria presente estacionalidad, es decir, si los precios presentan un patrón trimestral, semestral o por temporadas altas o bajas se debe realizar un tratamiento similar al descrito en el párrafo anterior, de modo que se mantenga el periodo estacional más amplio.*
- 3. En caso de que existan tarifas en diferentes monedas se deberá realizar una homologación que permita expresar los precios en colones, para lo cual se utilizará el tipo de cambio estimado para el período respectivo. El cual se obtendrá a partir del dato utilizado para el tipo de cambio en el estudio tarifario que corresponda, o bien, en caso de que no se tenga referencia en dicho estudio se utilizará un promedio del tipo de cambio de venta publicado por el Banco Central de Costa Rica del mes calendario anterior a la apertura del expediente tarifario.*

Asimismo, es importante indicar que, durante el proceso de homologación de las estructuras, aquellas donde se identifiquen la necesidad de realizar 3 o más homologaciones (periodo horario, periodo estacional, moneda y tipo bloque (monómico o binómico), no se consideran dichas opciones para el cálculo de la tarifa máxima.

Por su parte, para identificar la cantidad de homologaciones se utiliza la estructura tarifaria del principal actor del sistema de generación de energía eléctrica, en este caso el ICE. En caso de que esto cambie, se deberá utilizar como punto de comparación para la homologación a la empresa que genere mayor energía eléctrica a nivel nacional.

Finalmente, se aclara que este método calcula una tarifa máxima eficiente para cada empresa distribuidora, es decir, es el resultado de homologar diferentes alternativas y escoger aquella con el precio más competitivo. Esta tarifa será el punto de partida para que los agentes participantes puedan negociar la compra y venta de sus excedentes de energía eléctrica.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

El ICE actualmente es el agente más importante del SEN, por ende, según lo explicado por el método de cálculo se tomará como base para el proceso de selección de los criterios de homologación.

El sistema de generación del ICE vende energía eléctrica a todas las empresas distribuidoras en mayor o menor medida. No obstante, el sistema de distribución del ICE solo le compra a su propio sistema de generación.

Para homologar la estructura tarifaria del ICE se tomó como base su propia estructura. Es decir, se mantiene su estacionalidad trimestral, periodo horario y moneda, exceptuando el bloque tarifario, ya que, este es binómico (energía y potencia), y como indica en el método debe de homologarse a un bloque monómico (energía).

El resultado de aplicar la homologación respectiva se puede resumir en el siguiente cuadro:

Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa
I trimestre	<i>Punta</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>65,41</i>
	<i>Valle</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>49,29</i>
	<i>Noche</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>32,79</i>
II trimestre	<i>Punta</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>69,34</i>
	<i>Valle</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>52,30</i>
	<i>Noche</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>34,87</i>
III trimestre	<i>Punta</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>74,33</i>
	<i>Valle</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>56,09</i>
	<i>Noche</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>37,51</i>
IV trimestre	<i>Punta</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>60,07</i>
	<i>Valle</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>45,36</i>
	<i>Noche</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>30,33</i>

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)

La CNFL comercializa energía eléctrica a través de su propio sistema de generación y del sistema de generación del ICE. La estructura tarifaria de la CNFL contempla bloque binómico, por lo cual fue necesario homologar a un bloque monómico. Asimismo, se consideró la estacionalidad más amplia como base, en este caso, corresponde a la de CNFL cuya estacionalidad es anual en comparación al ICE que es trimestral.

Por su parte, se homologo los precios ICE en cuanto a una estacionalidad (anual) y bloque monómico. Lo anterior, da como resultado las siguientes tarifas:

Empresa eléctrica	Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa
CNFL	<i>Estación única</i>	<i>Punta</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>121,2</i>
CNFL	<i>Estación única</i>	<i>Valle</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>115,6</i>
CNFL	<i>Estación única</i>	<i>Noche</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	<i>52,96</i>
ICE	<i>Estación única</i>	<i>Punta</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	68,61
ICE	<i>Estación única</i>	<i>Valle</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	51,28
ICE	<i>Estación única</i>	<i>Noche</i>	<i>Energía y potencia</i>	<i>colones/kWh</i>	33,91

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)

JASEC compra energía eléctrica únicamente a su propio sistema de generación y al sistema de generación del ICE. La estructura tarifaria de JASEC contempla bloque binómico, por lo cual fue necesario homologar a un bloque monómico. Asimismo, se consideró la estacionalidad más amplia como base, en este caso, corresponde a la de JASEC, la cual es anual en comparación al ICE que es trimestral.

Por su parte, se homologó los precios ICE en cuanto a una estacionalidad (anual) y bloque monómico. Lo anterior, da como resultado las siguientes tarifas:

Empresa eléctrica	Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa
JASEC	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	70,88
JASEC	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	61,36
JASEC	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	34,61
ICE	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	69,24
ICE	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	50,87
ICE	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	33,67

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH)

Para el caso de la ESPH, esta empresa compra energía a su propio sistema de generación y al sistema del ICE. Para el proceso de homologación se tomó los precios ICE homologando la estacionalidad, pasando de trimestral a anual, así como, de un bloque binómico a monómico.

Es importante indicar que los precios de la ESPH presentan la estacionalidad mayor y su bloque tarifario es monómico con bandas tarifarias, razón por la cual, se comprobó que la empresa utiliza los precios máximos de dichas bandas, lo que motivó a esta Intendencia a tomar esos precios como base de la comparación resultante. Las tarifas homologadas son las siguientes:

Empresa eléctrica	Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa
ESPH	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	55,55
ESPH	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	41,47
ESPH	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	27,19
ICE	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	72,24
ICE	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	53,40
ICE	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	33,73

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (Coopelesca)

Coopelesca compra energía eléctrica tanto a su propio sistema de generación como al del ICE, Coneléctricas (Sigifredo y San Lorenzo) y Cubujuquí. No obstante, para homologar la estructura de Coneléctricas implicaría realizar más de 2 homologaciones (estacionalidad, bloque, periodo horario y moneda), esto hace que se excluyan del cálculo de la tarifa máxima.

Dicho lo anterior, se realizó la homologación de la estructura tarifaria del ICE en cuanto a una estacionalidad anual y una estructura de bloque monómico.

Para el caso de Cubujuquí no fue necesario realizar ninguna homologación, ya que, su estructura presenta la estacionalidad más amplia (anual) al igual que Coopelesca, el mismo período horario, así como la moneda y un bloque monómico. Las tarifas resultantes se muestran a continuación:

Empresa eléctrica	Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa
Coopelesca	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	60,44
Coopelesca	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	45,20
Coopelesca	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	29,72
ICE	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	167,18
ICE	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	62,29
ICE	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	32,78
Cubujuquí	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	73,00
Cubujuquí	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	60,00
Cubujuquí	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	43,00

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (Coopeguanacaste)

Coopeguanacaste compra energía eléctrica tanto a su propio sistema de generación como al del ICE y Coneléctricas (Sigifredo y San Lorenzo). No obstante, al igual que en el caso de Coopelesca, para homologar la estructura de Coneléctricas implicaría realizar más de 2 homologaciones (estacionalidad, bloque, periodo horario y moneda), esto hace que se excluyan del cálculo de la tarifa máxima.

Bajo el contexto anterior, se homologó la estructura tarifaria del ICE tomando la estacionalidad más amplia (anual, Coopeguanacaste) y pasando el bloque binómico a monómico. Las tarifas resultantes son las siguientes:

Empresa eléctrica	Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa
Coopeguanacaste	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	68,23
Coopeguanacaste	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	55,84
Coopeguanacaste	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	47,74
ICE	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	79,93
ICE	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	77,34
ICE	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	33,89

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

Cooperativa de Electrificación Rural de los Santos (Coopesantos)

Coopesantos, por su parte, compra energía eléctrica tanto a su propio sistema de generación como al del ICE y Coneléctricas (Sigifredo y San Lorenzo). No obstante, al igual que en los casos de Coopelesca y Coopeguanacaste, para homologar la estructura de Coneléctricas implicaría realizar más de 2 homologaciones (estacionalidad, bloque, periodo horario y moneda), esto hace que se excluyan del cálculo de la tarifa máxima.

La estacionalidad más amplia por considerar es la de Coopesantos con una periodicidad semestral en comparación al ICE que es trimestral, por ende, se homologa el ICE a dicha estacionalidad y a un bloque monómico. El resultado se observa a continuación:

Empresa eléctrica	Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa (I Semestre)	Tarifa (II Semestre)
Coopesantos	Semestral	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	113,00	68,00
Coopesantos	Semestral	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	92,00	55,00
Coopesantos	Semestral	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	39,00	39,00
ICE	Semestral	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	74,14	76,08
ICE	Semestral	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	54,32	59,63
ICE	Semestral	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	33,81	34,00

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz (Coopealfaroruz)

Coopealfaroruz es la única empresa de distribuidora que no dispone de un sistema de generación propia, esto quiere decir, que la totalidad de la energía eléctrica es comprada a terceros (ICE, Coneléctricas y Cubujuquí). Sin embargo, se excluye el caso ya mencionado de Coneléctricas por implicar un procedimiento de más de 2 homologaciones, de acuerdo con lo dispuesto por el método de cálculo propuesto.

Así las cosas, es necesario homologar la estructura del ICE a una estacionalidad anual, ya que, esta es la más amplia (presentada por Cubujuquí), a la vez, se requirió pasar de un bloque binómico a uno monómico.

Para el caso de Cubujuquí no fue necesario realizar ninguna homologación, ya que, su estructura presenta la estacionalidad más amplia (anual), el mismo período horario que el ICE, así como la moneda y originalmente se compone de un bloque monómico. Las tarifas resultantes se visualizan a continuación:

Empresa eléctrica	Estacionalidad	Periodo horario	Bloque	Moneda	Tarifa
ICE	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	71,01
ICE	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	54,36
ICE	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	33,63
Cubujuquí	Estación única	Punta	Energía y potencia	colones/kWh	73,00
Cubujuquí	Estación única	Valle	Energía y potencia	colones/kWh	60,00
Cubujuquí	Estación única	Noche	Energía y potencia	colones/kWh	43,00

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

1. Tarifa resultante.

Después de aplicar los procesos de homologaciones de cada una de las empresas distribuidoras, la tarifa máxima resultante para cada una de ellas se resume en el siguiente cuadro:

Tarifas máximas para la compra-venta de excedentes de energía (colones/kWh)			
Empresa	Punta	Valle	Noche
ICE			
<i>I Trimestre</i>	65,41	49,29	32,79
<i>II Trimestre</i>	69,34	52,30	34,87
<i>III Trimestre</i>	74,33	56,09	37,51
<i>IV Trimestre</i>	60,07	45,36	30,33
CNFL			
<i>Anual</i>	68,61	51,28	33,91
JASEC			
<i>Anual</i>	69,24	50,87	33,67
ESPH			
<i>Anual</i>	55,55	41,47	27,19
Coopesca			
<i>Anual</i>	60,44	45,20	29,72
Coopesantos			
<i>I Semestre</i>	74,14	54,32	33,81
<i>II Semestre</i>	68,00	55,00	34,00
Coopeguanacaste			
<i>Anual</i>	68,23	55,84	33,89
Coopealfaroruiz			
<i>Anual</i>	71,01	54,36	33,63

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.

[...]

VI. CONCLUSIONES

1. La Junta Directiva de la Aresep, por medio de la resolución RE-0076-JD-2023 aprobó la metodología para el “Cálculo de la Tarifa de Compra-Venta de Excedentes y Reconocimiento Económico entre Empresas Distribuidoras, así como por parte de los Generadores Distribuidos a la Empresa Distribuidora”, en la cual se instruye la aplicación por primera vez de lo dispuesto en este instrumento regulatorio.
2. La tarifa final para cada empresa distribuidora considera precios máximos eficientes, después de un proceso de homologación según los criterios establecidos en el método del capítulo III de la metodología vigente.

3. *La estructura tarifaria base de la empresa para definir la cantidad de criterios de homologación es el ICE, esto por ser el principal actor del sistema de generación de energía eléctrica.*
4. *Estos precios máximos facultan la negociación de la compra-venta de excedentes de energía entre empresas distribuidoras, así como, entre los generadores distribuidos y empresas distribuidoras.*
5. *Estos precios se actualizan con cada estudio extraordinario del sistema eléctrico nacional.*

[...]

- II. Que, en lo que se refiere a la audiencia pública, del informe técnico IN-0183-IE-2023 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

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

Según el informe de oposiciones IN-050-DGAU-2023 (folios 97 al 98) del 17 de agosto de 2023, emitido por la Dirección General de Atención al Usuario, se presentaron 6 posiciones admitidas a la propuesta tarifaria, las cuales se analizan de seguido.

1. **Coadyuvancia:** Adolfo Alpízar López, cédula de identidad N° 1-1158-0800
Observaciones: **Hace uso de la palabra en la audiencia pública. No presenta escrito.**
Notificaciones: Al correo electrónico: a.alpizar@grupodedno.com

El señor Alpízar indica: “Me parece que es una forma en que se fomenta que se puedan aprovechar esos recursos de generación que actualmente no se están aprovechando y que no solo se aproveche en el sitio donde se genera, sino que se aproveche hacia todos los costarricenses. La consulta es la siguiente, es que si cuando se hace un ajuste tarifario se le aplica, si se le aplica a todas las plantas o solo a las que se gestionen nuevas. Porque cuando, porque puede haber algún tipo de contrato con la empresa distribuidora o si el contrato va a quedar abierto a que se va a regir en función a los ajustes tarifarios, esa es la consulta básicamente.”

Respuesta:

Se agradece al señor Adolfo, la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se le indica que la Intendencia de Energía (IE) es consciente de la necesidad que se aprovechen de forma oportuna los recursos naturales y con ello hacer un uso eficiente de la energía; así mismo, la IE está comprometida en actuar según la facultades que le competen para garantizar que las tarifas de electricidad sean competitivas, así mismo velamos por la calidad y confiabilidad de la red eléctrica nacional, el cual tiene un impacto importante en la economía del país.

En materia eléctrica se tramitan a lo interno de la IE diferentes tipos de fijaciones tarifarias, según la naturaleza de la misma, los estudios tarifarios pueden ser de carácter ordinario (aquellos que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de la Ley 7593) los cuales pueden ser de oficio (la Aresep lo apertura) o a petición de parte (los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año) también la ley nos faculta a realizar fijaciones extraordinarias (las cuales consideran variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste) se pueden realizar de oficio o a petición de parte.

A nivel de Aresep, la organización interna establece que hay una Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) que se encarga de desarrollar los instrumentos metodológicos que posteriormente Junta Directiva aprueba y la IE debe aplicarlos tal cual indiqué la metodología tarifaria como es el caso de la metodología RE-0076-JD-2023 de generación distribuida la cual en este informe estamos aplicando; contamos con metodologías tarifarias ordinarias para los servicios de generación, distribución y transmisión para las empresas públicas, municipales y cooperativas, metodologías para generación privada según se indica en la Ley 7200, como lo son las plantas hidroeléctricas nuevas y las existentes, entre otras las cuales se encuentran públicas en la página institucional <https://aresep.go.cr/electricidad/metodologias/>.

Referente a su consulta, se indica que en el caso puntual del capítulo 1, método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023, la fijación tarifaria se realiza por empresa distribuidora de forma individual y para todas

las etapas de interconexión y el dato de la tarifa corresponde al costo del trámite de una solicitud de interconexión, por lo anterior, el ajuste se realiza por empresa y no por plantas de generación, en el caso que se desee gestionar un proyecto nuevo de generación eléctrica de capital privado se debe valorar el ordenamiento jurídico de las plantas de generación privada amparadas en la Ley 7200, así como las metodologías correspondientes, debido a que esta aplicación no sería el medio correcto para dicha valoración.

En caso de que requiera acompañamiento y/o asesoría en cuanto a la Ley 7200 de generación privada no dude en contactarnos vía correo electrónico a la dirección ienergia@aresep.go.cr, estamos en la mayor disposición de colaborar dentro de lo que el marco técnico y legal nos permite.

- 2. Oposición:** Asociación Cámara Costarricense De Empresarios Generación Distribuida, cédula jurídica número 3-002-793035, representada por el señor Jan Christopher Borchgrevink Danielson cédula de residencia: 157800002725, en su condición de presidente con facultades de representante Judicial y Extrajudicial.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio CGD-PE-0019-2023 (visible a folio 409)

Notificaciones: Al correo electrónico: direccionejecutiva@camaracgd.com

El señor Jan Christopher Borchgrevink Danielson, presenta la siguiente posición:

REQUERIMIENTO INDISPENSABLE Y URGENTE DE ACLARACIÓN CONCEPTUAL EN ESTA FIJACIÓN DE TARIFAS EXPEDIENTES ET-047-2023, ET-048-2023, ET-049-2023 Y ET-050-2023.

Se solicita que la Intendencia de Energía aclare a todas las empresas de distribución de energía eléctrica, particularmente el Grupo ICE, no determinen vía contrato de interconexión la tarifa de compra venta de excedentes como un valor fijo y que esta determinación de la tarifa debe responder a los objetivos de la metodología tarifaria, particularmente la de Propiciar una valoración adecuada de la energía excedente que permita a las empresas realizar la optimización de compra-venta de energía de acuerdo con las alternativas existentes en el mercado eléctrico nacional para satisfacer su demanda. Adicionalmente, se solicita a la Intendencia de Energía aclarar qué se entiende por negociación de compra-venta de excedentes de energía de conformidad con la conclusión No. 4 del informe IN-127-IE-2023 y cuáles son los derechos aplicables a un PDER para negociar excedentes de energía eléctrica.

Respuesta:

Al respecto, es necesario tener presente que la metodología tarifaria aprobada por medio de la resolución RE-0076-JD-2023 se fundamenta en la Ley Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes renovables-Ley N°10086. Asimismo, se debe considerar lo dictado en los incisos c) y d) del artículo 12 de dicha ley, según reza:

“[...]

*c) Las compras de excedentes de energía eléctrica y la prestación de servicios auxiliares deberán responder a criterios de oportunidad, necesidad, eficiencia y conveniencia que, en forma motivada y razonada técnica y económicamente, **definan las empresas distribuidoras de energía eléctrica.***

*d) **Las empresas distribuidoras podrán comprar excedentes de energía** y servicios auxiliares a los generadores distribuidos pertenecientes a la zona de competencia territorial de la empresa distribuidora, para la atención de sus necesidades. (el énfasis es propio)*

[...]”

De acuerdo con lo anterior, la compra de excedentes se establece como una posibilidad en función de las necesidades de la empresa distribuidora, facultando también que las empresas eléctricas definan los criterios técnicos para una posible compra.

Por otro lado, la metodología recientemente aprobada, establece una tarifa de compra-venta de energía excedente y reconocimiento económico producto de la generación distribuida para autoconsumo, corresponde a un precio máximo. Esto implica que a partir de dicha tarifa las partes podrían negociar precios menores.

Se aclara que la tarifa máxima se sustenta en el concepto de costo de oportunidad, de modo que, los compradores de estos excedentes tendrían un incentivo a adquirirlos si su precio es menor o igual a la mejor opción que estarían dejando de adquirir por comprar dichos excedentes, en otras palabras, si el precio es menor o igual al costo de oportunidad.

Así las cosas, las empresas distribuidoras podrían negociar, es decir, acordar la compra de los excedentes de energía a un precio menor al precio máximo establecido, siempre y cuando exista interés de parte de la empresa distribuidora de adquirir dichos excedentes y que estos supongan beneficio económico para la empresa distribuidora y el resto de sus abonados, tal y como se señala en el inciso b) del artículo 12 de la N°10086.

No se omite mencionar que, ninguna empresa de distribución eléctrica podrá utilizar un precio de compra-venta mayor al establecido por la ARESEP, considerar también, que la actualización de estos precios máximos están sujetos a los ajustes extraordinarios de las tarifas eléctricas. Por ende, los contratos que se definan para la comercialización de los excedentes de energía deberán de considerar estos elementos.

Finalmente, esta Intendencia es respetuosa del ordenamiento jurídico y competencias que le atañen, siendo que el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) en el artículo 22 determina las responsabilidades que competen a la Dirección General de Atención al Usuario, siendo que en el inciso 11 del citado artículo se indica:

[...]

11. Llevar a cabo la gestión de los procedimientos de resolución de quejas, denuncias, controversias y conflictos de competencia por razón de territorio, así como aquellos procedimientos en los cuales, se conozca sobre presuntas infracciones a los artículos 38, 41 y 44 de la Ley 7593, sean estos promovidos por un tercero o por la propia Autoridad Reguladora, controlando la ejecución de cada una de sus etapas: admisión, investigación preliminar, conciliación (cuando aplique), instrucción del procedimiento, análisis de fondo, recomendaciones y propuesta de resolución dirigidas al órgano decisor (Regulador General o Junta Directiva, según corresponda).

[...]

Así mismo, el artículo 9 inciso 17 del RIOF establece entre las funciones del Regulador General, entre las que se indican:

[...]

17. Ordenar la apertura de quejas, denuncias y controversias; También deberá dictar los actos preparatorios y medidas cautelares que fueren aplicables y dictar la resolución final. Además deberá

conocer de los recursos de su competencia. Se exceptuarán los procedimientos administrativos que corresponden a la Junta Directiva de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6 de este reglamento. [...]

Al respecto, se indica a la Cámara de Generadores Distribuidos que esta Intendencia, considerando la responsabilidad que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos tal y como lo define la Ley 7593, dada la naturaleza e implicaciones de los hechos expuestos por la Asociación Cámara Costarricense De Empresarios Generación Distribuida trasladó mediante el oficio OF-0862-IE-2023 del 05 de septiembre de 2023 la oposición presentada por esta Cámara mediante el oficio CGD-PE-0019-2023, exclusivamente el punto 1 para que la DGAU realice la valoración de la información presentada y determine lo que corresponda de acuerdo con el procedimiento de resolución de denuncias y controversias y considerando lo establecido en la metodología tarifaria en cuestión.

- 3. Coadyuvancia:** *Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, cédula jurídica 3-002-697843, representada por el señor Edgar Allan de Jesús Benavides Vílchez cedula de identidad: 4-0102-1032, en su condición de presidente y representante Judicial y Extrajudicial.*
Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito el señor Rubén Zamora Castro, cédula de identidad 1-1054-0273, en su condición de apoderado general específico para atender ante la Aresep gestiones, exponer en audiencias, presentar escritos. (visible a folio 407)*
Notificaciones: *Al correo electrónico: ruben@zamoracr.com, rzc@aguilarcastillolove.com.*

El señor Zamora indica: “Es una excelente medida de la Intendencia que desde esta primera fijación está considerando las restructuras tarifarias horarias, pero también estacionales (ICE y Coopesantos)”.

Además,

“Los valores de las tarifas máximas están sumamente altos si los comparamos con las tarifas de generación de otras empresas de generación o distribuidoras que incluso si contemplan costos de inversión y rentabilidad que en este caso no aplican, sin embargo, aunque estén muy por encima de lo esperado, al ser tarifas máximas, a menos entonces las empresas distribuidoras podrán usar referencias mucho menores a esas tarifas máximas”.

Respuesta:

En primer lugar, se agradece la coadyuvancia presentada por CEDET a la propuesta de fijación por primera vez presentada por la ARESEP. No obstante, es importante aclarar que las tarifas máximas establecidas se fundamentan o basan en las tarifas finales vigentes de los sistemas de generación de las distintas empresas distribuidoras, aplicando ciertos criterios de homologación definidos en la resolución RE-0076-JD-2023, esto con el fin de estandarizar las estructuras tarifarias, las cuales, son por demás heterogéneas, con el fin de posibilitar comparaciones.

Adicionalmente, se le recuerda al CEDET que el precio de compra-venta es un precio máximo, es decir, a partir de dicho precio las empresas distribuidoras eventualmente podrían negociar un precio menor.

Finalmente, la coadyuvancia a la fijación de la tarifa de interconexión, esta Intendencia se referirá dentro del informe del expediente ET-047-2023, así como lo relacionado con la tarifa de T-DER se analizará dentro del informe del expediente ET-050-2023.

4. Oposición: *Compañía Nacional de Fuerza y Luz, Sociedad Anónima, cédula jurídica número 3-101-000046, representada por el señor José Mario Jara Castro, cédula de identidad número 1-0994-0273, en su condición de Gerente General, con facultades de representante Judicial y Extrajudicial.*

Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio 2001-1041-2023 (visible a folio 408)*

Notificaciones: *Al correo electrónico: gerenciageneral@cnfl.go.cr*

La CNFL propone:

1. ET-0047-2023/IN-0124-IE-2023/CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS.

Se solicita a la ARESEP, incluir en la aplicación tarifaria de tarifas de interconexión, la siguiente aclaración:

Para sistemas de más de 1 MW de capacidad, la empresa distribuidora debe desarrollar un estudio de interconexión particular, cuyo costo debe ser cubierto por el interesado. El costo, plazo y procedimiento para la aplicación del estudio de interconexión por parte de la empresa distribuidora será establecido por la ARESEP.

Respuesta:

Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.

2. ET-0047-2023/IN-0124-IE-2023/CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS.

Se solicita que se realice una homologación más definida de los componentes en los costos a considerar para cada una de las etapas de interconexión, con el fin de que los costos incorporados en la tarifa no sean tan distantes entre sí para cada empresa distribuidora y se logre una mejor homogeneidad de los elementos a utilizar para su cálculo.

Respuesta:

Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.

3. ET-0048-2023/IN-0126-IE-2023/CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO.

Indicar la (s) tarifa (s) a aplicar a los clientes que mantienen el contrato vigente de neteo sencillo, adicionalmente que quede especificado dentro del alcance de la tarifa o en un transitorio.

Respuesta:

Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-048-2023.

4. ET-0049-2023/IN-0127-IE-2023/CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA COMPRAVENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.

Se solicita a la ARESEP incluir en la aplicación de la tarifa de compra de excedentes, la siguiente excepción para la CNFL:

Para los clientes con tarifa residencial horaria de la CNFL, la energía generada y depositada al sistema de distribución los días sábado y domingo, en el periodo de 10:00 am a 12:30 pm y de 5:30 pm a 8:00 pm, susceptible de ser comprada mediante la tarifa de excedentes, será registrada y reconocido como energía de bloque valle.

Respuesta:

Se le indica a la CNFL que el precio definido o propuesto en este documento, se fundamenta en el concepto de costo de oportunidad, donde el precio resultante es un precio máximo. Es decir, al ser este un precio máximo, la empresa distribuidora puede negociar un precio menor, considerando lo dictado por la Ley N°10086.

Bajo el contexto anterior, no sería indispensable aplicar una excepción específica para contemplar lo indicado por la CNFL, considerando que la empresa tendría la posibilidad de definir esa diferenciación en el precio que eventualmente se negocie.

Finalmente, se le recuerda al regulado que todo precio de compra-venta no puede ser mayor al establecido por la ARESEP, la actualización de dichos precios máximos está en función de los ajustes extraordinarios del sector eléctrico. Asimismo, con el propósito de aclarar, transparentar y comunicar de manera adecuada, la Intendencia de Energía incorporará y/o actualizará las descripciones tarifarias correspondientes en el momento oportuno.

5. ET-0050-2023/IN-0125-IE-2023/CAPÍTULO 4: PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN.

Aclarar la forma en que se garantizará este cargo de los recursos energéticos distribuidos.

Respuesta:

Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-050-2023.

**6. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023.
ASPECTOS GENERALES: CATÁLOGO DE CUENTAS DE
CONTABILIDAD REGULATORIA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA:
INCORPORACIÓN EN LOS FORMULARIOS INDICADOS EN LA RE-
0032-IE-2019 LA INFORMACIÓN DE LAS CUENTAS DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA.**

Adaptar los formularios de contabilidad regulatoria presentados en los estudios tarifarios con la información necesaria de Generación Distribuida con el fin de poder cumplir con la incorporación de estos datos en la próxima petición tarifaria que realice la CNFL, S.A.

Respuesta:

Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023 y ET-050-2023.

**7. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023.
ASPECTOS GENERALES: CATÁLOGO DE CUENTAS DE
CONTABILIDAD REGULATORIA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.**

Enviar por parte de la ARESEP un nuevo catálogo de cuentas regulatorias donde se incorpore todo lo relacionado con Generación Distribuida, ya que sería el insumo esencial para poder incluir en las peticiones tarifarias que realice la CNFL.

Respuesta:

Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023 y ET-050-2023.

**8. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023.
ASPECTOS GENERALES: APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ**

Se solicita que la implementación por primera vez de estas tarifas se realice cuatro meses después de su publicación, con el fin de contar con el tiempo necesario para realizar las modificaciones al sistema comercial y sus respectivas pruebas, con el propósito de confirmar la correcta aplicación de las lógicas que se crearán y lograr la correcta funcionalidad de las tarifas propuestas por la ARESEP.

Petitoria:

Se solicita se tomen en cuenta las peticiones realizadas en todo lo expuesto; en caso de que no sean consideradas las peticiones o modificaciones presentadas, se solicita fundamentar y establecer de forma clara las razones por las que dichas peticiones no son consideradas.

Respuesta:

La metodología RE-0076-JD-2023, en el capítulo 1, apartado 3.2 aplicación por primera vez establece los plazos para la IE de inicio de oficio el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N°. 7593 y realizar la solicitud de convocatoria a audiencia pública a la Dirección General de Atención al Usuario a más tardar sesenta días naturales a partir de la fecha de publicación y entrada en vigor de esta metodología tarifaria. Como se indicó en puntos anteriores, IE debe apegarse al ordenamiento jurídico y en este contexto a la metodología vigente (RE-0076-JD-2023).

En este sentido, está Intendencia es un ente aplicador de los instrumentos regulatorios desarrollados por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y aprobados por la Junta Directiva, razón por la cual no puede apartarse de lo establecido en las metodologías tarifarias, la IE debe limitarse a lo dispuesto en la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023 en los términos aprobados por la Junta Directiva

De lo anterior se deduce la imposibilidad que tiene la Intendencia de Energía de modificar los plazos para la aplicación por primera vez, cualquier cambio a lo estipulado en la metodología vigente debe ser canalizado por medio del CDR, que es la instancia competente para tales efectos.

5. Oposición: *Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L., cédula jurídica número 3-004-045260, representada por el señor Mario Patricio Solís Solís, cédula de identidad número 1-1082-184, en su condición de Gerente General, con facultades de representante Legal Judicial y Extrajudicial.*

Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio CSGG-348-08-2023 (visible a folio 405)*

Notificaciones: *Al correo electrónico: gerencia@coopasantos.com*

Coopasantos R.L propone:

1. CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLES A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

¿Los montos asignados en los cargos de interconexión para cada una de las etapas incluyen el IVA o deben ser aplicados de manera adicional a los montos propuestos en cada etapa? Esto derivado de que en el periodo de remisión de información visibilizamos los impuestos para estas etapas, sin embargo, el informe no menciona si se incluyen o no los impuestos al valor agregado, los cuales se deben cobrar pues estos no corresponden a servicios exentos o exonerados.

Respuesta:

Se le dio respuesta en el expediente ET-047-2023.

2. CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA LA COMPRA VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

- 1. En el caso del establecimiento de la Tarifa de Reconocimiento de Excedentes para los Sistemas de Generación Distribuida que se interconectan al Sistema de Distribución de Coopesantos, R.L., la ARESEP toma en cuenta la tarifa que dicha autoridad había fijado al Parque Eólico Los Santos mediante resolución del RE-0041- IE-2020, sin embargo, en las recientes aplicaciones tarifarias al Sistema de Distribución de Coopesantos, no se le reconoció dicha tarifa, sino que se estableció el precio de la energía generada por el PELS a la tarifa de venta de energía del ICE a Coopesantos, es decir, más baja que la aprobada para el PELS. En virtud de lo anterior, según nuestro criterio, la ARESEP debió utilizar en el cálculo de la tarifa de reconocimiento de excedentes la tarifa que el ICE cobra a la Cooperativa y no la establecida para el PELS, por cuanto en la práctica, de acuerdo con lo establecido por la ARESEP esta no se aplica ni se reconoce.*
- 2. ¿Cuál será el tratamiento para trasladar el monto del reconocimiento económico de los excedentes hacia el generador distribuido?, ¿Se aplicará como un descuento a la factura del servicio eléctrico o la empresa distribuidora debe generar una factura independiente hacia el generador distribuido? En caso de generarse una factura adicional el generador distribuido debe estar debidamente inscrito en el*

Ministerio de Hacienda bajo la actividad comercial correspondiente para su correcta tributación. Es muy importante que la autoridad reguladora pueda definir este tema antes de la aprobación y entrada en vigencia de dicha tarifa.

Respuesta:

Con respecto al primer punto indicado por Coopesantos, se aclara que estos precios máximos están sustentados en las tarifas de los sistemas de generación vigentes de las distintas empresas distribuidoras. Al respecto la resolución RE-0076-JD-2023 señala:

“[...]

En la actualidad, para algunos proveedores de energía y potencia el precio de generación se calcula de forma monómica, es decir se cobra un monto en función de la energía, mientras que para otros proveedores existe un monto diferenciado para cada componente, por tanto, para asegurar la comparabilidad entre los montos, es necesario homologar ambas formas, pasando de la estructura binómica a una monómica. Para ello, se debe emplear el estudio tarifario de la empresa con tarifas de generación binómicas y calcular el precio conjunto de energía y potencia (precio de generación monómico) para cada periodo horario o estacional...

“[...]”

Igualmente se comenta que:

“[...]

Las estructuras tarifarias muy heterogéneas que requieran homologación por todos los criterios antes mencionados imposibilitan generar una estructura tarifaria adecuada que permita realizar una comparación de precios.

“[...]”

También indica:

“[...]”

El precio homologado se debe entender como el que se obtiene de las estructuras de generación comparadas, sea que haya requerido o no el proceso de homologación.

[...]”

Según los extractos anteriores, se puede argumentar que este procedimiento de cálculo considera las tarifas vigentes de los sistemas de generación, las cuales, presentan estructura de precios distintas, es decir, heterogéneas, que deben ser estandarizadas u homologadas bajo ciertos criterios de homologación. Por ende, la Intendencia de Energía utilizó las tarifas de generación vigentes (visuales en los archivos de cálculo adjuntos en el expediente tarifario), para el cálculo del precio máximo de compra-venta de energía.

Unido a lo anterior, también se indica en la metodología que para los efectos que se requiera, se utilizará la información de los pliegos tarifarios vigentes para el periodo tarifario que corresponde.

Sobre el segundo argumento, la Norma Técnica Regulatoria AR-NT-SUCOM, aprobada por Junta Directiva mediante la resolución RJD-072-2015 del 23 de abril de 2015, en su artículo 40, se define la información mínima que debe de contener las facturaciones o recibos por energía eléctrica. Tal como se muestra a continuación:

“[...] Artículo 40. Facturación del servicio

La empresa eléctrica facturará al abonado o usuario lo correspondiente al consumo de energía o energía y potencia según corresponda, así como lo relativo a impuestos de ley y otros afines al servicio, de acuerdo con el pliego tarifario, reglamentos y disposiciones vigentes aprobadas por ARESEP o disposiciones legales. No se deberán incluir en la factura, rubros ajenos a las actividades de distribución y comercialización.

La palabra mes y mensual para los efectos de la facturación significan el intervalo comprendido entre dos lecturas regulares del contador, que serán tomadas en el mismo día de cada mes o días próximos. Todas las facturaciones o recibos por energía eléctrica deben contener como mínimo la siguiente información:

- a) Nombre del abonado.*
- b) Localización geográfica y topológica.*

- c) *Dirección exacta.*
- d) *Número de medidor.*
- e) *Tarifa aplicada.*
- f) *Fecha de lecturas de los registros de energía, potencia y factor de potencia. Estos dos últimos cuando corresponda.*
- g) *Lecturas de los registros de energía y potencia (actual y anterior).*
- h) *Consumo de kWh (indicar si es leído o estimado).*
- i) *Costo del kWh y estructura tarifaria*
- j) *Demanda máxima (lectura, constante).*
- k) *Fecha de vencimiento de la factura.*
- l) *Costo por kWh del alumbrado público.*
- m) *Importes por energía (kWh), demanda (kW), alumbrado público, etc.*
- n) *Total del monto por pagar.*
- o) *Monto del depósito en garantía.*
- p) *Fecha de emisión del recibo.*
- q) *Fecha de puesta al cobro de la facturación.*
- r) *Tipo de servicio.*
- s) *Número de la factura.*
- t) *Histórico de consumo de los últimos seis meses.*
- u) *Otros tales como:*
 1. *Multas por atrasos en el pago, penalización por bajo factor de potencia y cualquier otra multa aplicable.*
 2. *Ajustes o compensaciones tarifarias o por calidad del suministro eléctrico.*
 3. *Impuestos de ley.*
 4. *Justificación o razón para estimar lecturas.*
 5. *Número telefónico de atención de quejas de la empresa.*
 6. *Cualquier otra información a criterio de la empresa o de la ARESEP*

[...].”

Así las cosas, el artículo 40 de la norma antes citada, establece información mínima que debería contener la factura, por ende, cualquier otra información que se considere oportuna para transparentar las transacciones realizadas entre el generador distribuido y la empresa eléctrica debe de presentarse dentro de la facturación.

Por otro lado, la manera de definir el reconocimiento económico de la compra-venta de excedentes de energía es competencia directa de la empresa distribuidora, ya que, forma parte de su proceso de gestión. No obstante, es importante que la empresa distribuidora considere dentro de su facturación lo correspondiente al consumo de energía o energía y potencia según corresponda, así como lo relativo a impuestos de ley y otros afines al servicio, de acuerdo con el pliego tarifario, reglamentos y disposiciones vigentes aprobadas por ARESEP o disposiciones legales.

Finalmente, cualquier inquietud relacionada con tributos y gestión de estos, deberá ser consultada directamente a la instancia competente Ministerio de Hacienda.

6. Oposición: Instituto Costarricense de Electricidad, cédula jurídica número 4-000-042139, representada por el señor Randall Hume Salas, cédula de identidad número 3-0276-0808, en su condición de Representante ante la Aresep.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio 5407-127-2023 (visible a folio 406)

Notificaciones: Al correo electrónico: aalvaradohe@ice.go.cr , rhume@ice.go.cr

El ICE propone:

1. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 1: Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023. Expediente ET-047-2023.

Se solicita al ente regulador que establezca una metodología para el cobro de una tarifa de interconexión para sistemas de gran tamaño.

A modo de aclaración, los costos para interconectar un sistema mayor a los 250 KW conllevan costos adicionales que difieren respecto a los costos contemplados en la metodología vigente. De ahí la importancia de hacer una clasificación adecuada para la asignación de costos, en apego al principio del servicio al costo definido en la Ley 7593.

Respuesta:

Este argumento fue contestado en el expediente ET-047-2023.

- 2. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023. Expediente ET-048-2023).**

No hay objeción a lo propuesto por el ente regulador.

- 3. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 3: Método de cálculo de la tarifa para la compraventa de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023. Expediente ET-049-2023.**

Conforme a la propuesta de ARESEP se visualiza una tarifa por este concepto de forma trimestral, mientras que, en el caso de las demás empresas distribuidoras, esta tarifa se definió de forma anual.

Al considerar una tarifa trimestral, se parte de la premisa que se buscaba incorporar la estacionalidad en las diferentes épocas del año; sin embargo, llama la atención que para el III trimestre la tarifa sea superior al primer y segundo trimestre, periodos donde usualmente disminuye la disponibilidad del recurso hídrico, lo cual a todas luces evidencia que no se está considerando la estacionalidad. Con fundamento en lo expuesto se solicita en el caso de que la tarifa trimestral no considere la estacionalidad, se proceda a definir una tarifa anual.

Petitoria:

Respecto al capítulo 3, se solicita en el caso de que la tarifa trimestral no incorpore la estacionalidad, se proceda a definir una tarifa anual.

Respuesta:

Con respecto a lo indicado por el Instituto Costarricense de Electricidad, según se indica en la RE-0076-JD-2023, en el proceso de homologación se considera que, en caso de que la estructura tarifaria presente estacionalidad (patrón trimestral, semestral o por temporadas altas o bajas), se debe de tomar el período más amplio. Dicho ello, dado que ICE-distribución le compra energía solamente a su propio sistema de generación y este presenta una estacionalidad trimestral, es por lo que, las tarifas resultantes se establecen de forma trimestral.

Por otro lado, es importante considerar que, las tarifas del sistema de generación del ICE se ven influenciadas por los cambios trimestrales en el factor de ajuste por concepto de CVG, de modo que, dado que para el III trimestre el factor por CVG para el sistema de generación del ICE fue de un 14,43%, superior al factor del I trimestre (-1,04%) y II trimestre (5,26%), explica por qué la tarifa de compra-venta de excedentes es mayor para el III trimestre en comparación con los dos anteriores en donde usualmente disminuye la disponibilidad del recurso hídrico.

A la vez, hay que considerar que, para este año, el país ha experimentado las consecuencias del fenómeno climático El Niño, lo que se traduce en una reducción de lluvias, provocando niveles bajos en los embalses utilizados para la generación de energía hidroeléctrica.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos procedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas para la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, en su aplicación por primera vez, tal y como se dispone:

**POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar las siguientes tarifas para la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, a partir del 1 de octubre de 2023, en su aplicación por primera vez de la siguiente forma:

Tarifas máximas para la compra-venta de excedentes de energía (colones/kWh)			
Empresa	Punta	Valle	Noche
1. ICE			
I Trimestre	65,41	49,29	32,79
II Trimestre	69,34	52,30	34,87
III Trimestre	74,33	56,09	37,51
IV Trimestre	60,07	45,36	30,33
2. CNFL			
Anual	68,61	51,28	33,91
3. JASEC			
Anual	69,24	50,87	33,67
4. ESPH			
Anual	55,55	41,47	27,19
5. Coopesca			
Anual	60,44	45,20	29,72
6. Coopesantos			
I Semestre	74,14	54,32	33,81
II Semestre	68,00	55,00	34,00
7. Coopeguanacaste			
Anual	68,23	55,84	33,89
8. Coopealfaroruz			
Anual	71,01	54,36	33,63

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP 2023.
Nota/ la tarifa resaltada corresponde al precio más eficiente

- II. Señalar como respuesta a las posiciones interpuestas lo externado en el Considerando II de esta resolución, así como agradecer a los participantes de la audiencia pública por sus aportes.
- III. Establecer que los precios rigen a partir del 1 de octubre de 2023.

De conformidad con el acuerdo de Junta Directiva N°06-83-2021, del acta de la sesión extraordinaria 83-2021, celebrada el 23 de setiembre de 2021 y ratificada el 28 de setiembre del mismo año, se incorpora a esta resolución el anexo del informe técnico IN-0183-IE-2023 del 7 de setiembre de 2023, que sirve de base para el presente acto administrativo.

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. Los recursos ordinarios podrán interponerse ante la Intendencia de Energía, de acuerdo con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

Según 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.—(IN2023809486).

I. ANEXOS

Anexo 1: Cálculos de la IE

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RE-0106-IE-2023

SAN JOSÉ, A LAS 13:52 HORAS DEL 7 DE SETIEMBRE DE 2023

ESTUDIO ORDINARIO DE OFICIO PARA LA APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA DEL “CAPÍTULO 4: PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN”, EN CUMPLIMIENTO DE LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023

ET-050-2023

RESULTANDO:

- I. Que el 7 de enero de 2022, fue publicada en el Alcance 3 a La Gaceta 3 la Ley 10086 *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”*.
- II. Que el 24 de noviembre de 2022, mediante el acuerdo de Junta Directiva 03-87-2022, la Junta solicitó al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y la Administración la integración en una única metodología general de las propuestas tarifarias referentes a costos de interconexión, tarifa de acceso, venta de excedentes y costos, inversiones y canon, siguiendo un esquema de contenido específico.
- III. Que el 15 de diciembre de 2022, mediante el acuerdo de Junta Directiva 02-93-2022, se dispuso someter al proceso de audiencia pública la propuesta metodológica derivada de la implementación de la Ley 10086.
- IV. Que el 25 de enero de 2023, se realizó la audiencia pública de la propuesta metodológica derivada de la implementación de la Ley 10086.
- V. Que el 15 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0270-IE-2023, la Intendencia de Energía (IE) les solicitó a las empresas distribuidoras eléctricas designar un enlace técnico para el levantamiento y envío de toda la información requerida para la fijación por primera vez de la metodología derivada de la Ley 10086.
- VI. Que el 24 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0316-IE-2023, la IE convocó a reunión a los enlaces técnicos designados por las empresas distribuidoras, para la socialización de los formularios de solicitud de información requeridos para la aplicación por primera vez de la metodología derivada de la Ley 10086.

- VII.** Que el 31 de marzo de 2023, se realizó la reunión virtual por medio de la cual se explicaron los requerimientos para la aplicación de la metodología tarifaria derivada de la implementación de la Ley 10086, explicando cómo debían llenarse los formularios que se solicitaron a las empresas distribuidoras.
- VIII.** Que el 12 de abril de 2023, mediante correo electrónico, la IE envió a las empresas distribuidoras eléctricas los formularios para la presentación de la información requerida para la aplicación por primera vez de la metodología derivada la ley 10086.
- IX.** Que el 4 de mayo de 2023, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora emitió la resolución RE-0076-JD-2023, *“Metodología tarifaria derivada de la Ley n.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa t-der)”*.
- X.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante el oficio 2001-0549-2023, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) entregó los formularios 1 y 4 solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XI.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante el oficio GER-257-2023, la Empresa de Servicio Públicos de Heredia (ESPH) entregó los formularios 1, 2 y 3 solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XII.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XIII.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0403-IE-2023, la IE le solicitó al Regulador General (RG) la autorización para que los miembros de la fuerza de tarea, que son funcionarios de otras dependencias, específicamente del Centro del Desarrollo de la Regulación (CDR) y de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR, pudieran brindar apoyo técnico a la Intendencia, según fuera requerido, en la aplicación por primera vez de la metodología derivada de la implementación de la Ley 10086.
- XIV.** Que el 8 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0409-IE-2023, la IE les recordó a las empresas distribuidoras de electricidad que no habían enviado la información requerida mediante el correo del 12 de abril del 2023, el envío de los formularios con la información requerida.

- XV.** Que el 9 de mayo de 2023, mediante el oficio COOPEGTE-GG71, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L (Coopeguanacaste) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XVI.** Que el 10 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0424-IE-2033, la IE les informó a las empresas distribuidoras de electricidad que la Junta Directiva de esta Autoridad Regulatoria dejó en firme la aprobación de la metodología tarifaria derivada de lo establecido de la Ley 10086, instrumento regulatorio que entraría en vigor a partir de su publicación.
- XVII.** Que el 10 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R.L. (Coopealfaro) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XVIII.** Que el 11 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, Coopealfaro entregó el formulario de ingresador curvas de carga, el cual por error se omitió en la entrega del 10 de mayo de 2023.
- XIX.** Que el 11 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L (Coopelesca) entregó los formularios 1 y 4 solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XX.** Que el 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a La Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023, *“Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa t-der)”*.
- XXI.** Que el 12 de mayo de 2023, mediante el oficio GER-266-2023, la ESPH entregó el formulario 4 solicitado por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023, y sustituyó los archivos de ingresadores de demanda máxima de los meses de enero, mayo y setiembre de 2022 que habían sido entregados el 5 de mayo de 2023 mediante el oficio GER-257-2023.
- XXII.** Que el 15 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-2001-0588-2023, la CNFL hizo entrega de los formularios 2 y 3 solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.

- XXIII.** Que el 16 de mayo de 2023, mediante los oficios OF-0444-IE-2023, OF-0445-IE-2023, OF-0447-IE-2023 y OF-0448-IE-2023, la IE le solicitó a la CNFL, a Coopelesca, al ICE y a Coopeguanacaste, respectivamente, información para mejor resolver relacionada específicamente con el Capítulo 1, *“Método de cálculo para los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”* y el Capítulo 4 *“Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN”*, de la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023.
- XXIV.** Que el 16 de mayo de 2023, mediante el oficio OPER-085-2023, la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XXV.** Que el 17 de mayo de 2023, mediante los oficios OF-0460-IE-2023 y OF-0461-IE-2023, la IE le solicitó a la ESPH y Coopealfaro, respectivamente, información para mejor resolver relacionada específicamente con el Capítulo 1, *“Método de cálculo para los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”* y el Capítulo 4 *“Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN”*, de la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023.
- XXVI.** Que el 17 de mayo de 2023, mediante el oficio GG-235-2022, Coopelesca dio respuesta al oficio OF-0445-IE-2023, únicamente en lo referente a los costos del formulario 1.
- XXVII.** Que el 18 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0470-IE-2023, la IE le solicitó a JASEC información para mejor resolver relacionada específicamente con el Capítulo 1, *“Método de cálculo para los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”* y el Capítulo 4 *“Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN”*, de la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023.
- XXVIII.** Que el 19 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0484-IE-2023, la IE le solicitó a la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (Coopesantos) información para mejor resolver relacionada específicamente con el Capítulo 1, *“Método de cálculo para los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”* y el Capítulo 4 *“Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN”*, de la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023.

- XXIX.** Que el 19 de mayo de 2023, mediante el oficio 2001-0612-2023, la CNFL entregó la información que le fue solicitada por medio del oficio OF-0444-IE-2023.
- XXX.** Que el 22 de mayo de 2023, mediante los oficios GG047-2023, COOPEGTE GG 86 y 0510-0467-2023, las empresas Coopealfaro, Coopeguanacaste y el ICE, respectivamente, entregaron la información que les fue solicitada por medio de los oficios OF-0461-IE-2023, OF-0448-IE-2023 y OF-0447-IE-2023.
- XXXI.** Que el 23 de mayo de 2023, mediante los oficios GER-297-2023 y GG-405-2023, la ESPH y JASEC entregaron la información que se les solicitó mediante los oficios OF-0460-IE-2023 y OF-0470-IE-2023.
- XXXII.** Que el 24 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0653-RG-2023, el RG dio respuesta al oficio OF-0403-IE-2023.
- XXXIII.** Que el 25 de mayo de 2023, mediante el oficio CSGG-227-05-2023, Coopesantos entregó los formularios que le fueron solicitados mediante el correo del 12 de abril del 2023 y la información que se le solicitó mediante el oficio OF-0484-IE-2023.
- XXXIV.** Que el 25 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la IE le solicitó a Coopealfaro aclaraciones sobre la información enviada en respuesta al oficio OF-0461-IE-2023.
- XXXV.** Que el 25 de mayo de 2023, mediante el oficio GG-248-2023, Coopesca dio respuesta al oficio OF-0445-IE-2023, únicamente en lo referente a los costos del formulario 4.
- XXXVI.** Que el 26 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la IE le solicitó a ESPH, JASEC, CNFL y Coopeguanacaste aclaraciones sobre la información enviada en respuesta a los oficios OF-0460-IE-2023, OF-0470-IE-2023, OF-0444-IE-2023 y OF-0448-IE-2023, respectivamente.
- XXXVII.** Que el 26 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, Coopesca envió los formularios 2 y 3 denominados Ingresador de demanda máxima e Ingresador de curvas de carga.
- XXXVIII.** Que el 29 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la IE le solicitó al ICE y a Coopesca aclaraciones sobre la información enviada en respuesta a los oficios OF-0447-IE-202 y OF-0445-IE-2023, respectivamente.
- XXXIX.** Que el 29 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, JASEC envió las respuestas a las consultas sobre los formularios de generación distribuida.

- XL.** Que el 31 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, CNFL y Coopeguanacaste y ESPH dieron respuesta a las aclaraciones solicitadas por parte de la IE el 26 de mayo de 2023 vía correo electrónico.
- XLI.** Que el 1 de junio de 2023, mediante correo electrónico, Coopealfaro Ruiz dio respuesta a las aclaraciones solicitadas por parte de la IE el 25 de mayo de 2023 vía correo electrónico.
- XLII.** Que el 2 de junio de 2023, mediante correo electrónico, la IE les solicitó a las distribuidoras de electricidad, públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural que indicaran la estimación de solicitudes de interconexión para el 2023 y si los datos relacionados al capítulo 4 se encontraban anualizados.
- XLIII.** Que el 2 de junio de 2023, Coopesantos indicó vía correo electrónico que agregaron al FTP de la Aresep los formularios “Formato SIR Interconexión” y “Formularios otros gastos rentabilidad inversiones y canon”, así como un documento de justificaciones.
- XLIV.** Que el 5 de junio de 2023, CNFL y Coopelesca dieron respuesta a las consultas hechas por los técnicos de la Intendencia.
- XLV.** Que el 5 de junio de 2023, mediante correo electrónico, la IE le solicitó a Coopeguanacaste aclaraciones de la información remitida para la aplicación de la metodología de interconexión.
- XLVI.** Que el 7 de junio de 2023, Coopealfaro Ruiz dio respuesta a las consultas hechas por los técnicos de la Intendencia el 2 de junio del año en curso.
- XLVII.** Que el 7 de junio de 2023, JASEC dio respuesta a las consultas hechas por los técnicos de la Intendencia, del 26 de mayo y el 2 de junio del año en curso.
- XLVIII.** Que el 8 de junio de 2023, Coopesantos y ESPH dieron respuesta a las consultas hechas por la Intendencia el 2 de junio del 2023.
- XLIX.** Que el 9 de junio de 2023, Coopeguanacaste dio respuesta a las consultas hechas por la Intendencia el 2 de junio del 2023.
 - L.** Que el 15 de junio de 2023, Coopelesca envió el formulario “Formato SIR Interconexión- versión final Sin Restricción”, donde indicó que se considere ese formulario como versión final para la tarifa de interconexión.
 - LI.** Que el 25 de julio de 2023, a las 17 horas (5:00 pm) se llevó a cabo la sesión explicativa sobre los expedientes ET-047-2023, ET-048-2023, ET-049-2023 y ET-050-2023, la cual estuvo disponible en el perfil de Facebook de la Aresep y en la página www.aresep.go.cr.

- LII. Que el 11 de agosto de 2023, a las 17 horas con 15 minutos (5:15 pm) se llevó a cabo la audiencia pública virtual, que fue transmitida por medio de la plataforma Zoom.
- LIII. Que el 17 de agosto de 2023, mediante el documento AC-0211-DGAU-2023 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emitió el acta de la audiencia pública (folio 348)
- LIV. Que el 17 de agosto de 2023, mediante el informe IN-0505-DGAU-2023, la DGAU emitió el informe de oposiciones y coadyuvancias, en el cual se indica que se recibieron dos coadyuvancias, de parte de Adolfo Alpízar López y la Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, y cuatro oposiciones, de Coopesantos, ICE, CNFL y la Asociación Cámara Costarricense de Empresarios de Generación Distribuida (folios 349 al 350).
- LV. Que el 17 de agosto de 2023, mediante el documento AC-0211-DGAU-2023 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emitió el acta de la audiencia pública (folio 348).
- LVI. Que el 6 de setiembre de 2023, mediante el informe técnico IN-0181-IE-2023, la IE analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó fijar la tarifa mensual por kW instalado de los recursos energéticos distribuidos (T-DER), en su aplicación por primera vez (correo agregado en autos).

CONSIDERANDO:

- I. Que del informe técnico IN-0181-IE-2023 mencionado arriba, y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. SUSTENTO JURÍDICO

De conformidad con lo establecido en el artículo 11 de la Constitución Política y en el artículo 11 de la Ley General de la Administración Pública, los actos de esta Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), como ente público, se rigen por el principio de legalidad.

En este sentido, en el artículo 3, inciso a) de la Ley 7593, se entiende por servicio público [...] el que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la asamblea legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley [...].

Entre las funciones primordiales de la Aresep está la de velar por el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad necesarios para la prestación óptima de tales servicios y la de fijar las tarifas de los servicios públicos que establece el numeral 5 de la Ley 7593:

[...]

En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. Los servicios públicos antes mencionados son:

[...]

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

[...]

De lo anterior, se desprende que la Aresep es el ente competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos, de conformidad con las metodologías que ella misma determine y debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de tales servicios públicos, dentro de los cuales se encuentra el suministro de energía eléctrica en todas sus etapas. En ese sentido, la Procuraduría General de la República ha señalado:

[...] De conformidad con lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, dicha Entidad es la competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos que enumera la Ley. Dicha potestad tiene como objetivo principal lograr precios que reflejen los costos reales del servicio, no falseen la competencia ni sean excesivos o injustos para el usuario; de ahí la importancia de que la fijación tarifaria sea realizada por un organismo independiente, que decida a partir de estudios y criterios técnicos que reflejen los costos reales del servicio, pero que al mismo tiempo sean equitativos. [...]

[...] La potestad tarifaria es un poder-deber, "lo que sin duda implica que la institución que tiene una determinada potestad en materia de su competencia no sólo puede, sino que debe ejercerla" (Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, resolución 6326-2000 de las 18 hrs. del 19 de julio de 2000). Y está comprendida dentro de esa potestad el definir, conforme el ordenamiento, cuáles son los elementos que deben ser considerados para dar debido cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 3, 25, 29 y 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. De modo que a partir de la potestad atribuida por el legislador y conforme las metodologías que reglamentariamente se haya

establecido, le corresponde fijar las tarifas. Lo cual implica la emisión de los actos administrativos que, ejercitando la potestad reguladora, determinen cuál es la tarifa que los usuarios deben pagar por un servicio público determinado. Una tarifa que debe tomar en consideración los costos necesarios, una retribución competitiva y garantizar la inversión necesaria para que el servicio pueda continuar siendo prestado en condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad y eficiencia. Ergo, el acto tarifario expresará los elementos que, conforme el ordenamiento y la técnica, determinan cuál es la remuneración correspondiente al servicio público de que se trata". [...] (Dictamen C-329-2011 de 22 de diciembre de 2011).

En la misma línea, el artículo 6 incisos a) y d) de la Ley N 7593 establecen, que le corresponde a la Aresep la obligación de [...] a) regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de los servicios públicos para comprobar el correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio, ya sean inversiones realizadas, el endeudamiento en que han incurrido, los niveles de ingresos percibidos, los costos y gastos efectuados o los ingresos percibidos y la rentabilidad o utilidad obtenida, [...] d) fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos. [...]

Por su parte el artículo 29 de la Ley 7593 y sus reformas establece:

[...] ARTICULO 29.- Trámites de tarifas, precios y tasas

La Autoridad Reguladora formulará las definiciones, los requisitos y las condiciones a que se someterán los trámites de tarifas, precios y tasas de los servicios públicos. [...]

Asimismo, el artículo 30 del mismo cuerpo normativo señala:

[...] Los prestadores de servicios públicos, las organizaciones de consumidores legalmente constituidas y los entes y órganos públicos con atribución legal para ello, podrán presentar solicitudes de fijación o cambios de tarifas. La Autoridad Reguladora estará obligada a: " recibir y tramitar esas peticiones, únicamente cuando, al presentarlas, cumplan los requisitos formales que el Reglamento establezca. Esta Autoridad podrá modificar, aprobar o rechazar esas peticiones. De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones de tarifas serán de carácter ordinario o extraordinario.

(Así reformado el párrafo anterior por el artículo 41 aparte f) de la Ley N° 8660 del 8 de agosto de 2008)

De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones tarifarias serán de carácter ordinario o extraordinario. Serán de carácter ordinario aquellas que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de esta ley. Los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez

al año, un estudio ordinario. La Autoridad Reguladora podrá realizar de oficio, modificaciones ordinarias y deberá otorgarles la respectiva audiencia según lo manda la ley.

Serán fijaciones extraordinarias aquellas que consideren variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste. La Autoridad Reguladora realizará, de oficio, esas fijaciones.

(Así reformado por el artículo 41 aparte a) de la Ley N° 8660 del 8 de agosto de 2008) [...]

Que el artículo 31 de la Ley 7593 establece que para fijar tarifas se deben tomar en cuenta las estructuras productivas modelo o la situación particular de cada empresa.

Bajo esa misma inteligencia, el artículo 15 del Decreto 29732 MP, que es el Reglamento a la Ley 7593, dispone que, para fijar tarifas, la Aresep utilizará modelos, los cuales deben ser aprobados de acuerdo con la ley. Al respecto, el artículo 15 indica lo siguiente:

[...] Artículo 15.-Uso de modelos para fijar precios, tarifas y tasas.

Para fijar los precios, tarifas y tasas, la ARESEP utilizará modelos que consideren, como un todo, a la industria de que se trate. Esos modelos serán aprobados por la ARESEP de acuerdo con la ley. [...]

El artículo 6 inciso 16 del Reglamento Interno de Organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) indica que corresponde a la Junta Directiva de Aresep:

[...] Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia. [...]

Lo anterior es consistente con lo establecido en el RIOF, en cuanto al ejercicio de la competencia de fijación de precios y tarifas de los servicios públicos, que dispone en su artículo 17 inciso 1, que es función de la Intendencia de Energía fijar tarifas aplicando modelos vigentes aprobados por la Junta Directiva.

Finalmente, el artículo 43 del Reglamento a la Ley 7593, citado, establece:

[...] Artículo 43.-Dictado de resoluciones de carácter tarifario.

Las resoluciones relativas a fijaciones ordinarias de precios, tarifas y tasas deberán dictarse dentro del plazo que ordena la ley y las extraordinarias, dentro de los quince () días naturales siguientes a la iniciación del trámite de estas fijaciones. (*) (Así reformado por el artículo 207 del decreto ejecutivo N° 35148 del 24 de febrero de 2009)*

En el caso de las fijaciones ordinarias, dichas resoluciones deberán referirse a todas las cuestiones atinentes al objeto de la audiencia correspondiente, a lo debatido en ella y a los elementos de juicio tomados en cuenta para dictarlas. [...]

Por otra parte, la Ley 10086 “Ley para la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”, tiene como objetivo establecer las condiciones necesarias para promover y regular, bajo un régimen especial de integración eficiente, segura y sostenible, las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables. (Ley 10086, Artículo 1).

En cuanto a su alcance, la Ley 10086 es aplicable a todo abonado, generador distribuidor, persona física o jurídica que posee u opera DER, empresas distribuidoras y demás participantes del SEN, el MINAE, la ARESEP y operador del sistema. (Ley N° 10086, Artículo 3).

En concordancia con lo anterior, mediante el decreto ejecutivo N.º 43879-MINAE publicado en el Alcance N.º 17 a La Gaceta N.º 18 del 1 de febrero 2023, se aprobó el Reglamento a la Ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables (Decreto N° 43879-MINAE).

Así pues, de conformidad con el artículo 1 del Decreto 43879 MINAE, se establece el objetivo de esta norma, en el cual se indica lo siguiente:

[...] Artículo 1. Objetivo. El objetivo del presente reglamento, es regular en complemento con la ley 10086 la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos que interactúen con el Sistema Eléctrico Nacional en las modalidades que indica la Ley, bajo los criterios de eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sostenibilidad que se encuentran en la reglamentaciones dictadas por el MINAE y ARESEP [...]

En el artículo 3 de dicho decreto ejecutivo, se dispone es de aplicación obligatoria para todos los abonados, generadores distribuidos, personas físicas o jurídicas que posean, operen, diseñen, ensamblen, instalen, conecten, integren, controlen un recurso de energía renovable, ya sea para uso en las instalaciones de los usuarios finales o para ser interconectados al sistema nacional eléctrico así como a las empresas eléctricas cuando sus DER o dispositivos de energía renovable sean interconectados al SEN, en sus diferentes modalidades y servicios auxiliares asociados a ser definidos por la Aresep.

Es de suma importancia el decreto por cuanto no solo regula a los abonados eléctricos y a las empresas distribuidoras, sino que también a las personas físicas o jurídicas involucradas con el ensamble, integración e instalación de los dispositivos o equipos conocidos de ahora en adelante como DERs.

Con respecto a la Ley 10086, se establece en lo conducente en su artículo 6 que, son funciones de la ARESEP:

[...]

a) *Dictar, aprobar, y fiscalizar el cumplimiento de todos los instrumentos regulatorios requeridos para asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad, así como para la integración eficiente, segura y sostenible de los recursos energéticos distribuidos y los servicios auxiliares que estos puedan prestar, según lo dispuesto en la presente ley, en estricto apego a los principios regulatorios que orientan el proceso de regulación económica y de la calidad de servicio público relacionado con el suministro de energía eléctrica, en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.*

b) *Fijar las tarifas que sean necesarias para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos que se interconecten a las redes del SEN, según lo dispuesto en la presente ley, para el óptimo desarrollo de la energía eléctrica en Costa Rica y el mayor interés público la fijación tarifaria debe garantizar que no se creen subsidios o cargas económicas en favor de aquellos usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos y en detrimento de abonados y participantes del SEN, atendiendo las buenas prácticas de la contabilidad regulatoria, debiendo separarse los cargos de los recursos energéticos distribuidos de las empresas distribuidoras por costos fijos y costos variables del SEN.*

Las tarifas para la integración y operación de los recursos energéticos distribuidos deben considerar el costo de los servicios auxiliares y respaldo que brinda el SEN, la disponibilidad de la red, los costos de interconexión y acceso, los peajes de distribución y transmisión, los costos e inversiones en la red, así como cualquier otro que la ARESEP establezca mediante el instrumento regulatorio aplicable al efecto.

c) *Dictar el instrumento regulatorio aplicable que fije el precio de compra de excedentes entre las empresas distribuidoras; así como entre las empresas distribuidoras y el generador distribuido, así como de prestación de servicios auxiliares, definidos en el artículo 12 de la presente ley.*

[...]

f) *Definir y formalizar el instrumento regulatorio requerido para la elaboración de estudios que deberán aplicar:*

i) Las empresas distribuidoras para determinar la capacidad de penetración de los distintos recursos energéticos distribuidos por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN.

ii) El OS para determinar la capacidad de penetración segura de generación que utiliza fuentes renovables en el SEN.

g) Dictar el instrumento regulatorio para habilitar la integración de los recursos energéticos distribuidos al SEN.

[...]

m) Dictar y aplicar los instrumentos regulatorios necesarios para regular los servicios de interés general vinculante; al servicio público establecidos en la presente ley, así como definir los requisitos y las condiciones para otorgar la habilitación de estos; los cuales estarán sujetos a las obligaciones de servicio público tales como (i) calidad, (ii) cantidad, (iii) confiabilidad, (iv) continuidad, (v) oportunidad, (vi) seguridad, (vii) tarifas, (viii) garantías de acceso al servicio, (ix) prestación óptima, (x) suministro de información.

[...]

Como se puede observar la Ley 10086, dispone que la Aresep ejerza al amparo de sus competencias, la regulación de los servicios de interés general (que así corresponda, ver artículo 6 inciso b), aunque no se traten de servicios públicos en el sentido estricto, tomando en consideración que conforme al artículo 6 de dicha ley, la Aresep debe ejercer dichas funciones.

Ahora bien, sobre los servicios de interés general, de conformidad con el artículo 2 inciso s) de la Ley 10086, se indica lo siguiente:

[...] servicios o actividades económicas accesorias o complementarias vinculados al servicio público de suministro de energía en todas sus etapas, para satisfacer necesidades de interés general sujetas a obligaciones específicas de servicio público técnico, financiero y contable que establezca la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en el marco de la presente ley. [...]

Se desprende de lo anterior, que los servicios de interés general, -como lo son: a) la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora y d) reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa T-DER)-, no son servicios públicos en sí mismos, pero pueden

estar directamente vinculados a un servicio público, el de suministro de la energía eléctrica en todas sus etapas, lo que implica que podrían coadyuvar en la satisfacción del interés general.

Tal y como lo analizó la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria de la ARESEP (DGAJR) mediante el oficio OF-0045-DGAJR-2022 -el cual analizó la implicaciones sobre el pago del canon de regulación a favor de la Aresep-, y de lo cual esta Intendencia coincide, la Ley 10086, estableció que los servicios de interés general, son servicios o actividades económicas accesorias o complementarias vinculadas a un servicio público expresamente regulado por la Aresep, de forma que, se podrían encontrar íntimamente asociadas a dicha regulación, lo que implica que, a fin de prever una prestación adecuada de dicho servicio público, su regulación se debe extender a los servicios vinculados a éste, de manera que se verifique que efectivamente se interrelacionan a la red eléctrica, colaborando y permitiendo una prestación conforme a la Ley 7593.

Si bien los servicios de interés general no necesariamente se encuentran automáticamente regulados por la Aresep, pasan a formar parte de dicho ámbito de regulación (en aplicación de la Ley 10086 y 7593), en el tanto, efectivamente se encuentren interactuando con la red eléctrica. Es decir, debe considerarse que los servicios de interés general se asocian al servicio de suministro de energía eléctrica y por ende, al ámbito de la regulación, en el momento en que se interconectan con el Sistema Eléctrico Nacional, sea entregando o no excedentes a la red (incisos k) y m) del artículo 2 de la Ley 10086), pues dicha interconexión, implica que se es parte de la red eléctrica, lo que claramente, puede tener implicaciones sobre la operación y funcionamiento de ésta.

De lo anterior, se puede concluir que, los servicios de interés general, dispuestos en el artículo 11 de la Ley 10086 dispone en su artículo 6, las funciones que le corresponde efectuar a la Aresep. Dichas funciones reflejan en conjunto el ejercicio de todas las potestades que se le han asignado a la Aresep mediante la Ley 7593, fiscalización, normativa, tarifaria y sancionadora, de modo que, el legislador está disponiendo que este Ente Regulador, le debe dar a dichos servicios un trato regulatorio con la misma amplitud que a los servicios públicos definidos en el artículo 5 de la Ley N° 7593. Lo anterior, en el entendido de que, dichos servicios de interés general efectivamente tengan una operación que interactúa con la red eléctrica.

En este contexto y tomando en cuenta la vasta normativa regulatoria sobre las fijaciones tarifarias, 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 "Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa

distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa T-DER)". Dicha metodología dispone lo siguiente:

[...]

La Intendencia de Energía deberá iniciar de oficio el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N°. 7593 y realizar la solicitud de convocatoria a audiencia pública a la Dirección General de Atención al Usuario a más tardar sesenta días naturales a partir de la fecha de publicación y entrada en vigor de esta metodología tarifaria."

[...]

En contexto con lo anterior, el día 10 de julio del 2023 se dio la apertura del expediente ET-050-2023 para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del "Capítulo 4: para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN", en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023 y el día 11 de agosto de 2023, se celebró la audiencia pública

III. METODOLOGÍA TARIFARIA

El 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 "Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa T-Der)", en lo que interesa se establece lo siguiente:

[...]

CAPÍTULO 4: MÉTODO DE CÁLCULO PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN

[...]

2. Modelo de cálculo

En esta sección se establece el proceso de cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos de forma que permita a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución.

Esta tarifa considera únicamente los costos e inversiones (incluidos los costos de regulación) necesarios, indispensables y justificados para la integración adecuada de los recursos energéticos distribuidos a la red de distribución más un monto de rédito para el desarrollo con el objetivo de fomentar la integración de los recursos energéticos distribuidos.

Para esto, el método de cálculo utilizará, como insumo para su aplicación, la información financiera contable aportada a la Aresep por las empresas distribuidoras de energía eléctrica, proveniente de los Estados Financieros auditados y homologados a la contabilidad regulatoria según los formatos y plazos establecidos por la Intendencia de Energía o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología. En caso de que se emplee otra información distinta a la incluida en los Estados Financieros, se requiere justificar el motivo de su inclusión e indicar cuál es la fuente de la información.

Para los fines de este método de cálculo, la Intendencia de Energía o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas debe analizar, valorar y establecer, conforme al artículo 32 de la Ley N.º 7593 y bajo los principios de proporcionalidad, razonabilidad y servicio al costo, los costos e inversiones que corresponden, única y exclusivamente al servicio público regulado.

Las solicitudes para las fijaciones de tarifas objeto de la aplicación de la metodología ordinaria serán sometidas al proceso de audiencia pública, con los plazos y requisitos de este tipo de proceso de acuerdo con los artículos 36 y 37 de la Ley N.º 7593 y sus reformas, tanto para las solicitudes planteadas por los prestadores del servicio u otros actores facultados por la Ley, como para las aplicaciones de oficio por parte de la Aresep.

Por su parte, las fijaciones extraordinarias se deben someter al proceso de consulta pública como mecanismo de participación ciudadana, mediante la aplicación del procedimiento establecido en el artículo 361 de la Ley General de Administración Pública o el que se encuentre vigente para consultas públicas de la Autoridad Reguladora.

2.1 Fórmula General

La fórmula general de aplicación del método de cálculo es la siguiente.

$TDER_{e,t+1} =$
(Fórmula 4. 1)

$$\frac{COMA_{e,t+1} + (Re_{t+1} * BTe_{t+1}) + CregDER_{e,t+1}}{N * Cle_{t+1}}$$

Donde:

$TDER_{e,t+1}$ = Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa “e” en el período “t+1”, por cada kW de capacidad instalada (colones/kW).

$COMA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”. Ver la sección 2.2. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos (COMA)”.

Re_{t+1} = Tasa de rédito para el desarrollo para la empresa “e” en el período “t+1”. Ver la sección 2.3. denominada “Tasa de rédito para el desarrollo (R)”.

BTe_{t+1} = Base tarifaria de la empresa “e” en el período “t+1”. Ver la sección 2.4. denominada “Base tarifaria (BT)”.

$CregDER_{e,t+1}$ = Canon regulación vigente para la empresa “e” en el período “t+1” (monto absoluto). Monto autorizado como pago por los servicios de regulación de los recursos energéticos distribuidos. Ver la sección 2.5. denominada “Canon de regulación (CregDER)”.

Cle_{t+1} = Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” en el período “t+1”, en kW. Ver la sección 2.6. denominada “Capacidad instalada (CI)”.

N = Cantidad de meses considerados en el período de la información financiero-contable.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

$t+1$ = Período en el que estará vigente la tarifa.

La tarifa resultante será aplicable en cada empresa eléctrica distribuidora a todos los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de cada empresa eléctrica distribuidora, como un cobro mensual por cada kW instalado.

2.2. Costos de operación, mantenimiento y administrativos (COMA)

Son los Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos (COMA_{e,t+1}) indispensables y asociados a los recursos energéticos distribuidos, corresponden a la suma de los costos en que incurre la empresa distribuidora para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos a su sistema de distribución. Todos los costos y gastos deben ser justificados de tal manera que correspondan a las actividades incluidas en la Ley N.º 10086 y además cumplir con los criterios establecidos en el artículo 32 de la Ley N.º 7593. Los componentes del COMA_{e,t+1} se detallan en la siguiente fórmula:

$$COMA_{e,t+1} = COMAD_{e,t+1} + COMAA_{e,t+1} \quad (\text{Fórmula 4. 2})$$

Donde:

COMA_{e,t+1} = Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.

COMAD_{e,t+1} = Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”. Ver la sección 2.2.1. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD)”.

COMAA_{e,t+1} = Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”. Corresponde a una asignación proporcional de los costos de operación, mantenimiento y administrativos efectuados por las empresas distribuidoras para la operación del sistema de distribución. Ver la sección 2.2.2. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados (COMAA)”.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

2.2.1 Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD)

Son los Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos incurridos directamente por las empresas eléctricas distribuidoras e indispensables para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos y que no son propios de los procesos de interconexión y acceso, pues los costos de estos son cubiertos por las respectivas tarifas. Todos los costos y gastos deben ser justificados de tal manera que correspondan a las actividades incluidas en la Ley N.º 10086 y además cumplir con los criterios establecidos en el artículo 32 de la Ley N.º 7593.

Se calcula como la suma de los costos asociados a esta actividad, según los siguientes rubros:

$$\begin{aligned} \text{COMAD}_{e,t+1} = & \text{SAS}_{e,t+1} + \text{MSU}_{e,t+1} + \text{DEP}_{e,t+1} + \text{TRA}_{e,t+1} & \text{(Fórmula 4.3)} \\ & + \text{VIA}_{e,t+1} + \text{CON}_{e,t+1} + \text{OTR}_{e,t+1} \end{aligned}$$

Donde:

- $\text{COMAD}_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.
- $\text{SAS}_{e,t+1}$ = Costos por concepto de salarios y cargas sociales relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.
- $\text{MSU}_{e,t+1}$ = Costos en materiales y suministros relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.
- $\text{DEP}_{e,t+1}$ = Costos por depreciación de los activos relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”. Considera los activos incluidos en la variable relacionada con la base tarifaria de inversiones directas (BTD).
- $\text{TRA}_{e,t+1}$ = Costos por transporte relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.
- $\text{VIA}_{e,t+1}$ = Costos por concepto de viáticos relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.
- $\text{CON}_{e,t+1}$ = Costos por contratos con terceros relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.

$OTR_{e,t+1}$ = Otros costos o montos netos relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos contemplados en la Ley N.º 10086, su reglamento y resto de la normativa técnica que derivan de esta ley, que no estén contemplados en los rubros anteriores, debidamente justificados por la empresa y avalados por la ARESEP, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

Cuando aplique, para cada uno de los rubros de costos y gastos incluidos en la variable Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos directos se aplicarán los criterios de depuración, estimación y proyección indicados en el Capítulo VII de la “Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica Brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”, aprobada mediante la Resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015, publicada en el Alcance Digital N.º 63 de La Gaceta N.º 154 del 10 de agosto de 2015 y sus reformas, o la metodología que la sustituya.

Cualquier incorporación de un nuevo costo deberá ser justificado de acuerdo con lo indicado en la Ley N.º 10086 y su reglamento. En este caso, la Intendencia de Energía o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas deberá realizar el análisis respectivo y evaluar la naturaleza del costo y su magnitud antes de incorporarlo en los cálculos respectivos. En todo caso, esta justificación debe incluir un análisis de la eficiencia propia de la actividad que ocasiona el respectivo costo.

De presentarse algunos beneficios directos o indirectos derivados de la integración de los recursos energéticos distribuidos al SEN, y que no se han considerado en las otras tarifas del sector, estos montos se incorporan a la variable OTR de forma que se obtenga el saldo neto de otros costos menos los beneficios. Estos montos serán

En el caso de que no aplique alguno de los rubros de costos o cuando dos o más de estos rubros de costos estén mezclados entre sí, así se indicará en los cálculos correspondientes, con la debida justificación.

2.2.2. Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados (COMAA)

Corresponde a una asignación de los Costos de operación, mantenimiento y administrativos efectuados por la empresa distribuidora para la operación de la red de distribución.

La fórmula para determinar los Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados es la siguiente.

$$COMAA_{e,t+1} = (COMASD_{e,t+1} * PI_{e,t+1}) + DEPIP_{e,t+1} \quad (\text{Fórmula 4.4})$$

Donde:

$COMAA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa "e" durante el período "t+1". Corresponde a una asignación proporcional de los costos de operación, mantenimiento y administrativos efectuados por las empresas distribuidoras para la operación del sistema de distribución.

$COMASD_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de energía de la empresa "e" en el período "t+1". Ver fórmula 4.5.

$PI_{e,t+1}$ = Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución respecto a los ingresos totales generados por la empresa "e" y sus PDER para el período "t+1". Ver fórmula 4.6.

$DEPIP_{e,t+1}$ = Costo por concepto de la depreciación de los activos relacionados con la Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución, pero que no puede asignarse exclusivamente a esta actividad de la empresa "e" en el período "t+1". Se vincula con las Inversiones específicas realizadas para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución (IP) considerada en la fórmula 4.9.

E = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

$t+1$ = Período en el que estará vigente la tarifa.

Donde la variable "Costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de energía de la empresa" (COMASD) se define de la siguiente forma:

$$COMASD_{e,t+1} = COMA - CEP - Peaje - DEPIP_{e,t+1} - Cre \quad (\text{Fórmula 4.5})$$

Donde

$COMASD_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el período “t+1”.

COMA = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio. Corresponde al COMA de la Fórmula 18 del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

CEP = Costo por compras de energía y potencia total. Corresponde a la variable “Costo por compras de energía y potencia total” (CEP) del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

Peaje = Costo por el transporte de energía. Corresponde a la variable “Costo por el transporte de energía” (Peaje) del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

$DEPIP_{e,t+1}$ = Costo por concepto de la depreciación de los activos relacionados con la Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución, pero que no puede asignarse exclusivamente a esta actividad de la empresa “e” en el período “t+1”. Se vincula con las Inversiones específicas realizadas para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución (IP) considerada en la fórmula 4.9.

Creg = Canon de regulación. Corresponde a la variable “Canon de regulación” (Creg) del instrumento regulatorio denominado

“Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

- e* = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
- t+1* = Período en el que estará vigente la tarifa.

En el caso de que no se cuente con la información para las anteriores variables para el período “t+1”, se podrán emplear los datos del último período disponible, correspondiente a la última fijación tarifaria aprobada por Aresop para la respectiva empresa eléctrica distribuidora.

Por su parte, para la determinación del “Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos” ($P_{Ie,t+1}$) se emplea la siguiente fórmula.

$$P_{Ie,t+1} = \frac{IDER_{e,t+1} * 100}{I_{ve,t+1} + IDER_{e,t+1}} \quad \text{(Fórmula 4.6)}$$

Donde:

$P_{Ie,t+1}$ = Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución respecto a los ingresos totales generados por la empresa “e” y sus PDER para el período “t+1”.

$IDER_{e,t+1}$ = Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” para el período “t+1”. Estos se calcularán tomando en cuenta los ingresos totales de los PDER; es decir, tanto los ingresos por venta de excedentes de energía y potencia, la provisión de servicios auxiliares o cualquier otro servicio que pueda suministrar, así como el monto de la energía autogenerada y consumida por los PDER valorada al precio promedio ponderado al cual la respectiva empresa distribuidora adquiere la energía que distribuye, considerando tanto la generación propia como la compra a terceros.

- $I_{Ve,t+1}$ = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios de la red de distribución de energía por la empresa “e” para el período “t+1”. Corresponde a la variable “Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios” (Iv) de la fórmula 10 del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
- t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

En el caso de que no se cuente con la información para la variable $I_{Ve,t+1}$ para el período “t+1”, se podrán emplear los datos del último período disponible, correspondiente a la última fijación tarifaria aprobada por Aresop para la respectiva empresa eléctrica distribuidora.

Los costos de esta sección no deben incluirse en la fijación tarifaria realizada mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de los costos.

2.3 Tasa de rédito para el desarrollo (R)

La tasa de rédito para el desarrollo corresponderá a un valor máximo que se otorga con el objetivo de brindar al prestador recursos que permitan una retribución competitiva y garantizar la adecuada integración de los DER. El máximo de la tasa de rédito para el desarrollo ($R_{e,t+1}$) se calculará de acuerdo con el procedimiento detallado en el Capítulo VII, Sección 4 de la “Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica Brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”, aprobada mediante la Resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015, publicada en el Alcance Digital N.º 63 de La Gaceta N.º 154 del 10 de agosto de 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

Para la determinación de esta variable se utilizarán los parámetros, datos y criterios considerados en la última fijación tarifaria del sistema de distribución de la respectiva empresa distribuidora para el respectivo año (o el año más reciente), de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa fijación tarifaria.

Si la fijación tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones asociados a la integración de los recursos energéticos distribuidos se realiza simultáneamente con las tarifas del sistema de distribución; en la fijación tarifaria de los DER se empleará como máximo, la tasa de rédito para el desarrollo que resulte de la fijación tarifaria para el sistema de distribución.

La tasa de rédito para el desarrollo o rendimiento se establece como un valor máximo, donde cada una de las empresas distribuidoras podrán valorar si solicitan, en las fijaciones tarifarias que tramiten ante la Aresep, que se les reconozca un monto menor de la tasa de rédito para el desarrollo, después de realizar una valoración técnica de diferentes aspectos de su gestión.

2.4 Base tarifaria (BT)

La Base Tarifaria ($BT_{e,t+1}$) asociada a los recursos energéticos distribuidos es la suma de todas las inversiones efectuadas por la empresa distribuidora para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos a su sistema de distribución.

Incluyen inversiones tales como la adquisición de sistemas de control especializados como ADMS61 y las inversiones adicionales en la red de distribución destinados exclusivamente al desarrollo de los DER.

La base tarifara se calcula según el siguiente detalle:

$$BT_{e,t+1} = BTDe,t+1 + BTA_{e,t+1} \quad \text{(Fórmula 4.7)}$$

Donde:

$BT_{e,t+1}$ =Base tarifaria de la empresa “e” en el período “t+1”.

$BTDe,t+1$ =Base tarifaria de inversiones directas de la empresa “e” en el período “t+1”. Ver la sección 2.4.1. denominada “Base tarifaria directa (BTD)”.

$BTA_{e,t+1}$ =Base tarifaria asignada de inversiones para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el período “t+1”. Corresponde a una asignación proporcional de las inversiones efectuadas por las empresas eléctrica distribuidoras para la operación del sistema de distribución. Ver la sección 2.4.2. denominada “Base tarifaria asignada (BTA)”.

e =Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 =Período en el que estará vigente la tarifa.

Las inversiones de esta sección no deben incluirse en la fijación tarifaria realizada mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD- 139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de

octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de las inversiones.

2.4.1 Base tarifaria directa (BTD)

Corresponde a todas las inversiones efectuadas directamente por las empresas distribuidoras para una adecuada integración y fomento de los recursos energéticos distribuidos. La base tarifaria directa se obtiene de la siguiente forma.

$$BTD_{e,t+1} = AFNORP_{e,t+1} \quad (\text{Fórmula 4.8})$$

Donde:

$BTD_{e,t+1}$ = Base tarifaria de inversiones directas de la empresa “e” en el período “t+1”.

$AFNORP_{e,t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado promedio de la empresa “e” en el período “t+1” incluyendo todos los activos directamente relacionados con los recursos energéticos distribuidos. Se determina según el proceso indicado en el Capítulo VII, sección 5.1 denominada “Activo fijo neto en operación revaluado promedio” del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

Las inversiones de esta sección no deben incluirse en la fijación tarifaria realizada mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de las inversiones.

2.4.2 Base tarifaria asignada (BTA)

Corresponde a una asignación proporcional de las inversiones efectuadas por las empresas distribuidoras para operar el sistema de distribución de energía. La base tarifaria indirecta se obtiene de la siguiente forma.

$$BTA_{e,t+1} = (BTSD_{e,t+1} - IPe,t+1) * PI_{e,t+1} + IPe,t+1 \quad (\text{Fórmula 4.9})$$

Donde:

$BTA_{e,t+1}$ = Base tarifaria asignada de inversiones para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el período “t+1”. Corresponde a una asignación proporcional de las inversiones efectuadas por las empresas eléctrica distribuidoras para la operación del sistema de distribución.

$BTSD_{e,t+1}$ = Base tarifaria para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el período “t+1”. Corresponde a la base tarifaria definida mediante el instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

$IPe,t+1$ = Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución, pero que no puede asignarse exclusivamente a esta actividad, para la empresa “e” para el período “t+1”. Corresponde a la proporción de la respectiva inversión que sí es posible asignar a la tarifa TDER, según valoraciones específicas para cada inversión o subgrupo de ellas.

$PI_{e,t+1}$ = Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución respecto a los ingresos totales generados por la empresa “e” para el período “t+1”. Ver fórmula 4.6.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

Las inversiones asignadas de forma proporcional en este método de cálculo no deben incluirse en el cálculo de la base tarifaria realizado mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de las inversiones.

En el caso de las Inversiones proporcionales ($IPe,t+1$), para que puedan ser incluidas en la base tarifaria, la empresa eléctrica distribuidora debe demostrar que se trata de una inversión que es consecuencia directa de la integración de recursos energéticos distribuidos a su red de distribución, pero que también afecta al resto de sus abonados o usuarios. En este caso, debe incluirse un análisis que determine

qué proporción del valor del activo debe ser asignado a la tarifa TDER, para garantizar que no se den subsidios cruzados que beneficien injustificadamente a los usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos, según lo establecido en los artículos 6.e y 7.a de la Ley N.º 10086.

Para evitar duplicidad de costos o subsidios cruzados, estas inversiones no deben ser consideradas como parte de la variable $BTSD_{e,t+1}$ dejando dentro de esta base tarifaria, solo la proporción de la inversión que sí puede asignarse a la tarifa del Sistema de Distribución

2.5 Canon de regulación (CregDER)

El canon de regulación (CregDER) corresponde a la variable que cubre los costos relacionados con la regulación de los recursos energéticos distribuidos, según la metodología que se tenga aprobada para estos efectos, por parte de la Contraloría General de la República y la ARESEP.

El monto total del canon relacionado con los recursos energéticos distribuidos se distribuye entre las empresas distribuidoras según la participación relativa de la capacidad instalada de los propietarios de recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” respecto de la capacidad instalada total en recursos energéticos distribuidos, según los criterios y metodologías que se tengan aprobados para estos efectos.

Es obligación de las empresas eléctricas distribuidoras recuperar y trasladar a la Aresep los montos del canon de regulación de los recursos energéticos distribuidos obtenidos a través del cobro de esta tarifa, de acuerdo con los criterios y procedimientos establecidos en la normativa de cánones vigente.

2.6 Capacidad instalada (CI)

La capacidad instalada de los recursos energéticos distribuidos es la suma de las capacidades instaladas por todos los PDER de cada empresa distribuidora, medida en kW. La fórmula utilizada para determinar la capacidad instalada de cada período utilizado para llevar a cabo la proyección es la siguiente:

$$CI_e = \frac{\sum_{n=1}^y \sum_{w=1}^m CI_{e,w,n}}{y} \quad \text{(Fórmula 4.10)}$$

Donde:

CI_e = Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e”, en kW.

$C_{le,w,n}$ = Capacidad instalada de cada uno de los propietarios de recursos energéticos distribuidos “w” interconectados a la red de distribución de la empresa “e” para cada mes “n”, en kW.

w = Cada uno de los propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER) interconectados a la red de distribución de la empresa “e”.

m = Cantidad total de propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER) interconectados a la red de distribución de la empresa “e”.

n = Cada uno de los meses del período.

y = Cantidad total de meses del período.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

Para estimar $C_{le,t+1}$ (necesaria para la fórmula 4.1) se procede a proyectar la información obtenida con la fórmula 4.10. Las proyecciones se realizan mediante técnicas estadísticas o econométricas, basadas en datos históricos sobre la capacidad instalada de cada empresa para los últimos años. Para estos efectos se estimará el dato para el mismo período en el que estará vigente la tarifa.

Para esto, debe realizarse un análisis estructural de los datos para determinar el período definitivo por utilizar. Para las estimaciones se utiliza un software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo y los criterios técnicos correspondientes. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen con base en la ciencia, técnica y lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

[...]

5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición

Para la aplicación de este método de cálculo durante el período de transición se requiere establecer la distribución proporcional entre los costos e inversiones ocasionadas por los recursos energéticos distribuidos respecto a los costos totales de operar la red de distribución; para lo cual la Intendencia de Energía o área encargada de fijar las tarifas realizará los cálculos respectivos.

Para la primera aplicación, la Intendencia de Energía tendrá un plazo de 10 días naturales para la elaboración y socialización de los formularios de información requerida y las empresas distribuidoras contarán con 15 días hábiles para la remisión de la información solicitada por la Intendencia de Energía; de tal forma que se plantea un plazo máximo conjunto de aproximadamente 30 días naturales a partir de la aprobación y publicación de la presente metodología en el diario oficial La Gaceta, para que las empresas distribuidoras envíen la información solicitada

por la Intendencia de Energía, con el fin de aplicar el método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN.

La Intendencia de Energía deberá iniciar de oficio el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N°. 7593 y realizar la solicitud de convocatoria a audiencia pública a la Dirección General de Atención al Usuario a más tardar sesenta días naturales a partir de la fecha de publicación y entrada en vigor de esta metodología tarifaria.”

Para los efectos que se requiera, se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

5.2. Suministro de información durante el período de transición

Dado que la actualmente la información disponible en las empresas distribuidoras respecto de los costos e inversiones necesarias para la adecuada operación de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución no constituye la información necesaria para la aplicación del presente método de cálculo; para una adecuada transición de la situación vigente a la propuesta, durante la etapa de transición, la ARESEP solicitará a las empresas distribuidoras que, conforme a las condiciones técnicas y operativas existentes, realicen las gestiones para el suministro de información necesaria según los formatos, requerimientos y plazos de entrega que establezca la Intendencia de Energía o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología, para su análisis y utilización en el estudio tarifario correspondiente, de conformidad con lo indicado en la sección “Aplicación por primera vez y durante el período de transición”.

Para estos efectos, la distribución de costos e inversiones relacionados con este método de cálculo debe ser realizada siguiendo criterios técnicos, que garanticen una asignación adecuada a la naturaleza del servicio que se tarifa, incluyendo los costos e inversiones relacionados con las actividades propias y necesarias para la integración eficiente, segura y sostenible de los recursos energéticos distribuidos al sistema de distribución de cada empresa eléctrica.

[...]

IV. ANÁLISIS TARIFARIO

1. Análisis de la información remitida por las empresas

En lo que corresponde a la aplicación de la metodología RE-0076-JD-2023, se establece en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición” que la IE solicitará mediante formularios a las empresas distribuidoras de energía eléctrica la

información requerida para la distribución proporcional entre los costos e inversiones ocasionadas por los recursos energéticos distribuidos respecto a los costos totales de operar la red de distribución. Además, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, siendo estos los siguientes:

Cuadro N°1
Detalle del último estudio tarifario aprobado
a cada una de las empresas distribuidoras de energía

Empresa distribuidora	Último estudio tarifario aprobado
<i>Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)</i>	<i>ET-075-2021</i>
<i>Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)</i>	<i>ET-069-2021</i>
<i>Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH)</i>	<i>ET-071-2021</i>
<i>Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)</i>	<i>ET-087-2020</i>
<i>Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L (Coopeguanacaste)</i>	<i>ET-070-2019</i>
<i>Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruíz R.L. (Coopealfaro)</i>	<i>ET-025-2015</i>
<i>Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L (Coopelesca)</i>	<i>ET-033-2021</i>
<i>Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (Coopeasantos)</i>	<i>ET-008-2020</i>

Fuente: Intendencia de Energía

De acuerdo con lo establecido, esta Intendencia envió a las empresas distribuidoras de energía eléctrica, mediante correo electrónico del 12 de abril de 2023, el formulario, para la recopilación de la información referente a otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon.

En ese sentido, las empresas distribuidoras de energía eléctrica remitieron la información solicitada (anexo 2). Al respecto, señalar que la información aportada fue revisada y validada por los técnicos de la IE (anexo 3), obteniendo los siguientes resultados:

Es importante advertir que la información aportada por cada una de las empresas eléctricas, es el insumo principal para la tramitación del presente estudio tarifario, en este sentido, esta Intendencia después de realizar un análisis regulatorio riguroso de la información, suministrada por las 8 empresas distribuidoras, logró identificar una serie de elementos que sustentan el presente ajuste tarifario y que dan como resultado el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN

i. Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)

La empresa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-069-2021 mediante la resolución RE-0080-IE-2021 y posterior recurso mediante la resolución RE-0024-IE-2022, por parte de este ente regulador.

Adicionalmente es importante indicar que el 02 de junio de 2023, la IE, les solicita a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.” Siendo que, el 05 de junio de 2023, la empresa vía correo electrónico indicó que los datos son anualizados.

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

• Salarios y cargas sociales (SAS)

CNFL, indicó que en el archivo “TDER desglose 2022” se muestra el detalle de tiempo por actividad y las clases de puestos involucradas.

Así mismo, la empresa consideró la base de datos de remuneraciones “Proyecciones 06-2021 a 12-2022.xls”, los últimos datos aprobados para la CNFL, para cada uno de los puestos solicitados en cada uno de los formularios, en el caso de que alguna línea tenga más de un puesto se consideró el dato promedio del salario más alto. Para el cálculo del salario anual, se consideró el promedio de los 12 meses del año 2022 total de los siguientes elementos de pago: salario base, anualidad, carrera profesional, dedicación exclusiva complemento salarial, notariado, incentivos por estudio, otros conceptos, disponibilidad temporal, prohibición, peligrosidad, ascenso temporal, ajuste salarial, colegio enfermeras, mínimo legal, tiempo extraordinario, tiempo extra, guardia técnica, recargo de funciones, compensación de vacaciones, pago de feriados.

Para el análisis del gasto de salarios, realizado por los técnicos de esta Intendencia, se incorporó a las cargas sociales el 8,33% de salario escolar y 8,33% de aguinaldo, valores que fueron aprobados en el ET-069-2021 y tienen un peso representativo en el gasto de CNFL.

- **Costos en materiales y suministros (MSU)**

En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó que “No se utilizan materiales ni suministros en ninguna de las actividades.” Así mismo, en el archivo “CONSULTAS 10086” enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, la empresa indicó: “a) Materiales y Suministros: Para esta etapa a la fecha la empresa no ha incurrido en un gasto específico para lo que compete la Generación Distribuida; además que no se ha incurrido en el uso de materiales o suministros en la atención y trámite de cada solicitud de generación distribución para autoconsumo.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos por depreciación (DEP)**

La empresa indicó que para todas las labores de oficina se consideró los activos usuales de oficina: CPU, monitor, UPS, estación de trabajo, aire acondicionado y silla ergonómica y el tiempo de uso del activo es basado en el archivo “TDER desglose 2022”.

Así mismo, CNFL hace referencia que para el caso de la depreciación se tomó como base los activos que mantiene en su auxiliar con corte a diciembre 2022, para lo cual se toma la depreciación mensual considerando el promedio según la familia de activo para así obtener el valor detallado en la columna de depreciación mensual.

- **Costos por transporte (OTRA)**

CNFL, maneja el dato total de costo por km, incluyendo combustible y mantenimientos, es por ello que mediante el oficio OF-0444-IE-2023, la Intendencia habilitó el formulario para que la empresa pudiera enviar el dato de transporte agrupado, siendo que por medio del oficio 2001-0612-2023 enviado por correo electrónico el 19 de mayo de 2023, la empresa envió los datos de transporte en el nuevo formulario, sin embargo en la última versión del formulario enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, la empresa omitió esta información.

Esta Intendencia incorporó en los cálculos finales la información enviada por CNFL el 19 de mayo de 2023 como costos de transporte.

- **Costos por viáticos (VIA)**

CNFL, indicó que en promedio se utiliza un viático de almuerzo (¢5 000) en una de cada 10 inspecciones. Siendo que en el 2022 se realizaron 15 inspecciones de DER no asociadas a procesos de interconexión, se indicó el costo de 1,5 viáticos (7500 colones). Este dato de viáticos, CNFL lo multiplica por 1, 5 funcionarios, dando como resultado ¢11.250 de total de viáticos.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó que “No se cuenta con contratos ni otros costos”. Así mismo, en el archivo “CONSULTAS 10086” enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, la empresa indicó: “b) Costos por contrato con terceros (CON): actualmente no se cuenta con contratos específicos para la Generación Distribuida, por cuanto, a la fecha la CNFL ha atendido la actividad de generación distribuida para autoconsumo con recurso propio por lo que no se ha incurrido en un gasto específicamente para generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos (OTR)**

En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó que “No se cuenta con contratos ni otros costos.” Así mismo, en el archivo “CONSULTAS 10086” enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, la empresa indicó: “c) Otros Costos (OTR): A la fecha la empresa no ha incurrido en gastos de este tipo para la Generación Distribuida para autoconsumo en ninguna de sus etapas. Los costos indirectos normales de la operación de la empresa, se consideró que están incluidos en la tarifa TDER.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por CNFL y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD);

Cuadro N°2
Comparativo CNFL versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento
y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	CNFL	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	¢24 902 068,96	¢27 847 950,30	¢2 945 881,34
Gasto por materiales y suministros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por depreciación	¢2 645 614,27	¢2 645 614,27	¢0,00
Gasto por transporte (promedio)	¢0,00	¢145 245,90	¢145 245,90
Gasto por viáticos	¢11 250,00	¢11 250,00	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Otros costos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Total COMAD	¢27 558 933,24	¢30 650 060,48	¢3 091 127,24

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

CNFL, reportó un total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA) de ¢636 517 312,42, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de ¢101 985 490,16. Para el cálculo se utiliza la estructura de costos de 2022, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°3
Comparativo CNFL versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2022.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	CNFL	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	€636 517 312,42	€101 985 490,16	-€534 531 822,27
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	€99 248 717 151,36	€72 676 648 853,36	-€26 572 068 298,00
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	€288 631 510 307,98	€288 631 510 307,98	€0,00
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	€150 162 424 245,68	€176 734 492 543,68	€26 572 068 298,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	€38 887 279 817,51	€38 887 279 817,51	€0,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	€0,00	€0,00	€0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	€333 089 093,43	€333 089 093,43	€0,00
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,64%	0,14%	-0,50%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución (IDER)</i>	€2 010 497 422,54	€0,00	-€2 010 497 422,54
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	€311 475 540 000,00	€311 475 540 000,00	€0,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)**

CNFL, reportó un total de €99 248 717 151,36, sin embargo, el dato resultante de la IE es de €72 676 648 853,36, producto que CNFL omitió las compras a su sistema de generación para la variable CEP.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢288 631 510 307,98.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

Se presenta una diferencia de ¢26 572 068 298,00, entre el valor considerado por CNFL y el cálculo de la IE, producto que la empresa omitió las compras de energía a su sistema de generación.

- **Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢38 887 279 817,51.

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

En el archivo "CONSULTAS 10086" enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, la empresa indicó: "d) Costo por depreciación de los activos (DEPIP) actualmente CNFL no cuenta con este tipo activos, dentro del COMAD se identifica directamente los relacionados a Generación Distribuida y en el COMAA específicamente el COMA se considera el gasto por depreciación de los activos de CNFL para el sistema de distribución, aprobados en la última resolución."

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢333 089 093,43.

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, CNFL reportó un 0,64% de participación relativa, mientras el cálculo de la IE es de 0,14% esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

CNFL, reportó $\text{Q}2\ 010\ 497\ 422,54$ de ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE, al proyectar los datos al 2023, consideró un total de $\text{Q}424\ 213\ 681,00$, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. ix de este informe.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son $\text{Q}311\ 475\ 540\ 000,00$.

Por lo anterior el COMA reportado por CNFL es de $\text{Q}664\ 076\ 245,66$, mientras que el resultado del análisis de la IE, es de $\text{Q}132\ 635\ 550,63$ utilizando la estructura de costos de 2022, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria."

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de CNFL el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2022, por lo que esta Intendencia estimó los valores al 2023 según los parámetros económicos anteriormente descritos.

La compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución no se determinó por inflación, sino que la información fue proyectada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe, en el apartado IV. 2. x

Cuadro N°4
CNFL: costos de operación, mantenimiento, y administrativos
Indexados al 2023
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	T+ 1 (2023)
Gasto por salarios	¢28 182 125,71
Gasto por materiales y suministros	¢0,00
Gasto por depreciación	¢2 645 614,27
Gasto por transporte (promedio)	¢147 102,88
Gasto por viáticos	¢11 393,83
Gasto por contratos a terceros	¢0,00
Otros costos	¢0,00
Total COMAD	¢30 986 236,69
Detalle de la cuenta	T+ 1 (2023)
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	¢103 948 037,78
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	¢74 075 194 705,97
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	¢312 756 681 664,94
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	¢203 190 743 287,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	¢35 150 775 674,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	¢0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	¢339 967 997,97
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,14%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	¢424 213 681,00
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	¢301 877 895 037,00
Detalle de la cuenta	T+ 1 (2023)
COMA	¢134 934 274,46

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

d) Base tarifaria (BT)

En el archivo "CONSULTAS 10086" enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, la empresa indicó:

"a) Actualmente la CNFL, no cuenta con inversiones designados para esa actividad, por esto mismo no se detalla inversiones, por lo cual dicho espacio se deja en blanco.

Al momento de presentar esta información la CNFL no cuenta con ninguna inversión específica de generación distribuida que no se pueda asignar propiamente.

En la Base Tarifaria total del Sistema Distribución en su AFNORP se incluye la totalidad de activos, por tanto, acorde al inductor respectivo corresponde para generación distribuida, ya que todas las actividades que brindan son tanto para actividad propia de distribución en su actividad normal como para generación distribuida."

En este contexto, la Intendencia consideró no imputar inversiones para la actividad de generación distribuida, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

La base tarifaria aprobada en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢358 563 929 597,25, el porcentaje de participación relativa de los ingresos (PI) es de 0,14%, el cual da como resultado que la base tarifaria calculada por la IE para recursos energéticos distribuidos sea de ¢503 164 616,00 mientras que CNFL esperaba ¢2 299 597 973,16, la diferencia se debe a que CNFL esperaba un porcentaje de participación de 0,64% lo que afecta significativamente el resultado de la fórmula.

No se indexan los costos al 2023, producto que la base tarifaria y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo para aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de 3,61%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

ii. Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L (Coopelesca)

La empresa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-033-2021 mediante la resolución RE-0072-IE-2021, por parte de este ente regulador.

Adicionalmente es importante indicar que el 02 de junio de 2023, la IE, les solicitó a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.” Siendo que, el 05 de junio de 2023, la cooperativa vía correo electrónico indicó que son datos para un año.

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

• Salarios y cargas sociales (SAS)

Coopelesca, por medio del oficio GG-248-2023, da respuesta a los requerimientos solicitados por la IE, mediante el oficio OF-0445-IE-2023, lo referente al capítulo 4.

Para el cálculo de salarios la cooperativa reportó los siguientes puestos que tienen participación en generación distribuida:

- Gestor de Facturación
- Asistente de Contabilidad
- Análisis Financiero
- Auxiliar de Gestión de Operaciones
- Asistente Legal
- Inspector de Calidad
- Técnico Laboratorio Medidores

Para el cálculo de los costos de operación, mantenimiento y administrativos directos, esta Intendencia consideró los datos reportados por Coopelesca, siendo de ₡13 684 179,21 para salarios y cargas sociales, es importante indicar que la información reportada por la cooperativa son datos anualizados, donde los funcionarios laboran 1 día a la semana en labores realizadas a la interconexión a la red de distribución.

- **Costos en materiales y suministros (MSU)**

Coopelesca en el archivo “Formularios otros gastos rentabilidad inversiones y canon” reportó la lista de materiales eléctricos necesarios para las actividades de interconexión, entre lo que destaca cables, conector, tuercas, tornillos, tape, tubos, pernos, fusibles, etc.

Esta Intendencia consideró los datos anualizados reportados por la cooperativa, siendo materiales por ¢11 000 158,30.

- **Costos por depreciación (DEP)**

La cooperativa indicó los números de activos de cómputo que tienen relación con las actividades de interconexión, en el correo electrónico enviado el 5 de junio de 2023, la cooperativa indicó que el activo se usa un día a la semana para estas actividades, siendo el gasto por depreciación anualizado de ¢208 591,17.

- **Costos por transporte (TRA)**

La cooperativa indicó que los datos de kilometraje son anuales y en mantenimiento reportó cambio de llantas, aceites y lubricantes, lo que da como resultado un costo de transporte anualizado de ¢598 744,00.

- **Costos por viáticos (VIA)**

Los datos reportados por la cooperativa es bajo la premisa que se consideró que son salidas de dos días a la semana por 52 semanas, lo que deriva en viáticos anualizados de ¢1 040 000,00.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

En el correo electrónico enviado por la cooperativa se indicó:

“Importes No Requeridos al Corte mayo 2023

- 1. Costos por contratos, hoja del COMA: Hoy no se han requerido, pero eso no limita que dado la nueva coyuntura es un costo asociado en el muy corto plazo*
- 2. Otros costos, mismo caso que el punto anterior*
- 3. En la BTD, con corte a mayo 2023 no se cuentan con dichas inversiones, pero dada la coyuntura, se prevén en el muy corto plazo.”*

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos (OTR)**

En el correo electrónico enviado por la cooperativa se indicó:

“Importes No Requeridos al Corte mayo 2023

4. *Costos por contratos, hoja del COMA: Hoy no se han requerido, pero eso no limita que dado la nueva coyuntura es un costo asociado en el muy corto plazo*
5. *Otros costos, mismo caso que el punto anterior*
6. *En la BTD, con corte a mayo 2023 no se cuentan con dichas inversiones, pero dada la coyuntura, se prevén en el muy corto plazo.”*

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopelesca y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD):

Cuadro N°5
Comparativo Coopelesca versus IE
Total de costos de operación,
mantenimiento y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopelesca	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	¢13 684 179,21	¢13 684 179,21	¢0,00
Gasto por materiales y suministros	¢11 000 158,30	¢11 000 158,30	¢0,00
Gasto por depreciación	¢208 591,17	¢208 591,17	¢0,00
Gasto por transporte (promedio)	¢598 744,00	¢598 744,00	¢0,00
Gasto por viáticos	¢1 040 000,00	¢1 040 000,00	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Otros costos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Total COMAD	¢26 531 672,68	¢26 531 672,68	¢0,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

Coopelesca, reportó un total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA) de ¢17 167 722,47, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de ¢10 626 177,61. Para el cálculo se utiliza la estructura de costos de 2023, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°6
Comparativo Coopelesca versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2023.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopelesca	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	¢17 167 722,47	¢10 626 177,61	-¢6 541 544,86
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	¢13 756 805 540,52	¢12 920 260 592,52	-¢836 544 948,00
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	¢41 195 700 000,00	¢41 195 700 000,00	¢0,00
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	¢25 193 880 000,00	¢26 381 353 088,00	¢1 187 473 088,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	¢2 171 400 000,00	¢1 820 471 860,00	-¢350 928 140,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	¢44 459,48	¢44 459,48	¢0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	¢73 570 000,00	¢73 570 000,00	¢0,00
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,12%	0,08%	-0,04%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	¢55 770 000,00	¢40 096 819,00	-¢15 673 181,00
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	¢44 749 770 000,00	¢48 918 053 828,00	¢4 168 283 828,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)**

Coopelesca, reportó un total de ¢13 756 805 540,52, el dato resultante de la IE es de ¢12 920 260 592,52.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢41 195 700 000,00.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

El CEP aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢25 193 880 000,00, sin embargo, para consistencia de la información con las demás distribuidoras, se consideró la información actualizada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la IE, el cual se desarrollará en el apartado IV. 2. I de este informe, dando como resultado un total de compra de energía y potencia de ¢26 381 353 088,00.

- **Costo del transporte de energía, “peaje” de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢2 171 400 000,00, sin embargo, para consistencia de la información con las demás distribuidoras, se consideró la información actualizada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la IE, el cual se desarrollará en el apartado IV. 2. I de este informe, dando como resultado un total de compra de energía y potencia de ¢1 820 471 860,00.

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

La empresa aportó el archivo “Auxiliar Base Asignada22.xls”, donde se detalla las inversiones directas y la correspondiente depreciación.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢73 570 000,00.

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, Coopelesca reportó un 0,12% de participación relativa, mientras el cálculo de la IE es de 0,08% esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. Xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

Coopelesca, reportó ¢55 770 000,00 de ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE, consideró un total de ¢40 096 819,00, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. Ix de este informe.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son ¢44 749 770 000,00, sin embargo para consistencia de la información con las demás distribuidoras, se consideró la información actualizada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la IE, el cual se desarrollará en el apartado IV. 2. X de este informe, dando como resultado un total de compra de energía y potencia de ¢48 918 053 828,00.

Por lo anterior el COMA reportado por Coopelesca es de ¢43 699 395,15 mientras que el resultado del análisis de la IE, es de ¢37 157 850,29, utilizando la estructura de costos de 2023, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora. Para las variables de compras de energía y potencia, peaje de energía, ingresos por ventas e ingresos por recursos distribuidos, se utilizó los datos tabulados por el proceso de Inteligencia de negocio de la IE, el cual se desarrollará en la en el apartado IV. 2. X de este informe.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de Coopelesca esta Intendencia no indexó las variables de costos y gastos, sino que consideró la información disponible para el 2023 en el estado de resultados tarifario, siendo que la empresa tiene costos estimados para dicho periodo en el ET-033-2021. Sin embargo, es importante indicar que las variables de compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, se consideró la información actualizada suministrada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe.

d) Base tarifaria (BT)

La empresa en el correo enviado el 5 de junio de 2023, aportó el Excel llamado “Auxiliar Base Asignada 22”, en el cual detallan los activos que son necesarios para generación distribuida, en dicho archivo, en la hoja resumen indican la inversión específica, con base a un conductor aplicado por la empresa.

De las inversiones que ha realizado la cooperativa para generación distribuida, un 3.07% lo imputan como IP, el cual es la relación de unidades kWh del año 2022(Energía generada + energía depositada por los generadores distribuidos) con respecto a las ventas totales del mismo año. Resultado de lo anterior, el costo proporcional de uso del activo es de ¢17 965 286,29.

La base tarifaria aprobada en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢ 70 620 550 000,00, el porcentaje de participación relativa de los ingresos (PI) es de 0,08%, el cual da como resultado que la base tarifaria calculada por la IE para recursos energéticos distribuidos sea de ¢75 788 938,18 mientras que Coopelesca esperaba ¢ 105 844 496,67, la diferencia se debe a que Coopelesca esperaba un porcentaje de participación de 0,12% lo que afecta significativamente el resultado de la fórmula.

No se indexan los costos al 2023, producto que la base tarifaria y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo para aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de 5,33%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

iii. Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R.L. (Coopealfaro)

La empresa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-025-2015 mediante la resolución RIE-067-2015, por parte de este ente regulador.

Coopealfaro, en el correo electrónico enviado el 01 de junio de 2023, aportó el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” donde hace aclaraciones sobre la información aportada para el capítulo 4, entre lo que destaca que la cooperativa indicó que no cuenta con inversiones, proyectos o estructuras definidas específicas para la generación distribuida.

Adicionalmente el 02 de junio de 2023, la IE, les solicita a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.” Siendo que, el 07 de junio de 2023, la cooperativa vía correo electrónico indicó: “La información del formulario se completaba con datos mensuales según lo que indicó el mismo documento.” Por lo anterior, esta Intendencia multiplica por 12 meses los costos reportados por la cooperativa para completar la serie de datos anualizados.

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

- **Salarios y cargas sociales (SAS)**

La cooperativa reportó salarios de un técnico, plataforma de servicios, contador y la gerencia, 30 minutos cada uno, sin embargo es importante indicar que en la información aportada por Coopealfaro, no consideró las cargas sociales para todos los puestos antes indicados, la IE incorporó el porcentaje de cargas sociales aprobado en el ET-025-2015, así como el aguinaldo, además corrigió las fórmulas, ya que no en todos los casos el vínculo calculaba las cargas sociales, lo anterior genera diferencias entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia.

- **Costos en materiales y suministros (MSU)**

En la información enviada por la cooperativa, se reportó como materiales 4 computadoras, 4 escritorios, 4 sillas, y utensilios de limpieza, los correspondiente a activos fijos no se consideran como costos aceptados por parte de la IE, ya que los mismos no forman parte de materiales y suministros y el dato suministrado por la cooperativa es desproporcionado, siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Adicionalmente la depreciación así como la base tarifaria se contemplan en otros segmentos de la metodología en aplicación.

- **Costos por depreciación (DEP)**

La empresa reportó la depreciación de la computadora, silla y escritorios necesarios para las actividades de interconexión.

- **Costos por transporte (TRA)**

La información reportada por la cooperativa es la siguiente:

4. Costos por transporte (TRA)**518 647,09**

Ubicación de destino	Distancia promedio en KM	Promedio de litros requeridos de combustible por KM	Costo promedio del litro combustible	Costo promedio por viaje en combustible
Zarcero	15	5,90	737,00	€ 65 224,50
San Ramón	30	5,90	737,00	€ 3 121,29
Naranjo	30	5,90	737,00	€ 3 121,29
Bajos del Toro	35	5,90	737,00	€ 3 121,29
				€ -
				€ -
				€ -
				€ -
PROMEDIOS	27,5	5,90		€ 9 323,55
PROMEDIO IDA Y VUELTA	55,0	11,80		€ 18 647,09

Gastos de mantenimiento

Descripción	Costo unitario	Total unidades a utilizar	costo total de materiales
Aceite y Lubricantes	100 000,00	1,00	100 000,00
Llantas	100 000,00	4,00	400 000,00
			0,00
			0,00
		Total	500 000,00

Siendo que la cooperativa indicó que los datos son mensuales, para esta Intendencia los mismos son desproporcionados, aduciendo que todos los meses realizan cambios de llantas e invierten fuertes sumas en aceites y lubricantes, adicionalmente el promedio de litros requeridos por kilómetro reportado por Coopealfaro es de 5.90 litros para recorrer 1 kilómetro, en zonas rurales donde no se ven afectadas con tráfico vehicular en comparación a otras empresas en zonas urbanas.

De conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Para la aplicación del capítulo 1 la Intendencia no aceptó el promedio de litros requeridos de combustible por kilómetro, reportado por Coopealfaro sino que analizó el comportamiento reportado por empresas como ICE, Coopelesca, JASEC, Santos y EspH dando un promedio de 0,68 por litro de combustible, para el capítulo 4 mantiene los datos considerados por la IE para el capítulo 1.

Para el gasto de mantenimiento se realizó un promedio según lo reportado por Coopeguanacaste, Coopesantos y Coopelesca, siendo que la IE, le reconoce a Coopealfaro como máximo el promedio de las cooperativas de electrificación rural para el gasto de mantenimiento de vehículos de forma anual.

Cuadro N°7
Promedio gastos de mantenimiento de vehículos
Cooperativas de electrificación rural
--Cifras en colones--

Empresa	Gasto de mantenimiento vehículo
Coopeguanacaste	1 591 105,04
Coopesantos	1 249 872,77
Coopelesca	400 000,00
	1 080 325,93

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Costos por viáticos (VIA)**

En el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO_INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” aportado por Coopealfaro, en el correo electrónico enviado el 01 de junio de 2023, la empresa indicó lo siguiente: “Hoja COMA, apartado a, punto 5: No se requiere de costos por viáticos debido a que las distancias son cortas por ende no son necesarios los viáticos.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

En el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO_INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” aportado por Coopealfaro, en el correo electrónico enviado el 01 de junio de 2023, la empresa indicó lo siguiente: “Hoja COMA, apartado a, punto 6: Actualmente no se tienen contratos con terceros para estas labores.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos (OTR)**

En el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO_INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” aportado por Coopealfaro, en el correo electrónico enviado el 01 de junio de 2023, la empresa indicó lo siguiente: “Hoja COMA, apartado a, punto 7: No se requiere de otros costos.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopealfaro y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD):

Cuadro N°8
Comparativo Coopealfaro versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopealfaro	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡7 280,28	₡9 333,66	₡2 053,37
Gasto por materiales y suministros	₡4 000 000,00	₡40 000,00	-₡3 960 000,00
Gasto por depreciación	₡3,82	₡3,82	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡518 647,09	₡92 176,68	-₡426 470,41
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total COMAD	₡4 525 931,19	₡141 514,16	-₡4 384 417,04

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Los datos anualizados para Coopealfaro son los siguientes:

Cuadro N°9
Coopealfaro: COMAD anualizado
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Datos anualizados IE
Gasto por salarios	₡112 003,89
Gasto por materiales y suministros	₡480 000,00
Gasto por depreciación	₡45,83
Gasto por transporte (promedio)	₡1 106 120,15
Gasto por viáticos	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00
Otros costos	₡0,00
Total COMAD	₡1 698 169,88

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

Coopealfaro no reportó información, así mismo, en el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO_INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” aportado por la cooperativa, en el correo electrónico enviado el 01 de junio de 2023, la empresa indicó lo siguiente: “Hoja COMA, apartado b: Este punto va sin datos debido a que COOPEALFARORUIZ no cuenta con inversiones, proyectos o estructuras definidas específicas para la generación distribuida.”

Es importante indicar que a la cooperativa no se le ha fijado tarifa aplicando la RE-0139-JD-2015, por lo que esta Intendencia consideró los valores de la última fijación aprobada para Coopealfaro haciendo la salvedad que los datos no corresponden al resultado de las fórmulas que se refieren el capítulo 4 sobre la “Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica Brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”, aprobada mediante la Resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015, publicada en el Alcance Digital N.º 63 de La Gaceta N.º 154 del 10 de agosto de 2015.

• Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)

Coopealfaro no reportó información, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de ₡872 634,99. Para el cálculo se utilizó la estructura de costos de 2016, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°10
Comparativo Coopealfaro versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2016.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopealfaro	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	#jDIV/0!	Ø872 634,99	#jDIV/0!
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	-Ø3 000 000,00	Ø500 600 000,00	Ø503 600 000,00
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	Ø0,00	Ø2 066 100 000,00	Ø2 066 100 000,00
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	Ø0,00	Ø1 245 900 000,00	Ø1 245 900 000,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	Ø0,00	Ø316 600 000,00	Ø316 600 000,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	Ø0,00	Ø0,00	Ø0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	Ø3 000 000,00	Ø3 000 000,00	Ø0,00
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	#jDIV/0!	0,17%	#jDIV/0!
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	Ø0,00	Ø0,00	Ø0,00
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	Ø0,00	Ø2 142 100 000,00	Ø2 142 100 000,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de Ø2 066 100 000,00.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

La compra de energía y potencia aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de Ø1 245 900 000,00.

- **Costo del transporte de energía, “peaje” de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢316 600 000,00.

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

La empresa no reportó inversiones para generación distribuida, así mismo, en el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO_INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” aportado por la cooperativa, en el correo electrónico enviado el 01 de junio de 2023, la empresa indicó lo siguiente: “Hoja COMA, apartado b: Este punto va sin datos debido a que COOPEALFARORUIZ no cuenta con inversiones, proyectos o estructuras definidas específicas para la generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢3 000 000,00.

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, el cálculo de la IE es de 0,17% esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

Coopealfaro no reportó ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE consideró un total de ¢4 347 015, , al proyectar los datos al 2023, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. ix de este informe.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son ¢2 142 100 000,00

Por lo anterior el COMA reportado por Coopealfaro da error por los datos que la empresa no consideró, mientras que el resultado del análisis de la IE, es de $\text{C}\$1\,014\,149,14$ utilizando la estructura de costos de 2016, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de Coopealfaro el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2016, por lo que esta Intendencia estimó los valores al 2023 según la variación promedio anual del índice de precios al consumidor.

La compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución no se determinó por inflación, sino que la información que se utilizó fue la proyectada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe, en el apartado IV. 2. X.

Cuadro N°11
Coopealfaro: costos de operación, mantenimiento, y administrativos
Indexados al 2023
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	2023
Gasto por salarios	Ø135 398,39
Gasto por materiales y suministros	Ø572 016,62
Gasto por depreciación	Ø45,83
Gasto por transporte (promedio)	Ø1 318 164,82
Gasto por viáticos	Ø0,00
Gasto por contratos a terceros	Ø0,00
Otros costos	Ø0,00
Total COMAD	Ø2 025 625,66
Detalle de la cuenta	2023
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	<i>Ø1 009 927,37</i>
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	<i>Ø579 359 813,95</i>
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	<i>Ø2 193 610 557,64</i>
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	<i>Ø1 315 407 812,00</i>
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	<i>Ø295 240 068,00</i>
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	<i>Ø0,00</i>
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	<i>Ø3 602 863,69</i>
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	<i>0,17%</i>
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	<i>Ø4 347 015,00</i>
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	<i>Ø2 489 382 598,00</i>
Detalle de la cuenta	2023
COMA	Ø3 035 553,04

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

d) Base tarifaria (BT)

En el formulario la empresa omitió información importante para el cálculo, entre ella información que correspondía a la última fijación de distribución, lo que provoca que el dato de la cooperativa de error y no permite comparar con el análisis de la IE.

En el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO_INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” aportado por la cooperativa, en el correo electrónico enviado el 01 de junio de 2023, la empresa indicó lo siguiente:

“Hoja BT, apartado a: Este punto va sin datos debido a que COOPEALFARORUIZ no cuenta con inversiones, proyectos o estructuras definidas específicas para la generación distribuida.

Hoja BT, apartado b: la base tarifaria va sin datos debido a que COOPEALFARORUIZ no cuenta con inversiones, proyectos o estructuras definidas específicas para la generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 la base tarifaria de inversiones directas (BTD) y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Adicionalmente, a base tarifaria aprobada en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢2 934 500 000,00.

En inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular de los recursos distribuidos, pero que no puede asignarse exclusivamente a la actividad (IP) la empresa reportó ¢260 300 000,00, sin embargo en el formulario indicó que los activos solo los utiliza 30 minutos, por lo que es desproporcionado que asigne el total de activos como edificios y estructuras, herramientas mayores, medidores, acometidas, postes y accesorios, y transformadores cuando para cada uno solo reportó un uso de 30 minutos.

Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Por lo anterior esta Intendencia no acepta el monto reportado por la cooperativa como inversión específica dando como resultado un valor cero.

Lo anterior, da como resultado que la BT para recursos energéticos distribuidos reconocida por la IE sea de ¢5 115 356,31 y un porcentaje de participación relativa de 0,17%.

No se indexan los costos al 2023, producto que la BT y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de 5,88%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

iv. Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)

La empresa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-087-2020 mediante la resolución RE-0019-IE-2021, recurso RE-0026-IE-2021 y posterior recurso de junta directiva mediante la resolución RE-0022-IE-2023.

Adicionalmente es importante indicar que el 02 de junio de 2023, la IE, les solicita a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.”

Siendo que, el 07 de junio de 2023, la empresa vía correo electrónico envía nuevamente el formulario “Formularios otros gastos rentabilidad inversiones y canon”, adicionalmente envían el documento en Word “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” indicando “Como se adjunta de nuevo este archivo, se calcula la información en forma anual.”

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

- **Salarios y cargas sociales (SAS)**

Para el cálculo de salarios la empresa reportó los siguientes puestos que tienen participación en generación distribuida.

- Jefe Departamento Medición
- Jefe Departamento Facturación

La empresa indicó 2880 minutos, siendo 4 horas al mes, por 12 meses, cada uno de los funcionarios, asignados a labores relacionadas generación distribuida.

- **Costos en materiales y suministros (MSU)**

En el correo electrónico, enviado el 07 de junio de 2023, la empresa envió el documento en Word “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” e indicó: “No se utilizan las variables de Materiales y Suministros, Transporte, Mantenimiento, Viatico, Contratos con Terceros y Otros Costos, ya que no hay labores asignadas con costos directamente asociados en la atención del servicio de generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos por depreciación (DEP)**

La empresa reportó la depreciación de las computadoras de jefe de medición y facturación, reportando 2880 minutos de uso del activo para cada equipo, siendo 4 horas al mes por 12 meses que el activo se utilizará para labores de interconexión.

- **Costos por transporte (TRA)**

En el correo electrónico, enviado el 07 de junio de 2023, la empresa envió el documento en Word “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” e indicó: “No se utilizan las variables de Materiales y Suministros, Transporte, Mantenimiento, Viatico, Contratos con Terceros y Otros Costos, ya que no hay labores asignadas con costos directamente asociados en la atención del servicio de generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos por viáticos (VIA)**

En el correo electrónico, enviado el 07 de junio de 2023, la empresa envió el documento en Word “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” e indicó: “No se utilizan las variables de Materiales y Suministros, Transporte, Mantenimiento, Viatico, Contratos con Terceros y Otros Costos, ya que no hay labores asignadas con costos directamente asociados en la atención del servicio de generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

En el correo electrónico, enviado el 07 de junio de 2023, la empresa envió el documento en Word “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” e indicó: “No se utilizan las variables de Materiales y Suministros, Transporte, Mantenimiento, Viatico, Contratos con Terceros y Otros Costos, ya que no hay labores asignadas con costos directamente asociados en la atención del servicio de generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos (OTR)**

En el correo electrónico, enviado el 07 de junio de 2023, la empresa envió el documento en Word “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” e indicó: “No se utilizan las variables de Materiales y Suministros, Transporte, Mantenimiento, Viatico, Contratos con Terceros y Otros Costos, ya que no hay labores asignadas con costos directamente asociados en la atención del servicio de generación distribuida.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por JASEC y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

Cuadro N°12
Comparativo JASEC versus IE
Total de costos de operación,
mantenimiento y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	JASEC	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	¢821 398,93	¢821 398,93	¢0,00
Gasto por materiales y suministros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por depreciación	¢5 000,00	¢5 000,00	¢0,00
Gasto por transporte (promedio)	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por viáticos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Otros costos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Total COMAD	¢826 398,93	¢826 398,93	¢0,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

JASEC, reportó un total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA) de ¢1,48, es importante indicar que el dato reportado por JASEC esta expresado en millones de colones, por lo que el número absoluto de COMAA solicitado por la empresa es ¢1 476 616,05, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de ¢4 944 891,62. Para el cálculo se utiliza la estructura de costos de 2022, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°13
Comparativo JASEC versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2022.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	JASEC	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	¢1,48	¢4 944 891,62	¢4 944 890,14
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	¢8 545,22	¢8 544 800 000,00	¢8 544 791 454,78
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	¢37 969,13	¢46 044 710 000,00	¢46 044 672 030,87
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	¢22 777,40	¢30 982 800 000,00	¢30 982 777 222,60
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	¢6 541,90	¢6 412 500 000,00	¢6 412 493 458,10
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	¢0,00	¢0,00	¢0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	¢104,61	¢104 610 000,00	¢104 609 895,39
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,02%	0,06%	0,04%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	¢8,26	¢0,00	-¢8,26
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	¢47 792,60	¢46 464 860 000,00	¢46 464 812 207,40

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)**

JASEC, reportó un total de ¢8 545,22, es importante indicar que el dato reportado por JASEC esta expresado en millones de colones, por lo que el número absoluto de COMAA solicitado por la empresa es ¢8 545 220 000,00, sin embargo, el dato resultante de la IE es de ¢8 544 800 000,00.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ₡46 044 710 000,00.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

El CEP aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ₡30 982 800 000,00, que corresponden a la compra de energía al ICE y al propio sistema de generación de JASEC.

- **Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ₡6 412 500 000,00

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

JASEC no reportó gasto por depreciación de los activos relacionados a inversión específica, para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución, siendo que en el correo electrónico, enviado el 07 de junio de 2023, en el documento en Word "Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida" la empresa indicó: "En el caso de JASEC, no se ha incurrido en inversión para clientes con generación distribuida, pues los circuitos no han requerido inversión adicional, además de que como se indica, han sido 63 clientes en los últimos 64 meses. En conclusión, el monto de inversión en BT es cero."

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ₡104 610 000,00.

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, JASEC reportó un 0,02% de participación relativa, mientras el cálculo de la IE es de 0,06% esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

JASEC, reportó ¢8,26 de ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE, al proyectar los datos al 2023, consideró un total de ¢30 082 279,00, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. ix de este informe.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son ¢46 464 860 000,00

Por lo anterior el COMA reportado por JASEC es de ¢826 400,41, mientras que el resultado del análisis de la IE, es de ¢5 771 290,55, utilizando la estructura de costos de 2022, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora.

Es importante indicar que la diferencia entre lo reportado por la empresa y lo aprobado por la IE se debe a que en la información aportada por JASEC, lo correspondiente al COMAD se presenta en números absolutos y la información del COMAA se presenta en millones, lo que distorsiona el resultado final reportado por la empresa.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de JASEC el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2022, por lo que esta Intendencia estimó los valores al 2023 según los parámetros económicos anteriormente descritos.

La compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución no se determinó por inflación, sino que se usó la información que fue proyectada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe, en el apartado IV, 2. x.

Cuadro N°14
JASEC: costos de operación, mantenimiento, y administrativos
Indexados al 2023
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	T+ 1 (2023)
Gasto por salarios	¢831 255,72
Gasto por materiales y suministros	¢0,00
Gasto por depreciación	¢5 000,00
Gasto por transporte (promedio)	¢0,00
Gasto por viáticos	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢0,00
Otros costos	¢0,00
Total COMAD	¢836 255,72
Detalle de la cuenta	T+ 1 (2023)
b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAA)	¢5 047 370,50
Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)	¢8 721 884 070,78
1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)	¢51 037 019 038,75
2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)	¢35 696 593 212,00
3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)	¢6 511 771 657,00
4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)	¢0,00
5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)	¢106 770 098,97
Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)	0,06%
1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)	¢30 082 279,00
2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)	¢51 952 261 781,00
Detalle de la cuenta	T+ 1 (2023)
COMA	¢5 883 626,22

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

d) Base tarifaria (BT)

JASEC en el correo electrónico, enviado el 07 de junio de 2023, en el documento en Word "Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida" indicó: "En el caso de JASEC, no se ha incurrido en inversión para clientes con generación distribuida, pues los circuitos no han requerido inversión adicional, además de que como se indicó, han sido 63 clientes en los últimos 64 meses. En conclusión, el monto de inversión en BT es cero."

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar la base tarifaria de inversiones directas, así como la inversión específica, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

La base tarifaria aprobada en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢ 24 564 010 000,00, el porcentaje de participación relativa de los ingresos (PI) es de 0,06%, el cual da como resultado que la base tarifaria calculada por la IE para recursos energéticos distribuidos sea de ¢14 215 238,18.

No se indexan los costos, producto que la BT y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles y la última base tarifaria estimada para la cooperativa es para el período 2023.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo para aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de 4,56%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

v. Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (Coopesantos)

La cooperativa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-008-2020, mediante la resolución RE-042-2020, por parte de este ente regulador.

Adicionalmente es importante indicar que el 02 de junio de 2023, la IE, les solicita a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.” Siendo que, ese mismo día, la cooperativa vía correo electrónico indicó que son datos anualizados.

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

- **Salarios y cargas sociales (SAS)**

Para el cálculo de salarios la cooperativa reportó los siguientes puestos que tienen participación en generación distribuida.

Clase de puesto	Total de minutos asignados a esta etapa
Ingeniería	172 800,00
Facturación	10 080,00
Analista programador	8 550,00
Servicio al Cliente	21 600,00
Contabilidad	2 736,00
Administrativo	41 400,00

En el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” suministrado por la empresa vía FTP el 02 de junio de 2023, indicaron los criterios utilizados para las cuentas salariales, siendo los siguientes:

[...]

a) *Ingeniería: se justifica en que actualmente Coopesantos R.L. cuenta con un profesional encargado de la atención de todo lo relacionado con la generación distribuida, que además, de atender las solicitudes nuevas, debe dar seguimiento a todo lo relacionado a esto, como lo son temas de quejas por reducciones en el recibo eléctrico que no coinciden con lo prometido por los vendedores, lo que incluye explicación de la facturación, visitas de campo para mediciones de cargas, verificación del correcto funcionamiento de los sistemas, verificaciones en la medición, elaboración de perfiles de consumo entre otros, sumado a esto la tendencia del crecimiento en instalación de sistemas de generación distribuida, hará que un profesional deba dedicarse exclusivamente en el corto, mediano plazo a dar soporte a los sistemas post interconexión.*

b) *Facturación: en este caso se justifica en el criterio de que actualmente se tarda en torno a 7-8 minutos para la elaboración de la factura de cada uno de los abonados en la modalidad de generación distribuida lo que incluye descarga de lecturas, revisión e inclusión de estas al sistema de facturación, impresión, sellado y escaneo de facturas, además de esto, actualmente Coopesantos R.L. cuenta con 83 generadores distribuidos y por la tendencia de crecimiento en el corto mediano plazo, se deberá dedicar un total de 10080 minutos anuales para la elaboración de las facturas de generación distribuida.*

c) *Analista Programador: en este caso se justifica el gasto debido a que actualmente se requiere de un ingeniero programador para dar soporte y actualización a diferentes sistemas asociados a la generación distribuida como los son: el sistema de facturación y de registro contable, dedicando aproximadamente 15 días laborales durante el año para tal soporte.*

d) *Servicio al cliente: En este caso el tiempo se justifica en que el envío de facturas, recepción y aplicación de pagos de las facturas, se hace manualmente por una persona de servicio al cliente, adicionalmente, se estima un tiempo de atención al cliente que podría ser atención presencial del generador distribuido en alguna de las sucursales o eventualmente atención vía telefónica a través del centro de contacto por solicitudes, quejas, consultas entre otros, lo que da por estimado un total de 21600 minutos al año.*

e) *Contabilidad: en este el tiempo se justifica en la recepción, revisión registro y archivo contable del pago recibido por parte de cada uno de los generadores distribuidos por la cancelación del recibo eléctrico de manera mensual.*

f) *Administrativo: En este se considera el tiempo del área legal para revisión y actualización periódica de los contratos machotes utilizados en la actividad de generación distribuida, aproximadamente 10 días laborales al año, la revisión del área comercial y gerencia de dichos contratos para su validación y consenso de uso. [...].*

Para el cálculo de los costos de operación, mantenimiento y administrativos directos, esta Intendencia considera los datos reportados por Coopesantos, siendo de ¢ 25 821 811,16 para salarios y cargas sociales, es importante indicar que la información reportada por la cooperativa son datos anualizados.

- **Costos en materiales y suministros (MSU)**

En el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” suministrado por la cooperativa vía FTP el 02 de junio de 2023, indican los criterios utilizados para las cuentas de materiales y suministros, siendo los siguientes:

“En cuanto a los costos de materiales y suministros se incluye el uso de papelería para la impresión de facturas de generación distribuida, así como, recibos de recepción de pagos durante el año. En este caso, se asigna el costo de impresión de cada hoja considerando que la resma de hojas tiene un costo de ¢2603.44, por tanto, el costo unitario es de ¢5.2, además el costo aproximado de insumos como tinta, grapas, lapicero y otros se estima en ¢4.2, por tanto el costo total por hoja sería de ¢10, por otro lado, mensualmente se estima imprimir aproximadamente 100 facturas mensuales de 100 generadores distribuidos, lo que da como resultado 1200 hojas al año, más los recibos de pago para los abonados que cancelan en ventanilla con servicio al cliente, en el caso de cancelación por transferencia no se imprime recibo, por tanto, se estima aproximadamente 250 impresiones anuales.”

Por lo anterior, esta Intendencia consideró los datos anualizados reportados por la cooperativa, siendo materiales por ¢14 080,00.

- **Costos por depreciación (DEP)**

En el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” suministrado por la empresa vía FTP el 02 de junio de 2023, indicaron los criterios utilizados para las cuentas de materiales y suministros, siendo los siguientes:

[...]

En cuanto al criterio utilizado para calcular los minutos que se asignaron a la depreciación de los activos en cada una de las etapas, este se basa en el tiempo de uso de los activos por cada uno de los colaboradores que se dedican a la atención de la actividad de la generación distribuida, estos van asignados en cada etapa dependiendo del tipo de equipo y recursos utilizado por el personal que se dedica a la atención de solicitudes de generación distribuida. Adicionalmente, este va ligado al tiempo dedicado a dicha actividad según lo indicado en el cuadro salarios. La naturaleza de la depreciación se detalla a continuación:

a) Computadora portátil: Costo de depreciación mensual de la computadora portátil utilizada por la persona de ingeniería. A esta etapa se le asignaron los minutos totales del año, del uso exclusivo del ingeniero dedicado a la atención de las solicitudes de generación distribuida.

b) Escritorio: Costo de la depreciación mensual promedio de los escritorios utilizados y la cantidad de minutos se estimada según su uso indicado en la hoja de salarios.

c) Silla Ejecutiva: Costo de la depreciación mensual promedio de las sillas ejecutivas. A esta etapa se le asignaron los minutos totales del año, del uso exclusivo del ingeniero dedicado a la atención de las solicitudes de generación distribuida.

d) Monitor: Costo de la depreciación mensual promedio de los monitores. A esta etapa se le asignaron los minutos totales del año, del uso exclusivo del ingeniero dedicado a la atención de las solicitudes de generación distribuida.

e) Teléfono: Depreciación mensual promedio de un teléfono de uso administrativo. A esta etapa se le asignaron los minutos totales del año, del uso exclusivo del ingeniero dedicado a la atención de las solicitudes de generación distribuida.

f) Escritorio: Costo de la depreciación mensual promedio de los escritorios utilizados y la cantidad de minutos se estimada según su uso indicado en la hoja de salarios.

g) *Impresora multifuncional: Depreciación mensual de la impresora multifuncional utilizada en plataforma y facturación, los minutos asignados se refieren a la cantidad de minutos estimados en la impresión, escáner copias y otros.*

h) *Vehículos: Depreciación promedio mensual de un vehículo administrativo utilizado. El tiempo se estima en un uso de 3 días semanas de inspecciones en campo por el ingeniero dedicado exclusivamente a la atención de la generación distribuida.*

i) *Edificio: Depreciación mensual promedio de los edificios de central y sucursales, dividido entre 167 colaboradores administrativos para tener una depreciación mensual promedio por colaborador de ¢1.533.54, por la suma de los minutos totales que se indican en la tabla salarios.*

j) *Computadora de escritorio: Costo de la depreciación mensual promedio de las computadoras de escritorio utilizadas en plataforma. A esta etapa se le asignaron los minutos totales del año, del uso exclusivo del ingeniero dedicado a la atención de las solicitudes de generación distribuida. [...]*

Si bien la empresa indicó que lo reportado en depreciación va ligado al tiempo reportado en salarios, no en todos los casos se cumple lo expresado por la cooperativa, por ejemplo los funcionarios reportados en salarios suman un total de 257 166 horas al año, mientras que las computadoras, escritorios, sillas ejecutivas, monitor y teléfono reportaron que usan el activo 518 400 minutos al año, por lo que esta Intendencia consideró en depreciación únicamente los minutos totales reportados en salarios.

- **Costos por transporte (TRA)**

Para los costos de transporte la empresa indicó que estima 3 salidas semanales durante todo el año para la atención en campo de los abonados con generación distribuida, lo que da un total de costos anualizados de ¢2 699 510,33.

- **Costos por viáticos (VIA)**

Los datos reportados por la cooperativa es bajo la premisa que se consideró el desayuno y almuerzo del profesional dedicado a la atención de la generación distribuida, con salidas 3 veces a la semana por las 52 semanas del año, dando un total de ¢1 372 800,00.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

En el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” suministrado por la empresa vía FTP el 02 de junio de 2023, indicaron lo siguiente: “En cuanto al tema de contratos no consideramos ningún contrato con terceros para la atención de la generación distribuida, por tanto, no se incluye.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos (OTR)**

En el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” suministrado por la empresa vía FTP el 02 de junio de 2023, indican que los otros costos se asigna una porción de los gastos básicos como electricidad, internet, teléfono, licencias, entre otros, según los minutos reportados por los colaboradores involucrados, así las cosas, se asigna ¢4 446 040,32 de otros costos.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopesantos y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD).

Cuadro N°15
Comparativo Coopesantos versus IE
Total de costos de operación,
mantenimiento y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopesantos	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	¢25 821 811,16	¢25 821 811,16	¢0,00
Gasto por materiales y suministros	¢14 080,00	¢14 080,00	¢0,00
Gasto por depreciación	¢1 291 052,98	¢1 200 651,14	-¢90 401,84
Gasto por transporte (promedio)	¢2 699 510,33	¢2 699 510,33	¢0,00
Gasto por viáticos	¢1 372 800,00	¢1 372 800,00	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Otros costos	¢4 446 040,32	¢4 446 040,32	¢0,00
Total COMAD	¢35 645 294,80	¢35 554 892,96	-¢90 401,84

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

Coopesantos, reportó un total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA) de ₡7 704 508,40, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de ₡7 486 372,47. Para el cálculo se utilizó la estructura de costos de 2021, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°16
Comparativo Coopesantos versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2021.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopesantos	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	₡7 704 508,40	₡7 486 372,47	-₡218 135,92
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	₡3 662 096 926,72	₡3 677 943 026,56	₡15 846 099,84
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	₡11 397 223 026,56	₡11 397 223 026,56	₡0,00
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	₡6 719 900 000,00	₡6 719 900 000,00	₡0,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	₡973 400 000,00	₡973 400 000,00	₡0,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	₡392 319,56	₡0,00	-₡392 319,56
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	₡41 433 780,28	₡25 980 000,00	-₡15 453 780,28
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,20%	0,20%	0,00%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	₡23 000 639,25	₡0,00	-₡23 000 639,25
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	₡11 496 200 000,00	₡11 591 580 000,00	₡95 380 000,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)**

Coopesantos, reportó un total de ¢3 662 096 926,72, y el dato resultante de la IE es de ¢3 677 943 026,56.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢11 397 223 026,56.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

El CEP aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢6 719 900 000,00 que incluye las compras de energía al ICE, Coneléctricas y al sistema de generación propio.

- **Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢973 400 000,00.

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

La cooperativa reportó ¢392 319,56 por concepto de la depreciación de los activos relacionados con la Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución, estos activos corresponden a medidores, transformadores, conductores, postes, herrajes, etc.

Sin embargo, en el detalle de categorías de activos la cooperativa identifica algunas como BTD, sin embargo, la base tarifaria directa no se acepta el monto indicado por la empresa, considerando que en la hoja de base tarifaria no indicaron el costo proporcional del uso del activo, con los datos proporcionados por la empresa se reconocería una depreciación de un activo que no están asignando el uso a generación distribuida.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢25 980 000,00

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, Coopesantos reportó un 0,20% de participación relativa, siendo este porcentaje igual al calculado por la IE, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

Coopesantos, reportó ¢23 000 639,25 de ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE, al proyectar los datos al 2023, consideró un total de ¢24 785 418,00, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. ix de este informe.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son ¢11 591 580 000,00.

Por lo anterior el COMA reportado por Coopesantos, es de ¢43 349 803,20 mientras que el resultado del análisis de la IE, es de ¢43 041 265,44, utilizando la estructura de costos de 2022, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de Coopesantos el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2021, por lo que esta Intendencia estimó los valores al 2023 según los parámetros económicos anteriormente descritos.

La compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución no se determinó por inflación, sino que se utilizó la información que fue proyectada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe en el apartado IV . 2. X.

Cuadro N°17
Coopasantos: costos de operación, mantenimiento, y administrativos
Indexados al 2023
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	2023
Gasto por salarios	¢28 189 806,93
Gasto por materiales y suministros	¢15 440,10
Gasto por depreciación	¢1 200 651,14
Gasto por transporte (promedio)	¢2 960 277,89
Gasto por viáticos	¢1 505 409,87
Gasto por contratos a terceros	¢0,00
Otros costos	¢4 875 519,35
Total COMAD	¢38 747 105,28
Detalle de la cuenta	2023
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	¢8 081 192,08
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	¢3 970 169 016,66
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	¢11 279 676 044,70
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	¢6 273 128 359,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	¢1 007 663 360,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	¢0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	¢28 715 309,04
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,20%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	¢24 785 418,00
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	¢12 151 920 405,00
Detalle de la cuenta	2023
COMA	¢46 828 297,35

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

d) Base tarifaria (BT)

La cooperativa reportó ¢10 977 286,74 por concepto de activo neto en operación revaluado promedio de los activos relacionados con recursos energéticos distribuidos (AFNORP), sin embargo, la metodología RE-0076-JD-2023 establece lo siguiente para la base tarifaria directa:

[...]

$$BTD_{e,t+1} = AFNORP_{e,t+1} \quad \text{(Fórmula 4.8)}$$

Donde:

$BTD_{e,t+1}$ = Base tarifaria de inversiones directas de la empresa “e” en el período “t+1”.

$AFNORP_{e,t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado promedio de la empresa “e” en el período “t+1” incluyendo todos los activos directamente relacionados con los recursos energéticos distribuidos. Se determina según el proceso indicado en el Capítulo VII, sección 5.1 denominada “Activo fijo neto en operación revaluado promedio” del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

Las inversiones de esta sección no deben incluirse en la fijación tarifaria realizada mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD- 139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de las inversiones. [...]

La metodología es clara que para el cálculo del AFNORP de los recursos energéticos distribuidos debe ser todo el proceso que se realiza para el cálculo del AFNORP según la metodología ordinaria para el sistema de distribución, eso incluye que la cooperativa envíe el auxiliar de esos activos, los mismos se constaten en el auditado y se sigan cada una de las fórmulas indicadas para base tarifaria que se especifican en la RJD-139-2015.

Por el contrario, el valor indicado por la cooperativa está como valores, no permite la trazabilidad y no aportaron los cálculos específicos para el AFNORP, por lo que esta Intendencia no consideró el valor aportado por la empresa y por el contrario el resultado es cero.

En cuanto a la inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular de los recursos distribuidos, pero que no puede asignarse exclusivamente a la actividad (IP) la empresa incluye un monto de ¢10 887 839,00 de los cuales la cooperativa indicó que los minutos de uso de activo son 1035 (518 400 minutos anuales por 0.20% de participación) lo cual es desproporcionado que la cooperativa incluya todo el costo de un activo que solo utilizará 1035 minutos.

Siendo que en el artículo 32 de la Ley 7593, establece que para la fijación tarifaria no se aceptarán como costos, entre otros las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio y los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Por lo que esta Intendencia reconoce el monto de la inversión específica por el porcentaje de participación estimado por la IE.

La base tarifaria aprobada en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢18 565 720 000,00, el porcentaje de participación relativa de los ingresos (PI) es de 0,20%, el cual da como resultado que la base tarifaria calculada por la IE para recursos energéticos distribuidos sea de ¢37 790 116,42 mientras que Coopesantos esperaba ¢59 791 650,70, la diferencia se debe a que la IE no aceptó la inversión específica y base tarifaria de inversiones directas reportadas por la cooperativa.

No se indexan los costos al 2023, producto que la base tarifaria y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo aprobado para la cooperativa en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de 3,34%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

vi. Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L (Coopeguanacaste)

La cooperativa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-070-2019, mediante las resoluciones RE-0095-IE-2019 y RE-0100-IE-2019, por parte de este ente regulador.

Adicionalmente es importante indicar que el 02 de junio de 2023, la IE, les solicita a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.” Siendo que el 9 de junio de 2023, la cooperativa vía correo electrónico indicó que los datos son mensuales, esta Intendencia multiplica por 12 meses los costos reportados para completar la serie de datos anualizados.

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

• Salarios y cargas sociales (SAS)

En el correo electrónico, enviado por la cooperativa el 23 de mayo de 2023, suministran el documento “RESUMEN FORMULARIOS INVERSIONES” los criterios y metodología empleada para completar el archivo “Formularios otros gastos rentabilidad inversiones y canon”.

Para el cálculo de salarios la cooperativa reportó los siguientes puestos que tienen participación en generación distribuida.

Clase de puesto	Total de minutos asignados a esta etapa
jefatura 1	1 452,00
técnicos	1 452,00
técnicos	1 452,00
técnicos	1 452,00
técnicos	1 452,00
jefatura 2	17,13
técnicos	1 452,00
técnicos	1 452,00

A lo que la empresa indicó:

[...]

Coopeguanacaste cuenta con un área especializada en Generación distribuida, estos técnicos están pendientes de averías e instalación de medidores bidireccionales que corresponda. Esta AREA está compuesta por una reubicación de personal de otras áreas de distribución y servicio al cliente hacia la parte de generación distribuida. Importante hay que aclarar que se observan dos jefaturas, esto es porque en el proceso de reubicación dos jefes fueron reubicados por lo que, por normativa laboral de nuestro país, no se puede cambiar la condición salarial del trabajador, en este caso queda uno como jefe y el otro una labor en la práctica de coordinador.

jefe de seccion recursos distribuidos	1,097,529.85
tecnico recursos distribuidos	829,090.29
auxiliar recursos distribuidos	396,210.87
auxiliar recursos distribuidos	609,656.50
auxiliar administrativo de servicios tecnicos	609,656.50
jefe de departamento de servicios tecnicos	1,097,529.85
tecnico recursos distribuidos	829,090.29
auxiliar recursos distribuidos	543,762.00
TOTAL	6,012,526.15

Fuente : Coopeguanacaste

Como se asignó el gasto salarial esto se realizó según estos parámetros. El modo de pago salarial de Coopeguanacaste es Bisemanal, por lo que se tiene 112 horas por bisemanal y para efecto de cierre mensual para la CCSS se ajusta dos días para completar la planilla mensual. Por lo que se estimó 242 horas mensual, y eso por 60 minutos que tiene una hora, eso sería la totalidad de minutos que están la personas en esa actividad.

El área de generación distribuida que corresponde de estos personal comparte labor con líneas subterráneas, y por lo que la resultante se le aplica un 10% a generación distribuida. [...]

Es importante indicar que para la aplicación por primera vez del método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, producto del análisis de la información aportada por la cooperativa, se reconocieron cargas sociales y porcentajes según el último estudio ordinario aprobado para el sistema de distribución, por lo que para el presente capítulo en aplicación se reconocen los mismos costos y cargas sociales.

- **Costos en materiales y suministros (MSU)**

La cooperativa no consideró gasto de materiales y suministros, en el correo electrónico enviado el 26 de mayo de 2023, la Intendencia le solicitó a Coopeguanacaste “b. Para los campos de la hoja COMA como BT, en los que no se reportó información, justifiquen porque no requieren el mismo.” Sin embargo, en la respuesta enviada por la empresa mediante el oficio “COOPEGTE GG89” no justificaron porque no requieren el gasto.

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos por depreciación (DEP)**

La cooperativa asignó ¢73 321.38 de forma mensual a la depreciación de los activos relacionados a actividades de interconexión.

- **Costos por transporte (TRA)**

La información reportada por la cooperativa es la siguiente:

Siendo que la cooperativa indicó que los datos son mensuales, para esta Intendencia los mismos son desproporcionados, el promedio de litros requeridos por kilómetro reportado por Coopeguanacaste es de 10 litros para recorrer 1 kilómetro, en zonas rurales donde no se ven afectadas con tráfico vehicular en comparación a otras empresas en zonas urbanas.

De conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

La Intendencia al no aceptar el promedio de litros requeridos de combustible por kilómetro reportado por la cooperativa, analizó el comportamiento reportado por otras empresas distribuidoras y reconoce un promedio de 0,68 por litro de combustible. Por lo anterior el gasto de transporte pasa de ¢807 592,09 mensuales requeridos por Coopeguanacaste a ¢180 677,80 reconocido por la IE.

- **Costos por viáticos (VIA)**

En la respuesta enviada por la empresa mediante el oficio “COOPEGTE GG89” la empresa indicó: “El personal incluido acá es excluyente al personal presentado en la tarifa de interconexión, por lo que no guardan relación, se le adicione el driver de 1.18% para incluir solo el gasto mensual del personal de generación distribuida.”

Así las cosas los técnicos de esta Intendencia reconocen el monto indicado por la cooperativa.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

La cooperativa no consideró costos por contrato con terceros (CON), en el correo electrónico enviado el 26 de mayo de 2023, la Intendencia le solicitó a Coopeguanacaste “b. Para los campos de la hoja COMA como BT, en los que no se reporta información, justifiquen porque no requieren el mismo.” Sin embargo, en la respuesta enviada por Coopeguanacaste mediante el oficio “COOPEGTE GG89” no justificaron porque no requieren el gasto.

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos (OTR)**

La cooperativa no consideró otros costos (OTR), en el correo electrónico enviado el 26 de mayo de 2023, la Intendencia le solicitó a Coopeguanacaste “b. Para los campos de la hoja COMA como BT, en los que no se reporta información, justifiquen porque no requieren el mismo.” Sin embargo, en la respuesta enviada por la empresa mediante el oficio “COOPEGTE GG89” no justificaron porque no requieren el gasto.

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopeguanacaste y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

Cuadro N°18
Comparativo Coopeguanacaste versus IE
Total de costos de operación,
mantenimiento y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopeguanacaste	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	¢634 344,25	¢733 277,30	¢98 933,06
Gasto por materiales y suministros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por depreciación	¢73 321,38	¢73 321,38	¢0,00
Gasto por transporte (promedio)	¢807 592,09	¢180 677,80	-¢626 914,29
Gasto por viáticos	¢8 177,40	¢8 177,40	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Otros costos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Total COMAD	¢1 523 435,11	¢995 453,88	-¢527 981,23

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Los datos anualizados para Coopeguanacaste son los siguientes:

Cuadro N°19
Coopeguanacaste: COMAD anualizado
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Datos anualizados IE
Gasto por salarios	¢8 799 327,65
Gasto por materiales y suministros	¢0,00
Gasto por depreciación	¢879 856,53
Gasto por transporte (promedio)	¢2 168 133,61
Gasto por viáticos	¢98 128,80
Gasto por contratos a terceros	¢0,00
Otros costos	¢0,00
Total costos	¢11 945 446,59

Fuente: Intendencia de Energía

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

Coopeguanacaste, reportó un total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA) de ¢2 184,38, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de ¢16 559 078,49. Para el cálculo se utiliza la estructura de costos de 2021, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

Es importante indicar que la diferencia entre lo reportado por la cooperativa y lo aprobado por la IE se debe a que en la información aportada por Coopeguanacaste, lo correspondiente al COMAD se presenta en números absolutos y la información del COMAA se presenta en millones, lo que distorsiona el resultado final reportado por la cooperativa.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°20
Comparativo Coopeguanacaste versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2021.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopeguanacaste	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	¢2 184,38	¢16 559 078,49	¢16 556 894,11
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	¢0,03	¢10 822 190 079,82	¢10 822 190 079,79
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	¢44 821,26	¢44 821 300 000,00	¢44 821 255 178,74
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	¢29 886,59	¢28 507 900 000,00	¢28 507 870 113,41
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	¢5 380,41	¢5 380 400 000,00	¢5 380 394 619,59
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	¢2 184,38	¢3 581 255,39	¢3 579 071,01
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	¢107,23	¢107 228 664,80	¢107 228 557,57
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	2,58%	0,12%	-2,46%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	¢43,88	¢0,00	-¢43,88
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	¢46 598,20	¢42 308 800 000,00	¢42 308 753 401,80

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Es importante indicar que los datos reportados por Coopeguanacaste en el segmento b del archivo "Formularios otros gastos rentabilidad inversiones y canon" están expresados en millones de colones, mientras que la información del segmento a esta en números absolutos, lo que distorsiona el resultado final reportado por la empresa y la comparación con los datos de la IE.

- **Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)**

Coopeguanacaste, reportó un total de ¢0,03, el cual esta como valores impidiendo su trazabilidad, el dato resultante de la IE es de ¢10 822 190 079,82.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢44 821 300 000,00.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

El CEP aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢28 507 900 000,00 que incluye las compras de energía al ICE, Coneléctricas y al sistema de generación propio.

- **Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢5 380 400 000,00

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

La empresa reportó en el cuadro específico para detallar la depreciación de la inversión específica activos como postes, conductores, medidor, computadoras, vehículos el cual da como resultado una depreciación mensual de ¢298 437.95.

Sin embargo en el formulario en la celda D218 vincularon la depreciación del último ordinario aprobado y no de los activos que la misma cooperativa reportó.

Esta Intendencia consideró la depreciación de los activos reportados por la cooperativa y lo multiplica por 12 para obtener el dato anualizado.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢107 228 664,80.

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, Coopeguanacaste reportó un 2,58% de participación relativa, mientras el cálculo de la IE es de 0,12% esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

Coopeguanacaste, reportó ₡43,88 de ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE, al proyectar los datos al 2023, consideró un total de ₡56 346 890,00, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. ix de este informe. La diferencia se debe a que el dato de Coopeguanacaste está expresado en millones de colones y el de la IE en datos absolutos.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son ₡42 308 800 000,00.

Por lo anterior el COMA reportado por Coopeguanacaste, es de ₡1 525 619,49, mientras que el resultado del análisis de la IE es de ₡17 554 532,37, utilizando la estructura de costos de 2021, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora.

Es importante indicar que la diferencia entre lo reportado por la cooperativa y lo aprobado por la IE se debe a que en la información aportada por Coopeguanacaste, lo correspondiente al COMAD se presenta en números absolutos y la información del COMAA se presenta en millones, lo que distorsiona el resultado final reportado por la cooperativa.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si

el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de Coopeguanacaste el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2021, por lo que esta Intendencia estimó los valores al 2023 según la variación del índice de precios al consumidor.

La compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución no se determinó por inflación, sino que la información fue proyectada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe, en el apartado IV. 2 .x.

Cuadro N°21
Coopeguanacaste: costos de operación, mantenimiento, y administrativos
Indexados al 2023
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	2023
Gasto por salarios	¢9 606 272,23
Gasto por materiales y suministros	¢0,00
Gasto por depreciación	¢879 856,53
Gasto por transporte (promedio)	¢2 377 571,18
Gasto por viáticos	¢107 607,86
Gasto por contratos a terceros	¢0,00
Otros costos	¢0,00
Total COMAD	¢12 971 307,80
Detalle de la cuenta	2023
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	¢15 834 524,32
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	¢10 217 985 286,37
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	¢43 292 836 430,43
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	¢28 285 342 508,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	¢4 667 459 277,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	¢3 581 255,39
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	¢118 468 103,67
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,12%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	¢56 346 890,00
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	¢46 931 252 603,00
Detalle de la cuenta	2023
COMA	¢28 805 832,12

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

d) Base tarifaria (BT)

La empresa reportó ¢ 328,52 por concepto de activo neto en operación revaluado promedio de los activos relacionados con recursos energéticos distribuidos (AFNORP), sin embargo, la metodología RE-0076-JD-2023 establece lo siguiente para la base tarifaria directa:

[...]

$$BTD_{e,t+1} = AFNORP_{e,t+1} \quad \text{(Fórmula 4.8)}$$

Donde:

$BTD_{e,t+1}$ = Base tarifaria de inversiones directas de la empresa “e” en el período “t+1”.

$AFNORP_{e,t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado promedio de la empresa “e” en el período “t+1” incluyendo todos los activos directamente relacionados con los recursos energéticos distribuidos. Se determina según el proceso indicado en el Capítulo VII, sección 5.1 denominada “Activo fijo neto en operación revaluado promedio” del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

Las inversiones de esta sección no deben incluirse en la fijación tarifaria realizada mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD- 139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de las inversiones. [...]

La metodología es clara que para el cálculo del AFNORP de los recursos energéticos distribuidos debe ser todo el proceso que se realiza para el cálculo del AFNORP según la metodología ordinaria para el sistema de distribución, eso incluye que la empresa envíe el auxiliar de esos activos, los mismos se constaten en el auditado y se sigan cada una de las fórmulas indicadas para base tarifaria que se especifican en la RJD-139-2015.

Por el contrario, el valor indicado por la cooperativa consideró los activos que fueron reportados como inversión específica, si bien en algunas cuentas incluyeron el detalle de los activos que lo conforman, no aportaron los cálculos específicos para el AFNORP, por lo que esta Intendencia no consideró el valor aportado por Coopeguanacaste y por el contrario el resultado es cero. Adicional que en la metodología RE-0076-JD-2023 la inversión específica y la inversión directa son valores diferentes.

En cuanto a la inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular de los recursos distribuidos, pero que no puede asignarse exclusivamente a la actividad (IP) la cooperativa reportó en el cuadro específico para detallar los activos así como el costo proporcional al uso del activo, reportó postes, conductores, medidor, computadoras, vehículos, etc., el cuál suman ¢328 516 300,01, sin embargo Coopeguanacaste utiliza como conductor la participación relativa de ingresos, esta intendencia consideró como inversión específica el detalle de los activos reportados por la cooperativa, sin embargo utiliza como conductor la participación relativa de los ingresos tabulado por el proceso de Inteligencia de Negocios de la IE.

El cual da como resultado que la BT para recursos energéticos distribuidos de ¢87 753 618,04 mientras que Coopeguanacaste esperaba ¢328,70, la diferencia se debe a que la empresa considero datos en millones y valores incorrectos a la última fijación aprobada para distribución de energía.

No se indexan los costos, producto que la BT y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo para aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de 3,91%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

vii. Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH)

La empresa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-071-2021, mediante la resolución RE-0077-IE-2021.

Adicionalmente es importante indicar que el 02 de junio de 2023, la IE, les solicita a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.” Siendo que el 8 de junio de 2023, la empresa vía correo electrónico indicó: “Efectivamente los datos incorporados en el Formulario Otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon, corresponden a datos anualizados.”

El 12 de mayo de 2023, vía correo electrónico la empresa envía el oficio “GER-266-2023”, por medio del cual suministran el documento “EEC-IN-22-2023” en el que explican los principales criterios utilizados para el llenado del archivo “Formularios otros gastos rentabilidad inversiones y canon”, así mismo, el correo electrónico, enviado por la empresa el 23 de mayo de 2023, suministran el oficio “GER-297-2023” por medio del cual la empresa aclara algunos puntos relacionados a la información de costos y gastos del presente capítulo de la resolución RE-0076-JD-2023, en aplicación por primera vez y el 31 de mayo de 2023, vía correo electrónico la empresa envía información para mejor resolver el presente estudio tarifario.

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

• Salarios y cargas sociales (SAS)

Para el cálculo de salarios la empresa reportó personal administrativo por ¢635 566,08, asignándole 14 400 minutos para actividades de interconexión.

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

• Costos en materiales y suministros (MSU)

La empresa asignó ¢155 266,00 en materiales y suministros, entre los que destacan materiales de aseo e higiene, útiles de oficina, materiales de salud ocupacional, entre otros.

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Costos por depreciación (DEP)**

La empresa indicó en descripción del activo planta general y comercialización por 43 200 minutos de uso de cada uno, en la información para mejor resolver se le consultó a la empresa “b. 3. Costos por depreciación (DEP): Detallar los activos que se incluyen como planta general y comercialización.” A lo cual indicaron: “R/Los activos que se contemplan para el cálculo del costo por depreciación, corresponden a los incorporados en el archivo IE-RE-7746 Cálculo de Base Tarifaria Dx, según expediente ET-071-2021. El monto por concepto de depreciación se extrae de los cálculos efectuados en dicho expediente.” Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Costos por transporte (TRA)**

Para equipo de transporte la empresa sólo incluye mantenimiento y reparación de equipo de transporte, justificando lo siguiente:

5.1.4 COSTOS POR TRANSPORTE (TRA)

En cuanto a los costos asociados a transporte, se revisan los gastos reconocidos en la petición tarifaria vigente, obteniendo un monto reconocido por concepto de Mantenimiento y Reparación de Equipo de Transporte, que contempla entre otras cosas, el cambio de llantas, reparación de vehículos, cambio de aceite, póliza de vehículos, entre otros. Con base al monto estimado se obtiene el siguiente resultado.

$$\text{Costo de Transporte: } \phi 18\,306\,409,04 * 34,26\% * 0,9953375\% = \phi 62\,425,34$$

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Costos por viáticos (VIA)**

Para el gasto de viáticos la empresa indicó lo siguiente:

5.1.5 COSTOS POR VIÁTICOS (VIA)

El gasto por concepto de pago de viáticos, al igual que los puntos anteriores, se definen en función de los montos reconocidos en la petición tarifaria vigente para el Servicio de Distribución. En el cuadro siguiente se muestra el dato contenido en el expediente ET-071-2021 y la asignación a Generación Distribuida.

CUADRO 8 VIÁTICOS ASIGNABLES A GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COLONES

	ET-071-2021	Asig. Distribución	Asig. Gen. Distrib.
Alimentación	629 000,00	215 495,40	2 144,91
Hospedaje	352 371,67	120 722,53	1 201,60
Total	981 371,67	336 217,93	3 346,51

Fuente: ET-071-2021

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

Para el gasto de contratos con terceros la empresa indicó lo siguiente:

5.1.6 COSTOS POR CONTRATOS POR TERCEROS (CON)

Las partidas de gasto atribuibles a Contratos por Terceros se obtienen de la información avalada por ARESEP. El detalle de cuentas que se clasifican en este apartado se muestran en el cuadro siguiente y corresponden a partidas por Alquileres y Arrendamientos y Servicios Diversos. A los saldos avalados se aplica el 34,26% por asignación al Servicio de Distribución; posteriormente se le atribuye la porción asignable a Generación Distribuida, definido en el punto 2 del presente documento, establecido en 0,9953375%

CUADRO 9 COSTOS POR CONTRATOS A GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COLONES

	ET-071-2021	Asig.Distribución (34,26%)	Asig. Gen. Distrib.(0,9953375%)
Alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario	33 089 357,17	11 336 413,77	112 835,58
Alquiler de Equipo de Cómputo	5 030 759,10	1 723 538,07	17 155,02
Servicio de vigilancia	5 795 767,74	1 985 630,03	19 763,72
Servicios profesionales	140 049 483,19	47 980 952,94	477 572,42
Otros servicios	76 241 162,07	26 120 222,13	259 984,37
Servicio de mantenimiento sistemas informáticos	10 955 104,84	3 753 218,92	37 357,20
Total	271 293 975,99	92 899 975,85	924 668,30

Fuente: ET-071-2021

En la información para mejor resolver los técnicos de la IE le solicitaron a ESPH “c. 6. Costos por contrato con terceros (CON): Indicar que tipo de gastos se incluyen en servicios diversos.”

Siendo lo siguiente la respuesta dada por la empresa:

[...]

R/Los costos por concepto de Alquileres y Arrendamientos contemplan el arrendamiento de maquinaria, equipo y mobiliario, dentro de los cuales se encuentra el alquiler de vehículos, alquiler de impresoras multifuncionales y alquiler de sitio alterno.

En lo que concierne a la cuenta de Servicios Diversos incorpora el pago por concepto de:

- Servicios de vigilancia.
- Servicios profesionales: tales como el pago por concepto de auditoría a estados financieros empresariales, servicios de asesoría jurídica a la Junta Directiva.

- *Servicios en ciencias económicas y sociales para la implementación del gobierno corporativo, entre otros.*
- *Servicio de mantenimiento de sistemas informáticos*
- *Otros servicios, entre los cuales se puede citar sanitización y desinfección de edificios, trámites para firma digital, custodia de documentos, lavado de vehículos. [...]*

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Otros costos (OTR)**

Para este apartado la empresa indicó lo siguiente:

5.1.7 OTROS COSTOS (OTR)

En este apartado se incorporan Otros Costos que corresponden a las áreas de apoyo de Planta General y Comercialización, no incluidas en los puntos anteriores. Se incorporan gastos por servicios públicos, como servicio de teléfono e internet, mantenimiento de equipo, mantenimiento de terreno, entre otras. Dado que estas cuentas corresponden a gastos a distribuir entre los distintos negocios, se les aplica la porción asignable al servicio de distribución que asciende a 34,26% y al dato resultante se aplica la porción definida para atribuir a Generación Distribuida.

CUADRO 10 OTROS COSTOS A GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN COLONES.

	ET-071-2021	Asig. Distribución (34,26%)	Asig. Gen. Distrib. (0,9953375%)
TOTAL	279 234 997,85	95 665 910,26	952 198,68
Servicios Públicos	31 530 522,38	10 802 356,97	107 519,91
Adiestramiento de Personal	14 393 780,33	4 931 309,14	49 083,17
Licencias de Software	152 668 792,79	52 304 328,41	520 604,59
Varios	80 641 902,35	27 627 915,75	274 991,01
Encuadernación y empastes	580 000,00	198 708,00	1 977,82
Impresos y reproducciones	3 315 912,28	1 136 031,55	11 307,35
Comunicación	1 000 900,00	342 908,34	3 413,10
Gastos de representación	897 487,61	307 479,26	3 060,46
Mantenimiento	68 786 094,87	23 566 116,10	234 562,39
Equipo y herramientas menores	457 249,97	156 653,84	1 559,23
Canon protección de datos (Ley 8968)	169 942,78	58 222,40	579,51
Vestuario	5 429 314,83	1 860 083,26	18 514,11
Estacionamiento de vehículos	5 000,01	1 713,00	17,05

Fuente: ET-071-2021

En la información para mejor resolver los técnicos de la IE le solicitaron a ESPH “d.7. Otros costos (OTR): Indicar que tipo de gastos se incluyen en varios.

A lo que la empresa contestó: “R/La partida varios está conformada por las cuentas: servicio de recolección de desechos, servicios de alimentación, dietas a miembros de junta directiva, encuadernación y empaste, impresos y reproducciones, comunicación, suscripciones, gastos de representación, equipo y herramientas menores, cánones, estacionamiento de vehículos, vestuario, mantenimiento de sistemas informáticos y mantenimiento de terrenos.”

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por ESPH y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD):

Cuadro N°22
Comparativo ESPH versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ESPH	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	€635 566,08	€635 566,08	€0,00
Gasto por materiales y suministros	€155 266,00	€155 266,00	€0,00
Gasto por depreciación	€229 847,53	€229 847,53	€0,00
Gasto por transporte (promedio)	€62 425,34	€62 425,34	€0,00
Gasto por viáticos	€3 346,50	€3 346,50	€0,00
Gasto por contratos a terceros	€924 668,30	€924 668,30	€0,00
Otros costos	€952 198,68	€952 198,68	€0,00
Total COMAD	€2 963 318,43	€2 963 318,43	€0,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

ESPH, reportó un total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA) de €9 294 486,01, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de €9 795 485 356,11. Para el cálculo se utiliza la estructura de costos de 2023, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°23
Comparativo ESPH versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2023.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ESPH	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	¢9 294 486,01	¢11 037 997,30	¢1 743 511,29
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	¢9 573 105 843,99	¢9 795 485 356,11	¢222 379 512,12
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	¢48 155 660 000,00	¢46 727 700 000,00	-¢1 427 960 000,00
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	¢30 856 074 611,94	¢30 290 398 443,00	-¢565 676 168,94
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	¢7 668 035 328,50	¢6 528 197 115,00	-¢1 139 838 213,50
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	¢0,00	¢0,00	¢0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	¢58 444 215,57	¢113 619 085,89	¢55 174 870,32
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,10%	0,11%	0,02%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	¢46 263 564,48	¢53 566 959,00	¢7 303 394,52
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	¢47 604 138 942,56	¢47 483 531 308,00	-¢120 607 634,56

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)**

La ESPH, reportó un total de ¢9 573 105 843,99, el dato resultante de la IE es de ¢9 795 485 356,11. Esta diferencia se debe a que la IE consideró las compras de energía y peaje de transmisión proyectadas por el proceso de Inteligencia del Negocio, las cuales difieren de las presentadas por la empresa.

Además, el porcentaje de participación utilizado por la empresa es de 0,10% y el de la IE corresponde a 0,11%.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución período 2023 es de ¢46 727 700 000,00.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

El CEP aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución período 2023 es de ¢29 836 100 000,00 que incluye las compras de energía al ICE y al sistema de generación propio, sin embargo, para consistencia de la información con las demás distribuidoras, se consideró la información actualizada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la IE, el cual se desarrollará en el apartado IV. 2. ii de este informe, dando como resultado un total de compra de energía y potencia de ¢30 290 398 443,00.

- **Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución período 2023 es de ¢7 502 500 000,00, sin embargo, para consistencia de la información con las demás distribuidoras, se consideró la información actualizada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la IE, el cual se desarrollará en el apartado IV. 2. i de este informe, dando como resultado un total de compra de energía y potencia de ¢6 528 197 115,00.

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

La empresa no reportó gasto por depreciación de activos de inversión específica, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución período 2023 es de ¢113 619 085,89

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, ESPH, reportó un 0,10% de participación relativa, mientras el cálculo de la IE es de 0,11% esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

ESPH, reportó ¢46 263 564,48 de ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE, consideró un total de ¢53 566 959,00, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2.ix de este informe.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son ¢46 649 060 000,00, sin embargo para consistencia de la información con las demás distribuidoras, se consideró la información actualizada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la IE, el cual se desarrollará en el apartado IV. 2. x de este informe, dando como resultado un total de compra de energía y potencia de ¢47 483 531 308,00.

Por lo anterior el COMA reportado por ESPH, es de ¢12 257 804,44 mientras que el resultado del análisis de la IE es de ¢14 001 315,73, utilizando la estructura de costos de 2023, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora y compras de energía y potencia, peaje de energía, ingresos por ventas e ingresos por recursos distribuidos tabulados por el proceso de Inteligencia de negocio de la IE, el cual se desarrollará en la en el apartado IV. 2 de este informe.

Esta diferencia se debe a que la IE consideró las compras de energía y peaje de transmisión proyectadas por el proceso de Inteligencia del Negocio, las cuales difieren de las presentadas por la empresa.

Además, el porcentaje de participación utilizado por la empresa es de 0,10% y el de la IE corresponde a 0,11%.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado “5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de ESPH el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2024 (se propusieron tarifas para el 2023 y 2024), por lo que esta Intendencia no indexó las variables de costos y gastos, sino que consideró la

información disponible para el 2023 en el estado de resultados tarifario. Sin embargo, es importante indicar que las variables de compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, se consideró la información actualizada suministrada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe.

d) Base tarifaria (BT)

La empresa no reportó inversiones directas, ni tampoco inversión específica y en la respuesta a la información para mejor resolver la ESPH indicó:

“En cuando a la hoja BT los datos señalados como “Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular de los recursos distribuidos, pero que no puede asignarse exclusivamente a la actividad (IP)”, no se suministran debido a que, según criterio de los técnicos que tienen a cargo la coordinación de la actividad de Generación Distribuida, la empresa no realizó inversiones destinadas específicamente a esta actividad.”

Por lo que esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

La base tarifaria aprobada en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución período 2023 es de ¢ 28 404 020 000,00.

Lo anterior da como resultado que la BT para recursos energéticos distribuidos calculada por al IE es de ¢32 006 938,38, mientras que ESPH esperaba ¢27 510 437,64, la diferencia se debe a que la distribuidora consideró un 0,10% de participación relativa de los ingresos (PI) y la IE un 0,11%.

No se indexan los costos, producto que la BT y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo para aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución, período 2023 es de 3,44%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

viii. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

La empresa reportó los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurre para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-075-2021, mediante la resolución RE-0010-IE-2022 y rectificadas con la resolución RE-0086-IE-2022.

Adicionalmente es importante indicar que el 02 de junio de 2023, la IE, les solicita a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a que período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.” Siendo que el 9 de junio de 2023, la empresa vía correo electrónico indicó que los datos son anualizados.

El 05 de mayo de 2023, vía correo electrónico la empresa envía los formularios para la aplicación de la Ley 10086, por medio del cual envían el documento “Criterios sobre costos consignados en Formato TDER” donde explican la metodología empleada para el llenado del formulario, así mismo, el correo electrónico, enviado por la empresa el 22 de mayo de 2023, suministran el oficio “0510-0467-2023” por medio del cual la empresa aclara algunos puntos relacionados a la información de costos y gastos del presente capítulo de la resolución RE-0076-JD-2023, en aplicación por primera vez y el 01 de junio de 2023, vía correo electrónico la empresa envía información para mejor resolver el presente estudio tarifario.

A continuación, se detallan cada una de las variables del modelo de cálculo:

a) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)

- **Salarios y cargas sociales (SAS)**

Para el apartado de salarios la empresa indicó lo siguiente:

[...]

Para el proceso de la atención de las gestiones de recursos distribuidos, se definen los siguientes salarios:

1. *Área Recursos Distribuidos: Asignación a tiempo completo de la gestión, seguimiento, control, análisis, proyección, evaluación de los recursos distribuidos en el área de concesión ICE, los puestos asignados para esta función son el Coordinador, Profesionales Especialistas y en Desarrollo/ Operación de la Generación Distribuida.*

2. *Atención y redirección de solicitudes de GD desde el ámbito de canales Virtuales*

3. *Proceso de facturación, reconocimiento de excedentes, y control de base de datos lo llevan a cabo los analistas en facturación, cuya función se lleva a cabo por 2 personas en tiempo completo y el coordinador.*
4. *Gestoras Comerciales, Dan seguimiento al historial y control de los GD en cada una de las regiones que están asignadas*
5. *Designado GD, llevan a cabo la gestión y control de los clientes interconectados, así mismo como de la verificación en sitio sobre conexiones GD sin autorización.*
6. *Asesora Legal, brinda soporte al área DER sobre el entendimiento de la Ley 10086, y los reglamentos derivados, además, brinda asesoramiento para con la respuesta sobre consultas legales desde los abonados. [...]*

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa

- **Costos en materiales y suministros (MSU)**

La empresa no consideró gasto de materiales y suministros, en el correo electrónico enviado el 29 de mayo de 2023, la Intendencia le solicitó al ICE “c. Para los campos de la hoja COMA como BT, en los que no se reportó información, justifiquen porque no requieren el mismo.”

Sin embargo, en la respuesta enviada por la empresa mediante correo electrónico del 01 de junio de 2023, indicaron:

[...]

No se reportó información debido a que actualmente no se cuenta con separación contable para los recursos distribuidos. Además, se ha de aclarar que:

- I. *El detalle de costos del ejercicio 2022, según constan en el expediente ET-075-2021, no cuenta con una asignación independiente para los costos de interconexión o recursos energéticos distribuidos.*
 - II. *A efectos de cumplir el requerimiento de ARESEP se procedió a realizar una revisión exhaustiva de los datos consignados en el expediente, identificando algunos costes, estos se incluyeron en el formulario respectivo.*
 - III. *Con relación a los datos no mostrados, se debió a la limitación existente en los sistemas de costeo vigentes desde el 2018, ya que no tienen los parámetros para reflejar estos datos de forma separada.*
 - IV. *A la fecha el sistema de costeo no tiene los parámetros para reflejar estos datos de forma separada.*
 - V. *Si ARESEP requiere esta información detallada, será necesario una instrucción donde se aclare los datos a requerir, así como la periodicidad para presentar los reportes, de tal forma que se puedan adaptar los sistemas informáticos a las nuevas necesidades con un plazo prudencial.*
- [...]*

Así las cosas, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio público.

- **Costos por depreciación (DEP)**

La empresa reportó los activos necesarios de las categorías equipo y mobiliario de oficina y equipo de cómputo que requirieren para atender las labores de interconexión.

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Costos por transporte (TRA)**

La empresa reportó el costo promedio de combustible, así como el gasto de mantenimiento que requiere para atender las labores de interconexión.

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Costos por viáticos (VIA)**

Para el gasto de viáticos, la Intendencia le solicitó a ICE justificar la cantidad de funcionarios a los que se está reportando viáticos. A lo que la empresa por medio del oficio 0510-0467-2023 indicó “2 personas (cuadrilla) por 4 regiones (Central, Chorotega, Huetar Atlántica y Brunca).”

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Costos por contrato con terceros (CON)**

Para el gasto de contratos con terceros la empresa indicó lo siguiente: “Costo por la asignación de un profesional en informática para desarrollar el módulo de compra de excedentes dentro del sistema de facturación en un período de 4 meses.”

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

- **Otros costos (OTR)**

Para este apartado la empresa indicó lo siguiente:

[...]

Dada la necesidad de aplicar de obtener una herramienta para el análisis de la red, el ICE adquirió módulos de la herramienta ya utilizada NEPLAN, para poder determinar la capacidad de hospedaje para generación distribuida, además de permitir identificar las adecuaciones que deben de realizarse producto del crecimiento de la generación distribuida en los circuitos de distribución.

Los módulos estrictamente necesarios para los análisis de Generación Distribuida son los siguiente:

- 1. Hosting Capacity*
- 2. Flujo de Carga con perfiles*
- 3. Puntos de separación óptimos*

Para los módulos anteriores se requieren 6 licencias distribuida en las regiones y el área de simulación (Sabana, Central, Chorotega, Brunca y Huetar)

Los siguientes módulos son complementarios pero requeridos para la realización de los estudios, de los cuales solamente son necesarias 2 licencias, a saber:

- 1. Editor gráfico*
- 2. Flujo de Carga*
- 3. CortoCircuito*
- 4. Importación de Shapefiles*
- 5. Servicios Web*
- 6. Interfaz GIS*
- 7. Scripting*

Todo lo consignado anteriormente es parte de la gestión que realiza el ICE para la atención de la actividad de GD que no está consignada en los costos de la tarifa de interconexión. [...]

Así las cosas, los técnicos de esta Intendencia reconocieron el monto indicado por la empresa.

Por lo anterior, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por ICE y el análisis realizado por la IE, para la variable total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD):

Cuadro N°24
Comparativo ICE versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ICE	IE	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡17 751 828,27	₡17 751 828,27	₡0,00
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡49 516,61	₡49 516,61	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡14 036,06	₡14 036,06	₡0,00
Gasto por viáticos	₡70 400,00	₡70 400,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡6 736 000,00	₡6 736 000,00	₡0,00
Otros costos	₡5 276 260,00	₡5 276 260,00	₡0,00
Total COMAD	₡29 898 040,94	₡29 898 040,94	₡0,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

b) Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)

El ICE, reportó un total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA) de ₡0, mientras que el cálculo realizado por esta Intendencia es de ₡48 642 282,21, la diferencia se debe a que en el archivo "Formularios otros gastos rentabilidad inversiones y canon" el ICE no indicó el porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI), lo que provocó que el COMAA, de cómo valor cero.

Para el cálculo se utiliza la estructura de costos de 2022, siendo el último tarifario ordinario aprobado por la IE.

A continuación se muestra el comportamiento de las variables que conforman el COMAA:

Cuadro N°25
Comparativo ICE versus IE
Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados
Estructura de costos aprobada en el último tarifario del 2022.
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ICE	IE	Diferencia absoluta
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	0,00	48 642 282,21	48 642 282,21
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	81 817 672 901,88	81 517 622 901,88	-300 050 000,00
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	343 380 672 901,88	343 380 672 901,88	0,00
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	217 067 000 000,00	217 066 500 000,00	-500 000,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	44 496 000 000,00	44 395 000 000,00	-101 000 000,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	0,00	0,00	0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	0,00	401 550 000,00	401 550 000,00
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,00%	0,06%	0,06%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	0,00	0,00	0,00
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	354 248 900 000,00	354 248 900 000,00	0,00

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

- **Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)**

El ICE, reportó un total de 81 817 672 901,88, mientras que el dato resultante de la IE es de 81 517 622 901,88.

- **Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración, fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)**

El COMA aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de 343 380 672 901,88.

- **Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)**

El CEP aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de ¢217 066 500 000,00.

- **Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)**

El peaje de energía aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución período 2023 es de ¢44 395 000 000,00.

- **Costo por depreciación de los activos (DEPIP)**

La empresa no reportó gasto por depreciación de activos de inversión específica, esta Intendencia consideró mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectara la tarifa, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)**

El canon de regulación aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución período 2023 es de ¢ 401 550 000,00.

- **Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI).**

De acuerdo con los ingresos producto de recursos energéticos distribuidos en relación con el total de ingresos de energía, ICE, reportó un 0,00% de participación relativa, mientras el cálculo de la IE es de 0,06% esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. xi de este informe.

- **Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)**

ICE, reportó ¢0,00 de ingresos producto de los recursos energéticos distribuidos, por su parte la IE, al indexar los datos al 2023, consideró un total ¢225 595 458,00, esta información se desarrollará en el apartado IV. 2. ix de este informe.

- **Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)**

Los ingresos por ventas de energía aprobados en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución son ¢ 354 248 900 000,00.

Por lo anterior el COMA reportado por ICE, es de ¢29 898 040,94 mientras que el resultado del análisis de la IE es de ¢78 540 323,15, utilizando la estructura de costos de 2022, último tarifario ordinario aprobado para la distribuidora.

Esa diferencia se debe a que el ICE al no reportar el porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por recursos energéticos distribuidos ocasiona que el resultado del COMAA sea cero, lo que distorsiona el resultado final de la fórmula.

c) Indexación de los costos.

El modelo general para el cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos que permite a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución, está enfocado en el período T+1, sin embargo, en el apartado "5.1. Aplicación por primera vez y durante el período de transición", la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el último estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

"En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan.

Dado que la metodología debe ser aplicada de forma integral y para ser consistente, los costos y base tarifaria, también requieren ser indexados, siguiendo los criterios de proyección establecidos en la "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural", aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Para el caso del rédito debe seguirse lo indicado en el apartado 2.3, de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa última fijación tarifaria."

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio

anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de ICE el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2022, por lo que esta Intendencia estimó los valores al 2023 según la variación del índice de precios al consumidor.

La compra de energía y potencia, peaje de distribución, ingresos generados por recursos energéticos distribuidos e ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución no se determinó por inflación, sino que la información fue proyectada por el proceso de Inteligencia de Negocio de la Intendencia de Energía, el cual se abarca en el segmento de tarifa resultante de este informe, en el apartado IV. 2. x

Cuadro N°26
ICE: costos de operación, mantenimiento, y administrativos
Indexados al 2023
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	2023
Gasto por salarios	¢17 964 850,21
Gasto por materiales y suministros	¢0,00
Gasto por depreciación	¢49 516,61
Gasto por transporte (promedio)	¢14 215,51
Gasto por viáticos	¢71 300,07
Gasto por contratos a terceros	¢6 822 120,05
Otros costos	¢5 343 717,21
Total COMAD	¢30 265 719,66
Detalle de la cuenta	2023
<i>b. Total de costos de operación, mantenimiento, y administrativos asignados (COMAA)</i>	¢49 045 348,83
<i>Total de costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de la empresa (COMASD)</i>	¢82 193 105 854,60
<i>1. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento y administración , fórmula 18 de la RE-0139-JD-2015 (COMA)</i>	¢356 322 803 093,79
<i>2. Costo por compras de energía y potencia, RE-0139-JD-2015 (CEP)</i>	¢228 158 736 041,00
<i>3. Costo del transporte de energía, "peaje" de la RE-0139-JD-2015 (PEAJE)</i>	¢45 564 277 364,00
<i>4. Costo por depreciación de los activos (DEPIP)</i>	¢0,00
<i>5. Canon de regulación de la RE-0139-JD-2015 (CREG)</i>	¢406 683 834,19
<i>Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos (PI)</i>	0,06%
<i>1. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER)</i>	¢225 595 458,00
<i>2. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV)</i>	¢377 840 659 588,00
Detalle de la cuenta	2023
COMA	¢79 311 068,49

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

d) Base tarifaria (BT)

Para el segmento de base tarifaria, el ICE indicó:

[...]

Para esta información se consideró lo siguiente:

Para los activos que forman parte del BTD se detalló su depreciación en el cuadro 3 de la hoja "COMA", a efectos de considerar el AFNORP, estos tienen una vida útil de 10 años, y fueron adquiridos a inicios del 2021, es decir para el 2022 ya tenían 2 años depreciados.

Respecto al nivel de detalle de la inversión específica (IP), no se dispone un registro independiente de aquellos activos que no son propios o están relacionados de manera indirecta con la prestación del servicio de recursos energéticos distribuidos, ante lo cual para efectos de presentar esta información, se ha de considerar los activos del sistema de distribución, tal como lo expresa la fórmula 4.9 de BTA, dentro del capítulo 4 de la metodología propuesta, en la cual se asigna una porción de estos a través del porcentaje de participación relativa de los ingresos (PI).

Esta información se presenta dentro del plazo establecido (5 de mayo), es importante indicar que se realizó un gran esfuerzo por parte de las áreas que suministran los insumos para atender este requerimiento. Además, se solicita al Ente Regulador que, en el caso de requerir mayor detalle de la información remitida, valore los plazos a brindar.

Conforme a la reunión con funcionarios de ARESEP, los datos solicitados corresponden al corte del último estudio tarifario, es decir el aprobado para el 2022 según la resolución RE-0010-IE-2022, la cual se resolvió al amparo de la metodología RE-0139-JD-2015.[...]

El ICE, asignó \$19 669 975,4 por concepto de activo neto en operación revaluado promedio de los activos relacionados con recursos energéticos distribuidos (AFNORP), sin embargo, la metodología RE-0076-JD-2023 establece lo siguiente para la base tarifaria directa:

[...]

$$BTD_{e,t+1} = AFNORP_{e,t+1} \quad (\text{Fórmula 4.8})$$

Donde:

$BTD_{e,t+1}$ = Base tarifaria de inversiones directas de la empresa “e” en el período “t+1”.

$AFNORP_{e,t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado promedio de la empresa “e” en el período “t+1” incluyendo todos los activos directamente relacionados con los recursos energéticos distribuidos. Se determina según el proceso indicado en el Capítulo VII, sección 5.1 denominada “Activo fijo neto en operación revaluado promedio” del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

Las inversiones de esta sección no deben incluirse en la fijación tarifaria realizada mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD- 139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de las inversiones. [...]

La metodología es clara que para el cálculo del AFNORP de los recursos energéticos distribuidos debe ser todo el proceso que se realiza para el cálculo del AFNORP según la metodología ordinaria para el sistema de distribución, eso incluye que la empresa envíe el auxiliar de esos activos, los mismos se constaten en el auditado y se sigan cada una de las fórmulas indicadas para base tarifaria que se especifican en la RJD-139-2015.

Por el contrario, el valor indicado por la empresa está como valores, no permite la trazabilidad y no aportaron los cálculos específicos para el AFNORP, por lo que esta Intendencia no consideró el valor aportado por la empresa y por el contrario el resultado es cero.

Lo anterior da como resultado que la BT para recursos energéticos distribuidos calculada por al IE es de ₡185 562 445,94 mientras que ICE esperaba ₡19 669 975,44, la diferencia se debe a que el ICE considero un 0,0% de porcentaje de participación relativa de los ingresos (PI) lo que da como resultado que la BTA sea cero, y la IE consideró un 0,06% de participación relativa.

No se indexan los costos, producto que la BT y el gasto por depreciación no se ven afectados de forma directa por variables macroeconómicas, sino por las adiciones y retiros que realice la empresa, así como por las tablas de vidas útiles.

e) Rédito para el desarrollo

El rédito para el desarrollo para aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución es de 4,03%, esta Intendencia no lo indexa, ya que para el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio cuyo comportamiento no se ve afectado por inflación, sino por variables específicas tanto de la empresa como internacionales.

2. Tarifa resultante.

En lo que respecta al método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, de acuerdo con lo definido por Ley N° 10086; la IE analizó y revisó los costos contemplados por las empresas distribuidoras según lo indicado en la RE-0076-JD-2023.

Siendo que en la metodología establece en la fórmula 4.1 la fórmula de aplicación del método de cálculo, siendo el siguiente:

$$TDRE_{e,t+1} =$$

(Fórmula 4. 1)

$$\frac{COMA_{e,t+1} + (Re_{t+1} * BTe_{t+1}) + CregDRE_{e,t+1}}{N * Cie_{t+1}}$$

Donde:

$TDRE_{e,t+1}$, = Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa “e” en el período “t+1”, por cada kW de capacidad instalada (colones/kW).

- $COMA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento Administrativos relacionados con los Recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”. Ver la sección 2.2 denominada “Costos de operación mantenimiento y administrativos (COMA)”
- Re_{t+1} = Tasa de rédito para el desarrollo para la empresa “e” en el período “t+1-2. Ver la sección 2.3 denominada “Tasa del rédito para el desarrollo (R)”.
- $BT_{e,t+1}$ = Base tarifaria de la empresa “e” en el período “t+1”. Ver la sección 2.4 denominada “Base tarifaria (BT)”:
- C_{regD}
 $ER_{e,t+1}$ = Canon regulación vigente para la empresa “e” en el período “t+1” (monto absoluto). Monto autorizado como pago por los servicios de regulación de regulación de los recursos energéticos distribuidos. Ver la sección 2.5. denominada “Canon de regulación (CregDER)”.
- $Cl_{e,t+1}$ = Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” en el período “t+1”, en kW. Ver la sección 2.6. denominada “Capacidad instalada (CI)”.
- N = Cantidad de meses considerados en el período de la información financiero-contable.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
- $t+1$ = Período en el que estará vigente la tarifa.

La tarifa resultante será aplicable en cada empresa eléctrica distribuidora a todos los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de cada empresa eléctrica distribuidora, como un cobro mensual por cada kW instalado.

Al respecto, señalar que la IE realizó un análisis riguroso de los costos reportados por las empresas distribuidoras eléctricas, en concordancia con lo establecido el artículo 3 inciso b y el artículo 4 inciso a y b de la Ley 7593 y la metodología RE-0076-JD-2023.

A continuación, se detallan los resultados de cada una de las variables del instrumento de cálculo:

i. Costo del transporte de energía, (Peaje) proyectado al 2023.

Para estimar la energía trasegada por las empresas distribuidoras se considera la proyección de la energía demanda por los usuarios finales de las empresas distribuidoras menos la energía que se genera y entrega en las propias redes de distribución y por lo tanto no pagan el costo de transmisión. En el caso de los clientes conectados a alta tensión la energía sujeta a cobro de peaje se iguala a la facturada por venta del sistema de generación.

Para la estimación del año 2023, la IE actualizó los datos a mayo de 2023 y efectuó las proyecciones para cada una de las ocho empresas distribuidoras y las empresas de alta tensión.

La información real hasta mayo de 2023 se obtiene a partir de la información estadística de registro y envío regular, que las distribuidoras envían mensualmente a la Intendencia de Energía mediante la plataforma SIR (sistema de Información Regulatoria) y en atención a los solicitado mediante la resolución RIE-089-2016.

Durante el 2022, el 75,4% de la energía trasegada correspondió a las dos empresas distribuidoras más grandes del país: la CNFL, S.A. (34%) y el ICE (43%). El 24% restante de la energía transportada corresponde a las seis empresas distribuidoras y a las otras empresas conectadas en alta tensión.

De esta forma se espera que el sistema de transmisión del ICE facture a sus clientes energía trasegada cercana a los 10 812,3 GWh incluyendo ventas a usuarios directos de la tarifa T-UD.

Los costos anuales esperados por concepto de pago de transmisión, por parte de las empresas distribuidoras, con tarifa vigente se calculan al multiplicar el precio del costo variable (costo de transmisión) autorizado por la ARESEP, por la estimación de la energía a trasegar por el cliente más el costo fijo (CENCE Y MER) correspondiente en el período de estudio.

La tarifa vigente para el año 2023 del sistema de transmisión nacional se estableció según la resolución RE-0009-IE-2022 publicada en Alcance digital N°30 de la Gaceta N° 29 del 14 de febrero de 2022.

De tal forma que el costo de peaje estimado para el año 2023 por empresa distribuidora es el siguiente:

Cuadro N°27
Costo anual de la transmisión
por empresa distribuidora. 2023
--Cifras en colones--

Empresa	Costo de transmisión
ICE	45 564.3
CNFL	35 150.8
JASEC	6 511.8
Esph	6 528.2
Coopesca	1 820.5
Coopeguanacaste	4 667.8
Coopesantos	1 007.7
Coopealfaroruz	295.2

1/ Datos estimados a partir de junio de 2023
Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

ii. Costo por compras de energía y potencia, (CEP) proyectado al 2023.

La IE actualiza todas las cifras referentes al mercado eléctrico hasta mayo de 2023, y realiza proyecciones de este hasta el mes de diciembre de 2023.

Al realizar las estimaciones del sistema de distribución de cada empresa regulada, 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 categoría tarifaria. Para ello se empleó el paquete estadístico denominado Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo; en este caso, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) o de suavizamiento exponencial. Las ventas estimadas por cada tipo de tarifa se obtienen del producto de los abonados proyectados y del consumo promedio estimado por abonado.

Además, se utilizó el porcentaje de pérdida propio de su sistema de distribución, con el cual se determinaron las necesidades de energía para atender la demanda de sus consumidores directos. En el caso de las empresas distribuidoras que disponen de plantas generadoras de energía, para atender parte de sus necesidades, las compras de energía al ICE se determinan al disminuir a la demanda de energía esta generación propia, y para el caso de las cooperativas, además de la generación propia, se restan las compras de energía a terceros (ejemplo: Coneléctricas).

La IE realiza sus estimaciones de generación, las cuales toman en cuenta el comportamiento histórico de cada una de las plantas del parque de generadores del sistema eléctrico nacional.

Con esto, se espera que la venta del ICE a las distribuidoras durante el año 2023 se encuentre cercana a los 9 533 GWh, incluyendo la venta al ICE-distribución.

Los costos anuales esperados por concepto de pago al ICE por compra de energía y potencia, por parte de las empresas distribuidoras, con tarifa vigente se calculan al multiplicar el precio en cada concepto (energía y potencia) y en cada bloque horario por su respectiva compra esperada.

La tarifa vigente para el año 2023 del sistema de transmisión nacional se estableció según la resolución RE-0008-IE-2022 publicada en Alcance digital N°30 de la Gaceta N° 29 del 14 de febrero de 2022.

Respecto a la estimación del importe por concepto de compras de energía y potencia de las empresas distribuidoras a su propio sistema y terceros, es decir excluyendo al ICE generación, se mantuvo la compra del periodo junio a diciembre de 2022 como estimador de la proyección para el periodo homólogo del año presente.

De tal forma que el costo por compra de energía y potencia estimado para el año 2023 por empresa distribuidora es el siguiente:

Cuadro N°28
Costo anual de la compra de energía y
demanda máxima, por empresa distribuidora. 2023
--Cifras en colones--

Empresa	Costo ^{1/}
ICE	228 158,7
CNFL	203 190,7
JASEC	35 696,6
Esph	30 290,4
Coopesesca	26 381,4
Coopeguanacaste	28 285,3
Coopesantos	6 273,2
Coopealfaroruiz	1 315,4

1/ Datos estimados a partir de junio de 2023

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

iii. Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos (COMA)

La metodología RE-0076-JD-2023, indica lo siguiente para los costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos:

[...]

2.2.1 Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD)

Son los Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos ($COMA_{e,t+1}$) indispensables y asociados a los recursos energéticos distribuidos, corresponden a la suma de los costos en que incurre la empresa distribuidora para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos a su sistema de distribución. Todos los costos y gastos deben ser justificados de tal manera que correspondan a las actividades incluidas en la Ley N.º 10086 y además cumplir con los criterios establecidos en el artículo 32 de la Ley N.º 7593. Los componentes del $COMA_{e,t+1}$ se detallan en la siguiente fórmula:

$$COMA_{e,t+1} = COMAD_{e,t+1} + COMAA_{e,t+1} \quad (\text{Fórmula 4. 2})$$

Donde:

$COMA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”.

$COMAD_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”. Ver la sección 2.2.1. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD)”.

$COMAA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el período “t+1”. Corresponde a una asignación proporcional de los costos de operación, mantenimiento y administrativos efectuados por las empresas distribuidoras para la operación del sistema de distribución. Ver la sección 2.2.2. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados (COMAA)”.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa. [...]

Siendo que en el apartado IV. 1 de este informe se analizó de la información remitida por las empresas relacionada a los costos y gastos de operación, mantenimiento y administrativos, así como los ingresos y las variables aprobadas en el último estudio tarifario ordinario para el sistema distribución. Se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro N°29
Costos de operación, mantenimiento y administrativos
del Servicio de Distribución (COMASD)
--Cifras en colones--

$$\text{COMASD}_{e,t} = \text{COMA} - \text{CEP} - \text{Peaje} - \text{DEPIP}_{e,t} - \text{Creg}$$

Empresa Distribuidora	COMA	CEP	Peaje	DEPIP	Creg	COMASD
ICE	356 322 803 094	228 158 736 041	45 564 277 364	-	406 683 834	82 193 105 855
CNFL	312 756 681 665	203 190 743 287	35 150 775 674	-	339 967 998	74 075 194 706
ESPH	46 727 700 000	30 290 398 443	6 528 197 115	-	113 619 086	9 795 485 356
JASEC	51 037 019 039	35 696 593 212	6 511 771 657	-	106 770 099	8 721 884 071
Coopeguanacaste	43 292 836 430	28 285 342 508	4 667 459 277	3 581 255	118 468 104	10 217 985 286
Coopelesca	41 195 700 000	26 381 353 088	1 820 471 860	44 459	73 570 000	12 920 260 593
Coopealfaro	2 193 610 558	1 315 407 812	295 240 068	-	3 602 864	579 359 814
Coopesantos	11 279 676 045	6 273 128 359	1 007 663 360	-	28 715 309	3 970 169 017

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

Cuadro N°30
Costos de operación, mantenimiento y
administrativos asignados (COMAA)
--Cifras en colones--

$$\text{COMAA}_{e,t} = (\text{COMASD}_{e,t} * \text{PI}_{e,t}) + \text{DEPIP}_{e,t}$$

Empresa Distribuidora	COMASD	PI	DEPIP	COMAA
ICE	82 193 105 855	0,06%	-	49 045 349
CNFL	74 075 194 706	0,14%	-	103 948 038
ESPH	9 795 485 356	0,11%	-	11 037 997
JASEC	8 721 884 071	0,06%	-	5 047 370
Coopeguanacaste	10 217 985 286	0,12%	3 581 255,39	15 834 524
Coopelesca	12 920 260 593	0,08%	44 459,48	10 626 178
Coopealfaro	579 359 814	0,17%	-	1 009 927
Coopesantos	3 970 169 017	0,20%	-	8 081 192

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

Cuadro N°31
Costos de operación, mantenimiento y
administrativos directos (COMAD)
--Cifras en colones--

$$COMAD_{e,t} = SAS_{e,t} + MSU_{e,t} + DEP_{e,t} + TRA_{e,t} + VIA_{e,t} + CON_{e,t} + OTR_{e,t}$$

Empresa Distribuidora	SAS	MSU	DEP	TRA	VIA	CON	OTR	COMAD
ICE	17 964 850,21	-	49 516,61	14 215,51	71 300,07	6 822 120,05	5 343 717,21	30 265 719,66
CNFL	28 182 125,71	-	2 645 614,27	147 102,88	11 393,83	-	-	30 986 236,69
ESPH	635 566,08	155 266,00	229 847,53	62 425,34	3 346,50	924 668,30	952 198,68	2 963 318,43
JASEC	831 255,72	-	5 000,00	-	-	-	-	836 255,72
Coopeguanacaste	9 606 272,23	-	879 856,53	2 377 571,18	107 607,86	-	-	12 971 307,80
Coopelesca	13 684 179,21	11 000 158,30	208 591,17	598 744,00	1 040 000,00	-	-	26 531 672,68
Coopealfaro	135 398,39	572 016,62	45,83	1 318 164,82	-	-	-	2 025 625,66
Coopesantos	28 189 806,93	15 440,10	1 200 651,14	2 960 277,89	1 505 409,87	-	4 875 519,35	38 747 105,28

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

Cuadro N°32
Costos de operación, mantenimiento
y administrativos (COMA)
--Cifras en colones--

$$COMA_{e,t} = COMAD_{e,t} + COMAA_{e,t}$$

Empresa Distribuidora	COMAD	COMAA	COMA
ICE	30 265 719,66	49 045 348,78	79 311 068,45
CNFL	30 986 236,69	103 948 037,86	134 934 274,55
ESPH	2 963 318,43	11 037 997,36	14 001 315,79
JASEC	836 255,72	5 047 370,50	5 883 626,22
Coopeguanacaste	12 971 307,80	15 834 524,37	28 805 832,17
Coopelesca	26 531 672,68	10 626 177,59	37 157 850,27
Coopealfaro	2 025 625,66	1 009 927,43	3 035 553,10
Coopesantos	38 747 105,28	8 081 192,02	46 828 297,30

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

iv. Tasa de rédito para el desarrollo (R)

La metodología RE-0076-JD-2023, indica lo siguiente para el rédito para el desarrollo:

[...]

2.3 Tasa de rédito para el desarrollo(R)

La tasa de rédito para el desarrollo corresponderá a un valor máximo que se otorga con el objetivo de brindar al prestador recursos que permitan una retribución competitiva y garantizar la adecuada integración de los DER. El máximo de la tasa de rédito para el desarrollo ($R_{e,t+1}$) se calculará de

acuerdo con el procedimiento detallado en el Capítulo VII, Sección 4 de la “Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica Brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”, aprobada mediante la Resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015, publicada en el Alcance Digital N.º 63 de La Gaceta N.º 154 del 10 de agosto de 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

Para la determinación de esta variable se utilizarán los parámetros, datos y criterios considerados en la última fijación tarifaria del sistema de distribución de la respectiva empresa distribuidora para el respectivo año (o el año más reciente), de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa fijación tarifaria.

Si la fijación tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones asociados a la integración de los recursos energéticos distribuidos se realiza simultáneamente con las tarifas del sistema de distribución; en la fijación tarifaria de los DER se empleará como máximo, la tasa de rédito para el desarrollo que resulte de la fijación tarifaria para el sistema de distribución.

La tasa de rédito para el desarrollo o rendimiento se establece como un valor máximo, donde cada una de las empresas distribuidoras podrán valorar si solicitan, en las fijaciones tarifarias que tramiten ante la Aresep, que se les reconozca un monto menor de la tasa de rédito para el desarrollo, después de realizar una valoración técnica de diferentes aspectos de su gestión. [...]

La IE, no indexa al 2023 el valor de rédito para el desarrollo, siendo que el mismo se requiere análisis de deuda, el cual debe constar en los estados financieros auditados, tasa de interés, valor del capital propio, entre otras variables, que no están sujetas a la variación de inflación sino aspectos propios de la política monetaria, nivel de endeudamiento de las empresas y variables internacionales.

En el siguiente cuadro se muestra el rédito considerado para cada una de las empresas distribuidores de energía eléctrica:

Cuadro N°33
Tasa de rédito para el desarrollo (R)
Cifras en porcentaje

Empresa Distribuidora	Tasa de rédito para el desarrollo del sistema de distribución	Tasa de rédito para el desarrollo (R)	Fuente
ICE	4,03%	4%	ET-075-2021
CNFL	3,61%	4%	ET-069-2021
ESPH	3,44%	3%	ET-071-2021
JASEC	4,56%	5%	ET-087-2020
CoopEGuanacaste	3,91%	4%	ET-070-2019
Coopesca	5,33%	5%	ET-033-2021
Coopealfaro	5,88%	6%	ET-025-2015
Coopesantos	3,34%	3%	ET-008-2020

Fuente: Aresep-Intendencia de Energía.

v. Base tarifaria (BT)

Según la fórmula 4.7 de la metodología RE-0076-JD-2023, la base tarifaria es la suma de la base tarifaria directa y la base tarifaria asignada, siendo que en el apartado IV. 1 de este informe se analizó de la información remitida por las empresas relacionada a base tarifaria, así como las variables aprobadas en el último estudio tarifario ordinario para el sistema distribución.

Dando los siguientes resultados:

Cuadro N°34
Base tarifaria asignada de inversiones
para el servicio de distribución de energía (BTA)
--Cifras en colones--

$$BTA_{e,t} = (BTSD_{e,t} - IP_{e,t}) * PI_{e,t} + IP_{e,t}$$

Empresa Distribuidora	BTSD	IP	PI	BTA
ICE	310 976 557 932,34	-	0,06%	185 562 446
CNFL	358 563 929 597,25	-	0,14%	503 164 616
ESPH	28 404 020 000,00	-	0,11%	32 006 939
JASEC	24 564 010 000,00	-	0,06%	14 215 238
CoopEGuanacaste	45 446 100 000,00	33 295 200,40	0,12%	87 753 618
Coopesca	70 620 000 000,00	17 965 286,29	0,08%	75 788 488
Coopealfaro	2 934 500 000,00	-	0,17%	5 115 357
Coopesantos	18 565 720 000,00	-	0,20%	37 790 116

Fuente: Aresep-Intendencia de Energía.

Cuadro N°35
Base tarifaria de inversiones directas (BTD)
--Cifras en colones--

$$BTD_{e,t} = AFNORP_{e,t}$$

Empresa Distribuidora	AFNOR 1/	BTD
ICE	0,00	0,00
CNFL	0,00	0,00
ESPH	0,00	0,00
JASEC	0,00	0,00
Coopeguanacaste	0,00	0,00
Coopelesca	0,00	0,00
Coopealfaro	0,00	0,00
Coopesantos	0,00	0,00

Fuente: Aresep-Intendencia de Energía.

1/ Se determina según el proceso indicado en el Capítulo VII, sección 5.1 denominada "Activo fijo neto en operación revaluado promedio" del instrumento regulatorio denominado "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas", resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

Cuadro N°36
Base tarifaria (BT)
--Cifras en colones--

$$BT_{e,t} = BTD_{e,t} + BTA_{e,t}$$

Empresa Distribuidora	Base tarifaria de inversiones directas (BTD)	Base tarifaria asignada de inversiones para el servicio de distribución de energía (BTA)	Base tarifaria (BT)
ICE	0,00	185 562 445,76	185 562 445,76
CNFL	0,00	503 164 616,41	503 164 616,41
ESPH	0,00	32 006 938,55	32 006 938,55
JASEC	0,00	14 215 238,17	14 215 238,17
Coopeguanacaste	0,00	87 753 618,24	87 753 618,24
Coopelesca	0,00	75 788 487,63	75 788 487,63
Coopealfaro	0,00	5 115 356,60	5 115 356,60
Coopesantos	0,00	37 790 116,18	37 790 116,18

Fuente: Aresep-Intendencia de Energía.

vi. Canon regulación vigente para la empresa (CregDer)

En el alcance N° 272 a La Gaceta N° 238 se publicó la resolución RE-0621-RG 2022 del 09 de diciembre de 2022, con la distribución del cobro del canon de regulación 2023 por regulado, siendo que para la regulación eléctrica no se aprobó monto de canon como pago por los servicios de regulación de los recursos energéticos distribuidos.

La IE, consultó a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, lo siguiente:

“CANON: en la fórmula general, específicamente el Creg DER, que corresponde al canon de generación distribuida, para la primera aplicación este Canon no se contempló dentro de lo aprobado por la Contraloría General de la República, ¿corresponde entonces poner cero en ese valor?”

A lo que la fuerza de tarea indicó:

“En general, para todas las variables directamente relacionadas con los DER (no aplica para las asignadas) cuyo valor no se encuentre definido a la fecha, se deberá incluir un valor de cero (0). Esto deberá mantenerse mientras no sea posible técnicamente definir el valor efectivo, lo cual deberá justificarse en el informe respectivo. Esto aplica para la variable consultada.”

Así las cosas, esta Intendencia consideró valor cero para el canon de regulación CregDer.

vii. Cantidad de meses (N)

Según la metodología RE-0076-JD-2023, la tarifa de los recursos energéticos distribuidos es mensual, por lo que entre las variables de cálculo está la cantidad de meses considerados en el periodo de la información financiero-contable.

Esta Intendencia les solicitó a las empresas “Indicar si la información reportada en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon” corresponden a datos anualizados, si no es así favor indicar a qué período de tiempo corresponde los valores aportados por sus representadas.”

La mayoría de las distribuidoras indicaron que los datos reportados eran anuales, para las empresas que indicaron que los datos eran mensuales, los mismos se anualizaron para tener todas las empresas con la misma cantidad de meses de información.

En ese sentido, los datos solicitados a las empresas están anualizados, por lo que la cantidad de meses considerados en el período de la información financiero-contable es de 12 meses para cada empresa, lo que permitirá que la tarifa (T-DER) que se cobrará mensualmente a los propietarios de recursos energéticos

distribuidos (PDER) por cada kW de capacidad instalada que posea, van a resarcir a las empresas eléctricas distribuidoras por los costos e inversiones en que incurren para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución más un rédito para el desarrollo de la actividad.

Los costos y gastos provienen del estudio tarifario ordinario aprobado por esta Intendencia a la empresa. Posteriormente, una vez depurados los gastos, se procedió a indexarlos al 2023 (esta indexación se les realizó únicamente a las empresas donde el último estudio tarifario aprobado vía ordinaria fuese de uno o más períodos anteriores) y los datos de ingresos, compras y peaje de transmisión fue estimado al 2023 por el proceso de Inteligencia de Negocio de la IE, de tal forma que los montos finales fueran comprobables entre las empresas.

viii. Capacidad Instalada (CI)

Para determinar la capacidad instalada (CI) promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de cada empresa, se requirió como primer paso elaborar la serie histórica para cada empresa de la capacidad instalada mensual, para en un segundo paso realizar la proyección de esta variable para los meses de mayo a diciembre 2023 y finalmente en un tercer paso obtener la capacidad instalada promedio mensual para cada empresa en el periodo t+1 que en este caso corresponde a los meses de enero – diciembre 2023.

En el primer paso, se obtuvo la información de la sumatoria mensual de la capacidad instalada para cada una de las empresas desde marzo 2019 hasta abril 2023 (50 observaciones). Esta información se recopiló del Anexo 4 de Generación Distribuida que las empresas distribuidoras presentan a la Aresep en cumplimiento con la resolución RIE-089-2016 sobre la simplificación y estandarización de información de mercado para el servicio eléctrico que prestan los regulados. En esta construcción de las series históricas se presentaron inconvenientes con el uso de los datos del mes de julio 2020 para la ESPH, debido a inconsistencias en la información con la serie de datos, por lo que, para este mes, se utilizó el mismo valor de la CI del mes anterior, o sea, junio 2020, este caso se presentó únicamente para la ESPH.

En el segundo paso, utilizando las series históricas se pronosticó la CI para los meses de mayo – diciembre 2023 para cada una de las distribuidoras, esto se realizó mediante el software Forecast Pro, especializado en el pronóstico estadístico de los datos, ya que utiliza algoritmos sofisticados, como promedios móviles, alisamiento exponencial, regresión lineal y métodos de descomposición para generar pronósticos precisos analizando los datos históricos, para predecir patrones y tendencias de una variable en particular.

En el tercer paso, se utilizó la información del periodo t+1, o sea, de enero – diciembre 2023 para cada empresa distribuidora para obtener el promedio mensual de la capacidad instalada para este periodo (en kW), obteniendo como resultado los siguientes datos por empresa.

Cuadro N°37
Capacidad instalada promedio mensual
de los DER, para el 2023 en kW.

Empresa Distribuidora	Capacidad instalada promedio mensual (CI)
ICE	28.352
CNFL	41.842
ESPH	5.797
JASEC	3.737
COOPEGUANACASTE	5.126
COOPELESCA	6.710
COOPEALFARORUIZ	204
COOPESANTOS	2.330

Fuente: Aresep-Intendencia de Energía.

ix. Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución (IDER), indexado al 2023.

Los ingresos que se esperan por parte de los generadores distribuidos a las empresas distribuidoras a través de la tarifa vigente son estimados a partir del mes de junio de 2023.

Estos ingresos estimados a través de la asociación con la proporción del ingreso de generadores privados respecto al total de ingresos que percibe cada empresa distribuidora. Esta proporción fue definida a partir de la relación real de los últimos meses.

En función de lo anterior, se proyectan los siguientes ingresos esperados para el periodo 2023.

Cuadro N°38
Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red distribución, por empresa distribuidora. 2023
(datos en millones de colones)

Empresa	Ingreso ^{1/}
ICE	225.6
CNFL	424.2
JASEC	30.1
Esph	53.6
Coopelesca	56.3
Coopeguanacaste	40.1
Coopesantos	24.8
Coopealfaroruiiz	4.3

1/ Datos estimados a partir de junio de 2023

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

x. Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, fórmula 10 de la RE-139-JD-20015 (IV), indexado al 2023.

Para la estimación de las cifras de ventas a los abonados directos la Intendencia actualizó las series históricas a mayo de 2023 y se estima para el resto del periodo 2023. Se emplea 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 los datos históricos mensuales de abonados por sectores y que representen en mejor ajuste en relación con el comportamiento actual.

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) y de suavizamiento exponencial. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen de los abonados proyectados y del consumo promedio estimado por abonado.

Para el cálculo de los ingresos vigentes sin combustibles, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada con la información disponible para el año 2019 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó la estructura de costos sin CVG.

Las tarifas que se encuentran vigentes para el segundo semestre del año 2023 son las establecida mediante resolución RE-0056-IE-2023 del 26 de junio de 2023, publicada en el diario oficial la Gaceta N°117, Alcance N°123 del 29 de junio de 2023.

A partir de lo anterior se estiman los siguientes ingresos por empresa distribuidora:

Cuadro N°39
Ingresos por venta de energía y potencia a usuarios de la red de distribución, por empresa distribuidora. 2023
(datos en millones de colones)

Empresa	Ingreso ^{1/}
ICE	377 840.7
CNFL	301 877.9
JASEC	51 952.3
Esph	47 483.5
Coopesca	46 931.3
Coopeguanacaste	48 918.1
Coopesantos	12 151.9
Coopealfaroruz	2 489.4

1/ Datos estimados a partir de junio de 2023

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

xi. Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución (PI)

Según la fórmula 4.6 de la metodología RE-0076-JD-2023, el porcentaje de participación relativa se obtiene de la relación de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos y los ingresos por venta de energía y potencia. Dando los siguientes resultados:

Cuadro N°40
Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los DER (PI)

$$PI_{e,t} = \frac{IDER_{e,t}}{Iv_{e,t} + IDER_{e,t}} * 100$$

Empresa Distribuidora	Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados (IDER)	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios de la red de distribución de energía (Iv)	Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados (PI)
ICE	225 595 458	377 840 659 588	0,06
CNFL	424 213 681	301 877 895 037	0,14
JASEC	30 082 279	51 952 261 781	0,06
ESPH	53 566 959	47 483 531 308	0,11
COOPEGUANACASTE	56 346 890	46 931 252 603	0,12
COOPELESCA	40 096 819	48 918 053 828	0,08
COOPESANTOS	24 785 418	12 151 920 405	0,20
COOPEALFARORUIZ	4 347 015	2 489 382 598	0,17

Fuente: Aresep-Intendencia de Energía.

xii. Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos (T-DER)

De acuerdo con los resultados obtenidos del análisis de los costos reportados por las empresas distribuidoras para el cálculo del reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, da como resultado la siguiente tarifa aplicable a todos los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de cada empresa eléctrica distribuidora, como un cobro mensual por cada kW instalado.

Es importante advertir que la información aportada por cada una de las empresas eléctricas es el insumo principal para la tramitación del presente estudio tarifario, en este sentido, esta Intendencia después de realizar un análisis regulatorio riguroso de la información, suministrada por las 8 empresas distribuidoras, logró identificar una serie de elementos que sustentan el presente ajuste tarifario y que dan como resultado la siguiente tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para cada empresa distribuidora de energía eléctrica:

Cuadro N°41
Tarifa mensual de los recursos
energéticos distribuidos (T-DER)
--Colones por kW--

$$TDER_{e,t} = \frac{COMA_{e,t} + (R_{e,t} * BT_{e,t}) + CregDER_{e,t}}{N * CI_{e,t}}$$

Empresa Distribuidora	COMA	R	BT	R*BT	CregDER	N	CI	Tarifa (TDER)
ICE	79 311 068	4%	185 562 446	7 478 167	0	12	28 352	255
CNFL	134 934 275	4%	503 164 616	18 164 243	0	12	41 842	305
ESPH	14 001 316	3%	32 006 939	1 101 039	0	12	5 797	217
JASEC	5 883 626	5%	14 215 238	648 215	0	12	3 737	146
Coopeguanacaste	28 805 832	4%	87 753 618	3 431 166	0	12	5 126	524
Coopesca	37 157 850	5%	75 788 938	4 039 550	0	12	6 710	512
Coopelfaro	3 035 553	6%	5 115 357	300 783	0	12	204	1 362
Coopesantos	46 828 297	3%	37 790 116	1 262 190	0	12	2 330	1 720

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las distribuidoras

Esta tarifa se deberá cobrar mensualmente a los propietarios de los recursos energéticos distribuidos (PDER) por cada kW instalado.

Gráfico N°1
Tarifa mensual de los recursos
energéticos distribuidos (T-DER)
período 2023
--Cifras en colones--



Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las distribuidoras

[...]

VI. CONCLUSIONES

1. La Junta Directiva de la Aresep, por medio de la resolución RE-0076-JD-2023 aprobó la metodología para el cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, en la cual se instruye la aplicación por primera vez de lo dispuesto en este instrumento regulatorio.
2. La Intendencia de Energía como aplicador de la metodología establecida, elaboró y socializó el formulario de información requerida con las empresas distribuidoras para la aplicación por primera vez del “Capítulo 4: Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN”.
3. La Intendencia de Energía realizó una revisión de los costos contemplados por las empresas distribuidoras, que se cumplieren con los principios de proporcionalidad, razonabilidad y servicio al costo, establecidos en la Ley N°7593.
4. Es importante advertir que la información aportada por cada una de las empresas eléctricas es el insumo principal para la tramitación del presente estudio tarifario, en este sentido, esta Intendencia después de realizar un análisis regulatorio riguroso de la información, suministrada por las 8 empresas distribuidoras, logró identificar una serie de elementos que sustentan el presente ajuste tarifario y que dan como resultado los siguientes costos en cada una de las etapas de interconexión.
5. La tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos (T-DER) para cada una de las empresas distribuidoras es la siguiente en colones por KW instalado:

**Tarifa mensual de los recursos
energéticos distribuidos (T-DER)
--Colones por kW--**

Empresa	Tarifa (TDER)
JASEC	¢146
ESPH	¢217
ICE	¢255
CNFL	¢305
Coopesca	¢512
Coop Guanacaste	¢524
Coop Alfaro	¢1 362
Coop Santos	¢1 720

Fuente: Intendencia de Energía

[...]

- II. Que, en lo que se refiere a la audiencia pública, del informe técnico IN-0181-IE-2023 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

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

Según el informe de oposiciones IN-0505-DGAU-2023 (folios 349 al 350) del 17 de agosto de 2023, emitido por la Dirección General de Atención al Usuario, se presentaron 6 posiciones admitidas a la propuesta tarifaria, las cuales se analizan de seguido.

1. **Coadyuvancia:** Adolfo Alpízar López, cédula de identidad N° 1-1158-0800
Observaciones: **Hace uso de la palabra en la audiencia pública. No presenta escrito.**
Notificaciones: Al correo electrónico: a.alpizar@grupodedno.com

El señor Alpízar indica: “Me parece que es una forma en que se fomenta que se puedan aprovechar esos recursos de generación que actualmente no se están aprovechando y que no solo se aproveche en el sitio donde se genera, sino que se aproveche hacia todos los costarricenses. La consulta es la siguiente, es que si cuando se hace un ajuste tarifario se le aplica, si se le aplica a todas las plantas o solo a las que se gestionen nuevas. Porque cuando, porque puede haber algún tipo de contrato con la empresa distribuidora o si el contrato va a quedar abierto a que se va a regir en función a los ajustes tarifarios, esa es la consulta básicamente.”

Respuesta:

Se agradece al señor Adolfo, la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se le indica que la Intendencia de Energía (IE) es consciente de la necesidad que se aprovechen de forma oportuna los recursos naturales y con ello hacer un uso eficiente de la energía; así mismo, la IE está comprometida en actuar según la facultades que le competen para garantizar que las tarifas de electricidad sean competitivas, así mismo velamos por la calidad y confiabilidad de la red eléctrica nacional, el cual tiene un impacto importante en la economía del país.

En materia eléctrica se tramitan a lo interno de la IE diferentes tipos de fijaciones tarifarias, según la naturaleza de la misma, los estudios tarifarios pueden ser de carácter ordinario (aquellos que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de la Ley 7593) los cuales pueden ser de oficio (la Aresep lo apertura) o a petición de parte (los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año) también la ley nos faculta a realizar

fijaciones extraordinarias (las cuales consideran variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste) se pueden realizar de oficio o a petición de parte.

A nivel de Aresep, la organización interna establece que hay una Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) que se encarga de desarrollar los instrumentos metodológicos que posteriormente Junta Directiva aprueba y la IE debe aplicarlos tal cual indiqué la metodología tarifaria como es el caso de la metodología RE-0076-JD-2023 de generación distribuida la cual en este informe estamos aplicando; contamos con metodologías tarifarias ordinarias para los servicios de generación, distribución y trasmisión para las empresas públicas, municipales y cooperativas, metodologías para generación privada según se indica en la Ley 7200, como lo son las plantas hidroeléctricas nuevas y las existentes, entre otras las cuales se encuentran públicas en la página institucional <https://aresep.go.cr/electricidad/metodologias/>.

Referente a su consulta, se indica que en el caso puntual del capítulo 1, método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023, la fijación tarifaria se realiza por empresa distribuidora de forma individual y para todas las etapas de interconexión y el dato de la tarifa corresponde al costo del trámite de una solicitud de interconexión, por lo anterior, el ajuste se realiza por empresa y no por plantas de generación, en el caso que se desee gestionar un proyecto nuevo de generación eléctrica de capital privado se debe valorar el ordenamiento jurídico de las plantas de generación privada amparadas en la Ley 7200, así como las metodologías correspondientes, debido a que esta aplicación no sería el medio correcto para dicha valoración.

En caso de que requiera acompañamiento y/o asesoría en cuanto a la Ley 7200 de generación privada no dude en contactarnos vía correo electrónico a la dirección ienergia@aresep.go.cr, estamos en la mayor disposición de colaborar dentro de lo que el marco técnico y legal nos permite.

2. **Oposición:** *Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L., cédula jurídica número 3-004-045260, representada por el señor Mario Patricio Solís Solís, cédula de identidad número 1-1082-184, en su condición de Gerente General, con facultades de representante Legal Judicial y Extrajudicial.*

Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio CSGG-348-08-2023 (visible a folio 405)*

Notificaciones: *Al correo electrónico: gerencia@coopasantos.com*

CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLES A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

¿Los montos asignados en los cargos de interconexión para cada una de las etapas incluyen el IVA o deben ser aplicados de manera adicional a los montos propuestos en cada etapa? Esto derivado de que en el periodo de remisión de información visibilizamos los impuestos para estas etapas, sin embargo, el informe no menciona si se incluyen o no los impuestos al valor agregado, los cuales se deben cobrar pues estos no corresponden a servicios exentos o exonerados.

Respuesta:

Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.

CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA LA COMPRAVENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

- 1. En el caso del establecimiento de la Tarifa de Reconocimiento de Excedentes para los Sistemas de Generación Distribuida que se interconectan al Sistema de Distribución de Coopesantos, R.L., la ARESEP toma en cuenta la tarifa que dicha autoridad había fijado al Parque Eólico Los Santos mediante resolución del RE-0041-IE-2020, sin embargo, en las recientes aplicaciones tarifarias al Sistema de Distribución de Coopesantos, no se le reconoció dicha tarifa, sino que se estableció el precio de la energía generada por el PELS a la tarifa de venta de energía del ICE a Coopesantos, es decir, más baja que la aprobada para el PELS. En virtud de lo anterior, según nuestro criterio, la ARESEP debió utilizar en el cálculo de la tarifa de reconocimiento de excedentes la tarifa que el ICE cobra a la Cooperativa y no la establecida para el PELS, por cuanto en la práctica, de acuerdo con lo establecido por la ARESEP esta no se aplica ni se reconoce.*

¿Cuál será el tratamiento para trasladar el monto del reconocimiento económico de los excedentes hacia el generador distribuido?, ¿Se aplicará como un descuento a la factura del servicio eléctrico o la empresa distribuidora debe generar una factura independiente hacia el generador distribuido? En caso de generarse una factura adicional el generador distribuido debe estar debidamente inscrito en el Ministerio de Hacienda bajo la actividad comercial correspondiente para su correcta tributación. Es muy importante que la autoridad reguladora pueda definir este tema antes de la aprobación y entrada en vigencia de dicha tarifa.

Respuesta:

Esta Intendencia analizará las posiciones dentro del informe del expediente ET-049-2023.

3. **Oposición:** Instituto Costarricense de Electricidad, cédula jurídica número 4-000-042139, representada por el señor Randall Hume Salas, cédula de identidad número 3-0276-0808, en su condición de Representante ante la Aresep.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio 5407-127-2023 (visible a folio 406)

Notificaciones: Al correo electrónico: aalvaradohe@ice.go.cr , rhume@ice.go.cr

El señor Hume aclara que no se opone a las propuestas elaboradas por Aresep, presentando una coadyuvancia parcial siendo que al analizar las propuestas se realizan una serie de observaciones con el fin de que estas sean valoradas por el ente regulador y se consideren previo a la resolución.

A. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 1: Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023. Expediente ET-047-2023.

Se solicita al ente regulador que establezca una metodología para el cobro de una tarifa de interconexión para sistemas de gran tamaño.

A modo de aclaración, los costos para interconectar un sistema mayor a los 250 KW conllevan costos adicionales que difieren respecto a los costos contemplados en la metodología vigente. De ahí la importancia de hacer una clasificación adecuada para la asignación de costos, en apego al principio del servicio al costo definido en la Ley 7593.

B. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023. Expediente ET-048-2023).

No hay objeción a lo propuesto por el ente regulador.

C. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 3: Método de cálculo de la tarifa para la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023. Expediente ET-049-2023.

Conforme a la propuesta de ARESEP se visualiza una tarifa por este concepto de forma trimestral, mientras que, en el caso de las demás empresas distribuidoras, esta tarifa se definió de forma anual.

Al considerar una tarifa trimestral, se parte de la premisa que se buscaba incorporar la estacionalidad en las diferentes épocas del año; sin embargo, llama la atención que para el III trimestre la tarifa sea superior al primer y segundo trimestre, periodos donde usualmente disminuye la disponibilidad del recurso hídrico, lo cual a todas luces evidencia que no se está considerando la estacionalidad.

Con fundamento en lo expuesto se solicita en el caso de que la tarifa trimestral no considere la estacionalidad, se proceda a definir una tarifa anual.

D. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 4: Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023. Expediente ET-050-2023.

De conformidad con la Ley 10 086, en el transitorio V se indicó lo siguiente:

TRANSITORIO V- Los contratos de los generadores distribuidos en modalidad medición neta sencilla, que se encuentren vigentes a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, mantendrán su vigencia hasta su vencimiento; siendo potestativo para cualquier generador distribuido rescindir su contrato actual de conformidad con las condiciones contractuales y suscribir uno nuevo conforme a las modalidades establecidas en la presente ley.

En la actualidad, los contratos vigentes se encuentran en la modalidad medición neta sencilla, bajo estos contratos no resulta aplicable el cargo definido en el capítulo 4. Además, es necesario que ARESEP contraponga los costos para la integración de recursos energéticos distribuidos versus los ingresos que se obtendrían vía tarifaria, y valore la forma de retribuir al operador un descalce entre ambos conceptos.

En este sentido, al no tener clientes vinculados a esta tarifa y separar los costos en un estudio ordinario del sistema de distribución, atentaría contra el principio de equilibrio financiero del ICE ya que no existiría en el corto plazo un mecanismo para el reconocimiento de estos costos, por la vía ordinaria o extraordinaria. Además, tampoco se podrá recuperar las desviaciones en un proceso de liquidación tarifaria, por cuanto no se contempló este aspecto en la metodología.

Por lo tanto, se requiere revisar la metodología y definir el mecanismo adecuado para el reconocimiento de los costos atribuibles al capítulo 4.

Petitoria:

De conformidad con los argumentos expresados supra se solicita a ARESEP lo siguiente:

- 1. Para el capítulo 1, se solicita al ente regulador que establezca una metodología para el cobro de una tarifa de interconexión para sistemas de gran tamaño.*
- 2. Respecto al capítulo 3, se solicita en el caso de que la tarifa trimestral no incorpore la estacionalidad, se proceda a definir una tarifa anual.*
- 3. En el caso del capítulo 4, se requiere revisar la metodología y definir el mecanismo adecuado para el reconocimiento de los costos atribuibles a este capítulo.*

Respuesta:

Se agradece la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se da respuesta a los puntos indicados por el ICE:

- 1. En cuanto al capítulo 1, esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.*
- 2. En cuanto al capítulo 3, esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-049-2023.*
- 3. En cuanto al capítulo 4, petición tarifaria realizada de oficio por parte de la Intendencia de Energía (IE), mediante el expediente ET-050-2023 correspondiente al reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, la IE debe apegarse al ordenamiento jurídico y en este contexto a la metodología vigente (RE-0076-JD-2023).*

En este sentido, la Intendencia de Energía es un ente aplicador de los instrumentos regulatorios desarrollados por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y aprobados por la Junta Directiva, debe limitarse a lo dispuesto en la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023 en los términos aprobados por la Junta Directiva.

La metodología en mención en el capítulo 4 ya prevé el mecanismo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon para los contratos que se suscriban después de aprobada de la Ley 10086 siendo por medio de la tarifa que se está calculando en el presente informe que la empresa recuperaría dichos costos, cobrando mensualmente dicha tarifa a los propietarios de los recursos energéticos distribuidos (PDER) por cada kW instalado.

Los contratos que fueron firmados antes de la entrada en vigencia de la Ley 10086 les era aplicable otro instrumento jurídico y reglamentario, por lo que no pueden cobrarse según lo dispuesto en el presente instrumento tarifario en aplicación; cualquier cambio a lo estipulado en la metodología vigente debe ser canalizado por medio del CDR, que es la instancia competente para tales efectos.

4. **Coadyuvancia:** Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, cédula jurídica 3-002-697843, representada por el señor Edgar Allan de Jesus Benavides Vílchez cedula de identidad: 4-0102-1032, en su condición de presidente y representante Judicial y Extrajudicial.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito el señor Rubén Zamora Castro, cédula de identidad 1-1054-0273, en su condición de apoderado general específico para atender ante la Aresep gestiones, exponer en audiencias, presentar escritos. (visible a folio 407)

Notificaciones: Al correo electrónico: ruben@zamoracr.com, rzc@aguilarcastillolove.com.

1. Tarifa de interconexión

El señor Zamora, manifiesta su posición argumentando la importancia que se estén considerando las 4 etapas, que al trasladar dichos costos se evitan los subsidios cruzados considerando que las empresas distribuidoras requerirán realizar inversiones y aumento en sus costos que deben trasladarse a los usuarios con recursos distribuidos.

Así mismo considera que la medición interna va a ser necesaria para el cálculo del consumo natural, si bien no está contemplado en la tarifa, considera que se debe exigir un sistema de medición que tenga la confiabilidad para realizar las mediciones y comunicación de los resultados, así como las adecuaciones de la red que deben determinarse por parte de la empresa distribuidora.

2. Tarifa T-DER

El CEDET expresa la necesidad de esta metodología, por cuanto la tarifa de acceso está enfocada en costos fijos del respaldo de la red de distribución y la tarifa de interconexión costos puntuales del trámite de interconexión, con lo cual, todo lo demás quedaba por fuera, de ahí la necesidad de una metodología que viniese a recoger todos esos otros costos e inversiones, a efectos de que no se le trasladaran como un subsidio al resto de los usuarios.

Así mismo manifiesta que las diferencias en las tarifas pueden deberse a que algunos costos deban actualizarse en fijaciones futuras, por lo que considera importante no perder de vista que ésta es una primera fijación.

3. Tarifa de excedentes

Se indica que es una excelente medida de la Intendencia que desde esta primera fijación está considerando las reestructuras tarifarias horarias pero también estacionales (ICE y Coopesantos).

Los valores de las tarifas máximas están sumamente altos si los comparamos con las tarifas de generación de otras empresas de generación o distribuidoras que incluso si contemplan costos de inversión y rentabilidad que en este caso no aplican, sin embargo, aunque estén muy por encima de lo esperado, al ser tarifas máximas, a menos entonces las empresas distribuidoras podrán usar referencias mucho menores a esas tarifas máximas.

Petitoria:

Coadyuvamos con las fijaciones antes mencionadas y seguiremos dando seguimiento a efectos de que en siguientes fijaciones se pueda ir actualizando la información de costos.

Respuesta:

En este contexto, la Autoridad Reguladora le agradece la participación en el proceso de audiencia pública, adicionalmente es importante indicar que la Intendencia de Energía en su compromiso por garantizar la oportunidad, continuidad y calidad de la prestación del suministro eléctrico así como el cumplimiento del servicio al costo está trabajando en adecuar la contabilidad regulatoria (RIE-068-2016) para que permita una apropiada asignación de los costos relacionados a recursos energéticos distribuidos para garantizar que no existan subsidios de los restantes usuarios del sistema de distribución de las empresas reguladas, de tal manera que los costos actuales y los que las empresas requieran incurrir conforme aumente la participación en generación distribuida se trasladen según se dispone en la Ley 10086 y la RE-0076-JD-2023 para las aplicaciones futuras de la tarifa de interconexión y T-DER.

En cuanto al sistema de medición y adecuaciones a la red, es importante indicar que la Autoridad Reguladora está trabajando en la actualización de las normas técnicas de calidad de electricidad producto de la entrada en vigencia de la Ley 10086, específicamente el reglamento técnico “SUPERVISIÓN DE LA COMERCIALIZACIÓN DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN, (AR-RT-SUCOM)” así como el reglamento técnico “SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN, (AR-RT-SUCAL)” y la norma POASEN “NORMA TÉCNICA PLANEACIÓN, OPERACIÓN Y ACCESO, AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.” de tal forma que se contemplen los aspectos relacionados a los recursos energéticos distribuidos tal y como lo establece el marco jurídico y reglamentario vigente.

Por lo anterior se le invita la participación al proceso de audiencia pública de dichas normas técnicas que oportunamente la Aresep comunicará.

Finalmente la coadyuvancia a la fijación de la tarifa de acceso, esta Intendencia se referirá dentro del informe del expediente ET-048-2023, así como lo relacionado con la tarifa de excedentes se analizará dentro del informe del expediente ET-049-2023.

5. **Oposición:** Compañía Nacional de Fuerza y Luz, Sociedad Anónima, cédula jurídica número 3-101-000046, representada por el señor José Mario Jara Castro, cédula de identidad número 1-0994-0273, en su condición de Gerente General, con facultades de representante Judicial y Extrajudicial.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio 2001-1041-2023 (visible a folio 408)

Notificaciones: Al correo electrónico: gerenciageneral@cnfl.go.cr

La CNFL propone:

1. **ET-0047-2023/IN-0124-IE-2023/CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS.**

Se solicita a la ARESEP, incluir en la aplicación tarifaria de tarifas de interconexión, la siguiente aclaración:

Para sistemas de más de 1 MW de capacidad, la empresa distribuidora debe desarrollar un estudio de interconexión particular, cuyo costo debe ser cubierto por el interesado. El costo, plazo y procedimiento para la aplicación del estudio de interconexión por parte de la empresa distribuidora será establecido por la ARESEP.

2. **ET-0047-2023/IN-0124-IE-2023/CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS.**

Se solicita que se realice una homologación más definida de los componentes en los costos a considerar para cada una de las etapas de interconexión, con el fin de que los costos incorporados en la tarifa no sean tan distantes entre sí para cada empresa distribuidora y se logre una mejor homogeneidad de los elementos a utilizar para su cálculo.

3. **ET-0048-2023/IN-0126-IE-2023/CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO.**

Indicar la (s) tarifa (s) a aplicar a los clientes que mantienen el contrato vigente de neteo sencillo, adicionalmente que quede especificado dentro del alcance de la tarifa o en un transitorio.

4. ET-0049-2023/IN-0127-IE-2023/CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA COMPRAVENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.

Se solicita que se incluya en la aplicación de la tarifa de compra de excedentes, la siguiente excepción para la CNFL:

Para los clientes con tarifa residencial horaria de la CNFL, la energía generada y depositada al sistema de distribución los días sábado y domingo, en el periodo de 10:00 am a 12:30 pm y de 5:30 pm a 8:00 pm, susceptible de ser comprada mediante la tarifa de excedentes, será registrada y reconocido como energía de bloque valle.

5. ET-0050-2023/IN-0125-IE-2023/CAPÍTULO 4: PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN.

Aclarar la forma en que se garantizará este cargo de los recursos energéticos distribuidos.

6. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023. ASPECTOS GENERALES: CATÁLOGO DE CUENTAS DE CONTABILIDAD REGULATORIA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA: INCORPORACIÓN EN LOS FORMULARIOS INDICADOS EN LA RE-0032-IE-2019 LA INFORMACIÓN DE LAS CUENTAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Adaptar los formularios de contabilidad regulatoria presentados en los estudios tarifarios con la información necesaria de Generación Distribuida con el fin de poder cumplir con la incorporación de estos datos en la próxima petición tarifaria que realice la CNFL, S.A.

7. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023. ASPECTOS GENERALES: CATÁLOGO DE CUENTAS DE CONTABILIDAD REGULATORIA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Enviar por parte de la ARESEP un nuevo catálogo de cuentas regulatorias donde se incorpore todo lo relacionado con Generación Distribuida, ya que sería el insumo esencial para poder incluir en las peticiones tarifarias que realice la CNFL.

8. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023. ASPECTOS GENERALES: APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ

Se solicita que la implementación por primera vez de estas tarifas se realice cuatro meses después de su publicación, con el fin de contar con el tiempo necesario para realizar las modificaciones al sistema comercial y sus respectivas pruebas, con el propósito de confirmar la correcta aplicación de las lógicas que se crearán y lograr la correcta funcionabilidad de las tarifas propuestas por la ARESEP.

Petitoria:

Se solicita se tomen en cuenta las peticiones realizadas en todo lo expuesto; en caso de que no sean consideradas las peticiones o modificaciones presentadas, se solicita fundamentar y establecer de forma clara las razones por las que dichas peticiones no son consideradas.

Respuesta:

Se agradece la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se da respuesta a los puntos indicados por CNFL:

- 1. Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.*
- 2. Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.*
- 3. Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-048-2023.*
- 4. Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-049-2023.*
- 5. En cuanto al capítulo 4, la metodología establece lo siguiente:*

[...] 2.5 Canon de regulación (CregDER)

El canon de regulación (CregDER) corresponde a la variable que cubre los costos relacionados con la regulación de los recursos energéticos distribuidos, según la metodología que se tenga aprobada para estos efectos, por parte de la Contraloría General de la República y la ARESEP.

El monto total del canon relacionado con los recursos energéticos distribuidos se distribuye entre las empresas distribuidoras según la participación relativa de la capacidad instalada de los propietarios de recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” respecto de la capacidad instalada total en recursos energéticos distribuidos, según los criterios y metodologías que se tengan aprobados para estos efectos.

Es obligación de las empresas eléctricas distribuidoras recuperar y trasladar a la Aresep los montos del canon de regulación de los recursos energéticos distribuidos obtenidos a través del cobro de esta tarifa, de acuerdo con los criterios y procedimientos establecidos en la normativa de cánones vigente. [...]

Tal y como se indicó en el informe IN-0125-IE-2023 en los folios 144-145 no hay un canon CregDer aprobado por la CGR para el período 2023, por lo tanto no puede está Intendencia incluir una variable en tarifas que no se ha estipulado ni aprobado por la CGR.

Así mismo, en el Reglamento Interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) en el artículo 12 incisos 7 y 8 establecen entre las funciones de la Dirección General de Estrategia y Evaluación lo siguiente:

[...]

Artículo 12. Dirección General de Estrategia y Evaluación.

Su superior inmediato es el Regulador General. Está a cargo de un Director General.

Es responsable de dirigir la planificación estratégica y operativa, y el seguimiento y evaluación de sus resultados; la formulación de presupuestos y cánones; el control interno y riesgo; la administración de proyectos; y la mejora continua de los procesos institucionales.

Tiene las siguientes funciones:

7. Elaborar, en coordinación con las distintas dependencias, los proyectos de presupuestos ordinarios y extraordinarios, así como las modificaciones presupuestarias.

8. Preparar, cada año, en coordinación con las distintas dependencias, el anteproyecto de cánones y presupuesto de la Aresep. [...]

A su vez, en el artículo 6 inciso 4 se establece entre las funciones de la Junta Directiva lo siguiente:

[...] 4. Aprobar el estudio de cánones y el presupuesto de la Aresep, así como sus modificaciones. [...]

Por lo anterior, cuando se incluya en el Canon de Regulación la variable Creg Der y sea aprobado por la Junta Directiva de la Aresep y se publique en el diario oficial La Gaceta la distribución del canon por actividad y empresa regulada se trasladará a la tarifa TDER en los términos que se indique por parte de la Junta Directiva y los criterios establecidos en la metodología RE-0076-JD-2023.

En cuanto a la consulta ¿cómo se garantizará que el costo de la regulación de los recursos energéticos distribuidos, mediante recurso propio y por medio de consultorías, serán trasladados a las tarifas de recursos energéticos distribuidos en cumplimiento del artículo 6, inciso b de la Ley N° 10086? Es responsabilidad de las empresas distribuidoras la correcta asignación y separación de los costos relacionados a recursos energéticos distribuidos, es por ello que la IE, está trabajando en adecuar la contabilidad regulatoria para que las empresas reporten dichos costos separados e identificados de los costos del sistema de distribución de tal forma que en las siguientes actualizaciones de la tarifa TDER las empresas reporten los costos e inversiones que incurren en la atención de los recursos energéticos distribuidos, como sucedió en esta primera aplicación donde las empresas reportaron la información a esta Autoridad Reguladora y esa información reportada por las empresas fue el insumo principal para el cálculo de la tarifa que en el presente informe se propone.

- 6. Esta Intendencia está trabajando en adecuar la contabilidad regulatoria (RIE-068-2016) para que permita una apropiada asignación de los costos relacionados a recursos energéticos distribuidos, lo que implica el levantamiento de los planes de cuentas para estandarizar, simplificar y transparentar los costos relacionados a recursos energéticos distribuidos de tal manera que los costos actuales y los que las empresas requieran incurrir conforme aumente la participación en generación distribuida se trasladen según se dispone en la Ley 10086 y la RE-0076-JD-2023 para las aplicaciones futuras de la tarifa de interconexión y T-DER.*

Una vez se cuente con los planes de cuenta de contabilidad regulatoria para generación distribuida se analizará y se indicará a las empresas distribuidoras la forma de presentar esos costos a la luz de la RE-032-2019.

- 7. Como se indicó en el punto anterior, la IE está trabajando en la formulación del plan de cuentas de generación distribuida y la incorporación a la contabilidad regulatoria, el cual se comunicará oportunamente a las distribuidoras.*
- 8. La metodología RE-0076-JD-2023, en el capítulo 1, apartado 3.2 aplicación por primera vez establece los plazos para la IE de inicio de oficio el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N°. 7593 y realizar la solicitud de convocatoria a audiencia pública a la Dirección General de Atención al Usuario a más tardar sesenta días naturales a partir de la fecha de publicación y entrada en vigor de esta metodología tarifaria. Como se indicó en puntos anteriores, IE debe apegarse al ordenamiento jurídico y en este contexto a la metodología vigente (RE-0076-JD-2023).*

En este sentido, está Intendencia es un ente aplicador de los instrumentos regulatorios desarrollados por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y aprobados por la Junta Directiva, razón por la cual no puede apartarse de lo establecido en las metodologías tarifarias, la IE debe limitarse a lo dispuesto en la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023 en los términos aprobados por la Junta Directiva

De lo anterior se deduce la imposibilidad que tiene la Intendencia de Energía de modificar los plazos para la aplicación por primera vez, cualquier cambio a lo estipulado en la metodología vigente debe ser canalizado por medio del CDR, que es la instancia competente para tales efectos.

6. **Oposición:** Asociación Cámara Costarricense De Empresarios Generación Distribuida, cédula jurídica número 3-002-793035, representada por el señor Jan Christopher Borchgrevink Danielson cedula de residencia: 157800002725, en su condición de presidente con facultades de representante Judicial y Extrajudicial.
Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio CGD-PE-0019-2023 (visible a folio 409)
Notificaciones: Al correo electrónico: direccionejecutiva@camaracgd.com

El señor Danielson, presenta la siguiente posición:

I REQUERIMIENTO INDISPENSABLE Y URGENTE DE ACLARACIÓN CONCEPTUAL EN ESTA FIJACIÓN DE TARIFAS EXPEDIENTES ET-047-2023, ET-048-2023, ET-049-2023 Y ET-050-2023.

El oponente hace referencia a una serie de situaciones que han venido aconteciendo por parte de las empresas de distribución eléctrica entre los cuales cita:

- *CNFL publicó el reglamento temporal para la atención de recursos energéticos distribuidos para autoconsumo.*
- *El ICE publicó las Disposiciones temporales para la atención de los recursos energéticos distribuidos para autoconsumo en el ICE.*

En el caso del ICE el documento “Contrato de servicio de interconexión modalidad autoconsumo por medio de recursos distribuidos” estableció desde el 13 de julio anterior lo siguiente:

VIGÉSIMA SEXTA: CONTABILIZACIÓN Y COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES PARA MODALIDAD CON ENTREGA DE EXCEDENTES

Para el caso de la modalidad con entrega de excedentes, la **DISTRIBUIDORA** establecerá una contabilidad de energía recibida en la red para su eventual liquidación una vez que la ARESEP defina el techo de la banda tarifaria de compra de excedentes.

Se establecerá las siguientes condiciones para la liquidación de excedentes se considerará lo siguiente:

Durante los meses de baja excedencia del Sistema Eléctrico Nacional, la **DISTRIBUIDORA** comprará energía a 27 ¢/kWh, por el contrario, para los meses de alta excedencia la **DISTRIBUIDORA** se comprará energía a 2.7 ¢/kWh

Los meses de baja excedencia son febrero, marzo, abril y mayo, por el contrario, los meses de alta excedencia serán los meses restantes.

Los excedentes **serán contabilizados** a partir del próximo mes facturación una vez sea interconectado el **GDA**, la **DISTRIBUIDORA** no compensará dichos excedentes hasta que la **ARESEP** defina la tarifa de compra/venta de excedentes y pueda ser adoptada por la empresa **DISTRIBUIDORA**.

Se alega que las tarifas que están por definirse por parte de esta Autoridad reguladora están estipuladas como tarifas máximas, lo cierto del caso es que, al definirse por el ICE una tarifa no autorizada vía contrato de interconexión, el PDER tendría que aceptar dicha tarifa por el plazo de vigencia del contrato sin una indicación de la variación propia de las tarifas por cada vez que esa Intendencia realice la fijación así como una aceptación a una tarifa significativamente menor a las propuestas por la Aresep. Totalmente contrario a la Ley 10.086 y la regulación general en materia de tarifas.

Lo que para el oponente denota claramente la intención de la empresa distribuidora de no aplicar aquello que determine la Aresep si no aplicar sus propias reglas para la compensación económica de los excedentes.

Por su parte, la CNFL estableció respecto de la interconexión, requisitos asociados a la modalidad sin entrega de excedentes considerando la metodología tarifaria de cargos por interconexión, al respecto, su reglamento temporal indicó que:

Reglamento temporal para la atención de los recursos energéticos distribuidos para autoconsumo en la CNFL _____ *Página 9*

Artículo 18. Etapas para la interconexión de generación distribuida sin entrega de excedentes a la red

Para la interconexión de sistemas de generación distribuida para autoconsumo sin entrega de excedentes se deberá cumplir las siguientes etapas:

1. Solicitud de disponibilidad de potencia en circuito
2. Solicitud de inspección
3. Solicitud de reinspección (en caso de que la inspección resulte en un rechazo)
4. Presentación de la declaración jurada.
5. Solicitud de instalación del medidor de generación e interconexión

Artículo 19. Previo a la solicitud de disponibilidad de potencia en circuito

Antes de presentar una solicitud de disponibilidad de potencia la persona interesada debe verificar que el circuito al que se interconectará el DER no haya alcanzado su capacidad de penetración, publicada en el portal Web de la CNFL. Además, el servicio no debe contar con medición totalizada.

Similar situación ocurrió en un caso de la empresa Coopelesca donde la cooperativa indicó:

Conservemos hoy nuestro futuro

Coopelesca
FORJANDO EL DESARROLLO DE LA ZONA NORTE

El Usuario debe pagar por dicho trámite las tarifas de Interconexión cuya Metodología aprobó la ARESEP recientemente mediante la Resolución RE-0076-JD-2023 del 4 de mayo de 2023 la cual aplica tanto a generadores distribuidos con o sin entrega de excedentes, puesto que va dirigida a cualquier recurso energético distribuido sin ninguna diferencia si entrega o no entrega excedentes, como consta en el Alcance de la Metodología:

1.2. Alcance

- a) El método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión es definido para los siguientes DER: (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo (b) los sistemas de almacenamiento de energía; (c) cualquier otro DER o interesado que requiera interconectarse a la red de distribución, de acuerdo con lo definido por Ley N°10086.

En consecuencia, TODO sistema de generación distribuida para autoconsumo se debe realizar el trámite de interconexión, el cual, contempla las siguientes etapas:

Definir las etapas asociadas a los cobros de interconexión que realizará la empresa distribuidora de energía eléctrica a los DER, a saber: **Etapa 1:** Solicitud de la interconexión, **Etapa 2:** Estudios de ingeniería e inspección inicial, **Etapa 3:** Inspección final y puesta en marcha, **Etapa 4:** Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa.)

Las etapas antes mencionadas son las que no se realizaron en la instalación de paneles solares de Llantas del Pacífico y dicha omisión debe subsanarse en este momento mediante los documentos, estudios e inspecciones correspondientes.

Donde es claro que la empresa de distribución de energía eléctrica, además operadora y propietaria de la red toma la metodología tarifaria contenida en la resolución RE-0076-JD-2023 para utilizarla a su favor, particularmente la correspondiente a cargos de interconexión, estableciendo para sí requisitos previos diferentes de la declaración jurada que establece la Ley y el Reglamento.

Seguidamente, mencionan lo establecido en el artículo 8 de la Ley 10086 por medio del cual se definen las obligaciones de los generadores distribuidos y personas físicas o jurídicas que posean y operen DER así como del Reglamento a la Ley 10.086, Decreto Ejecutivo 43.879-Minae, el cual estableció en su artículo 9 las responsabilidades y obligaciones del PDER con un sistema de GDA en operación sin isla, en paralelo con o sin entrega de excedentes.

A lo cual concluyen que la Ley No. 10.086 y tampoco el Reglamento a dicha Ley determinan requisitos previos para la puesta en operación de proyectos de GDA bajo la modalidad sin entrega de excedentes, por el contrario, ambos instrumentos

normativos establecen como mecanismo de control para la interconexión tanto 1) la declaración jurada emitida por un profesional en ingeniería, 2) como el cumplimiento de la normativa vigente y adicionalmente se dispone que las empresas distribuidoras podrán realizar las verificaciones que estimen convenientes.

Así mismo destacan que la declaración jurada descrita en la Ley no es un documento vacío de contenido legal y normativo, tampoco de contenido técnico, muy por el contrario, la misma ley estableció los requisitos que podrán ser validados por las empresas propietarias y operadoras de la red de distribución para dichas declaraciones juradas, entre ellas:

- 1) Que el profesional que la suscribe la certificación se encuentre inscrito en el CFIA e inclusive podría verificarse su condición de activo.*
- 2) El cumplimiento de las exigencias técnicas aplicables conforme a la normativa vigente.*
- 3) El cumplimiento de los requisitos de calidad, confiabilidad y seguridad de los equipos y sus componentes.*

Afirman que la autorización que describe el Reglamento es para la modalidad con entrega de excedentes, no así para la modalidad sin entrega de excedentes, sin embargo, como se mostró anteriormente, las empresas de distribución eléctrica han utilizado la resolución RE-0076-JD-2023 para confundir y generar requisitos que ni la Ley ni el Reglamento han establecido, de aquí que esa Cámara empresarial en defensa de los intereses de los usuarios, requiere con urgencia la intervención de la Aresep.

De lo anterior se denota con total claridad que las empresas de distribución de energía eléctrica han aplicado a su discreción y de manera aislada aspectos de la metodología tarifaria contenida en resolución RE-0076-JD-2023 obteniendo provecho de la ausencia de otros instrumentos como normas técnicas e inclusive la misma definición final del “Procedimiento de capacidad de penetración de recursos energéticos distribuidos (DER) por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN (Ley 10.086)” derivando del único instrumento regulatorio vigente un sin número de requisitos de interconexión y condiciones obligatorias para los usuarios.

Petitoria:

Con base en lo anterior, se solicita de manera urgente e inmediata que, en esta fijación tarifaria se aclare y reitere con mayor precisión y suficiente amplitud las potestades de Aresep, su rol en la promoción y regulación de los recursos energéticos distribuidos, la limitación de las empresas eléctricas a definir tarifas o requisitos previos sin fundamento legal, el alcance y propósito de la resolución RE-0076-JD-2023 entendiendo que ese instrumento regulatorio es el procedimiento definido para establecer las tarifas aplicables a los DERs y este no sustituye ni reemplaza las normas existentes, la Ley 10.086, su Reglamento, las Normas

Técnicas vigentes, tampoco debe derivarse de éste requisitos para la interconexión, aceptación o de determinación de condiciones previas para que un PDER cuente con un recurso energético distribuido. Tales acciones son propias de las potestades de la Aresep y las empresas de distribución de energía eléctrica no podrán atribuirse funciones no definidas por Ley 10.086, su reglamento o norma y procedimiento de la Aresep.

II CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-047-2023.

El oponente indica los objetivos del capítulo 1 establecidos en la RE-0076-JD-2023, ante lo cual destacan que la propuesta tarifaria para el cargo de interconexión, que si bien el inciso d) define las 4 etapas a la interconexión, el inciso a) sub inciso a) indica con total claridad que estas este capítulo es aplicable a los (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo, de acuerdo con lo definido por Ley N° 10086.

Seguidamente mencionan el artículo 8 de la Ley 10086, por medio del cual concluyen que las tarifas deben estar dadas en función a la modalidad de operación y la ley definió que, la modalidad sin entrega de excedentes requiere una declaración jurada y por tanto, las 4 etapas definidas por esta metodología y los costos asociados a esta podrán ser aplicables según su modalidad de operación (Art. 8 inciso b de la Ley 10.086). No consta en la Ley 10.086, su Reglamento, o resolución RE-0076-JD-2023, que el cobro de la tarifa de cargo por interconexión deba realizarse en todas sus etapas para todas las modalidades, al contrario, si existe 4 etapas con cargos separados es indicador suficiente para determinar que podrá aplicarse el cobro de una o varias etapas y que esto dependerá de la modalidad de operación.

Para este caso, el Reglamento a la Ley 10.086, Decreto Ejecutivo 43.879-Minae, estableció en su artículo 9 que son responsabilidades y obligaciones del PDER con un sistema de GDA en operación sin isla, en paralelo con o sin entrega de excedentes a la red que: “Previo a instalar un sistema de generación distribuida para autoconsumo en operación paralela con entrega de excedentes deberá obtener la autorización por parte de la empresa eléctrica para su instalación, siempre que se satisfaga la normativa aplicable”

Donde para ellos es más que claro que los requisitos previos de autorización asociados a – al menos- la etapa 1 y 2 de la T-Interconexión son aplicables únicamente a los casos en modalidad con entrega de excedentes.

Petitoria:

Indicar en la presente fijación tarifaria que, para las instalaciones en modalidad sin entrega de excedentes, se aplicará la tarifa por cargo de interconexión únicamente en lo que resulte aplicable a esta modalidad de conformidad con la Ley 10.086, artículo 8 incisos b) y e) y Decreto Ejecutivo 43.879-Minae artículo 9; aclarar que la tarifa podrá aplicarse en una o varias de sus etapas según la modalidad de operación, no deberá entenderse que las 4 etapas son aplicables en su totalidad a cualquier modalidad de operación puesto que esto resulta contrario a la Ley 10.086 y su Reglamento.

III CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-048-2023

Petitoria:

El resultado del modelo tarifario aplicado a la tarifa de acceso con base en el consumo natural contraviene el objetivo de la misma metodología en cuanto a que no b) Enviar señales de precios adecuadas y oportunas, que propicien la adecuada integración de la generación distribuida al Sistema Eléctrico Nacional, de modo que las tarifas finales reflejen las condiciones económicas y técnicas que se requieren.

IV CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA LA COMPRA-VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-049-2023

Petitoria:

Se solicita que la Intendencia de Energía aclare a todas las empresas de distribución de energía eléctrica, particularmente el Grupo ICE, no determinen vía contrato de interconexión la tarifa de compra venta de excedentes como un valor fijo y que esta determinación de la tarifa debe responder a los objetivos de la metodología tarifaria, particularmente la de Propiciar una valoración adecuada de la energía excedente que permita a las empresas realizar la optimización de compra-venta de energía de acuerdo con las alternativas existentes en el mercado eléctrico nacional para satisfacer su demanda. Adicionalmente, se solicita a la Intendencia de Energía aclarar qué se entiende por negociación de compra-venta de excedentes de energía de conformidad con la conclusión No. 4 del informe IN-127-IE-2023 y cuáles son los derechos aplicables a un PDER para negociar excedentes de energía eléctrica.

V CAPÍTULO 4: MÉTODO DE CÁLCULO PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-050- 2023.

Petitoria:

Solicitar a la Intendencia de Energía una revisión a todas las empresas de distribución de energía eléctrica respecto de una adecuada separación contable entre los costos que se reconocen en las tarifas para el suministro de energía eléctrica en todas sus etapas y las tarifas por los costos, rentabilidad, inversiones y canon que incurren las empresas por la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN de conformidad con esta fijación tarifaria.

Respuesta:

Se agradece la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se da respuesta a los puntos indicados por la Cámara Costarricense de Generación Distribuida:

I Esta Intendencia es respetuosa del ordenamiento jurídico y competencias que le atañen, siendo que el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) en el artículo 22 determina las responsabilidades que competen a la Dirección General de Atención al Usuario, siendo que en el inciso 11 del citado artículo se indica:

[...] 11. Llevar a cabo la gestión de los procedimientos de resolución de quejas, denuncias, controversias y conflictos de competencia por razón de territorio, así como aquellos procedimientos en los cuales, se conozca sobre presuntas infracciones a los artículos 38, 41 y 44 de la Ley 7593, sean estos promovidos por un tercero o por la propia Autoridad Reguladora, controlando la ejecución de cada una de sus etapas: admisión, investigación preliminar, conciliación (cuando aplique), instrucción del procedimiento, análisis de fondo, recomendaciones y propuesta de resolución dirigidas al órgano decisor (Regulador General o Junta Directiva, según corresponda). [...]

Así mismo, el artículo 9 inciso 17 del RIOF establece entre las funciones del Regulador General, entre las que se indican:

[...]

17. Ordenar la apertura de quejas, denuncias y controversias; También deberá dictar los actos preparatorios y medidas cautelares que fueren aplicables y dictar la resolución final. Además deberá conocer de los recursos

de su competencia. Se exceptuarán los procedimientos administrativos que corresponden a la Junta Directiva de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6 de este reglamento. [...]

La Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos tal y como lo define la Ley 7593, razón por cual, considerando la naturaleza e implicaciones de los hechos expuestos por la Asociación Cámara Costarricense De Empresarios Generación Distribuida, esta Intendencia trasladó mediante el oficio OF-0862-IE-2023 del 05 de septiembre de 2023, la oposición presentada por esta Cámara mediante el oficio CGD-PE-0019-2023, exclusivamente el punto 1 para que la DGAU valore lo que corresponde de conformidad con el procedimiento de resolución de denuncias y controversias.

II Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-047-2023.

III Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-048-2023.

IV Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-049-2023.

V En cuanto al capítulo 4, la Intendencia de Energía para garantizar el cumplimiento de los principios de proporcionalidad, razonabilidad y servicio al costo está trabajando en adecuar la contabilidad regulatoria (RIE-068-2016) lo que implica el levantamiento de los planes de cuentas para estandarizar, simplificar y transparentar los costos relacionados a recursos energéticos distribuidos de tal manera para que permita una apropiada asignación y separación de dichos costos, para garantizar que no existan subsidios de los restantes usuarios del sistema de distribución de las empresas reguladas, de tal manera que los costos actuales y los que las empresas requieran incurrir conforme aumente la participación en generación distribuida se trasladen según se dispone en la Ley 10086 y la RE-0076-JD-2023 para las aplicaciones futuras de la tarifa T-DER.

[...]

III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos procedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar la tarifa mensual por kW instalado de los recursos energéticos distribuidos (T-DER), en su aplicación por primera vez, tal y como se dispone:

**POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar la tarifa mensual por kW instalado de los recursos energéticos distribuidos (T-DER), en su aplicación por primera vez de la siguiente forma:

**Tarifa mensual de los recursos
energéticos distribuidos (T-DER)
--Colones por kW instalado--**

Empresa	Tarifa (TDER)
JASEC	¢146
ESPH	¢217
ICE	¢255
CNFL	¢305
Coopelesca	¢512
Coopeguanacaste	¢524
Coopealfaro	¢1 362
Coopesantos	¢1 720

Fuente: Intendencia de Energía

- II. Señalar como respuesta a las posiciones interpuestas lo externado en el Considerando II de esta resolución, así como agradecer a los participantes de la audiencia pública por sus aportes.
- III. Establecer que los precios rigen a partir del 1 de octubre de 2023.

De conformidad con el acuerdo de Junta Directiva N°06-83-2021, del acta de la sesión extraordinaria 83-2021, celebrada el 23 de setiembre de 2021 y ratificada el 28 de setiembre del mismo año, se incorpora a esta resolución el anexo del informe técnico IN-0181-IE-2023 del 6 de setiembre de 2023, que sirve de base para el presente acto administrativo.

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. Los recursos ordinarios podrán interponerse ante la Intendencia de Energía, de acuerdo con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

Según 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.—(IN2023809489).

Anexo 1: Memoria de cálculo de la tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos (T-DER) (archivo en Excel que fundamenta los cálculos de la tarifa).

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RE-0103-IE-2023

SAN JOSÉ, A LAS 13:34 HORAS DEL 7 DE SETIEMBRE DE 2023

ESTUDIO ORDINARIO DE OFICIO PARA LA APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA DEL “CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS” EN CUMPLIMIENTO DE LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023

ET-047-2023

RESULTANDO:

- I. Que el 7 de enero de 2022, fue publicada en el Alcance 3 a La Gaceta 3 la Ley 10086 *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”*.
- II. Que el 24 de noviembre de 2022, mediante el acuerdo de Junta Directiva 03-87-2022, la Junta solicitó al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y la Administración la integración en una única metodología general de las propuestas tarifarias referentes a costos de interconexión, tarifa de acceso, venta de excedentes y costos, inversiones y canon, siguiendo un esquema de contenido específico.
- III. Que el 15 de diciembre de 2022, mediante el acuerdo de Junta Directiva 02-93-2022, se dispuso someter al proceso de audiencia pública la propuesta metodológica derivada de la implementación de la Ley 10086.
- IV. Que el 25 de enero de 2023, se realizó la audiencia pública de la propuesta metodológica derivada de la implementación de la Ley 10086.
- V. Que el 15 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0270-IE-2023, la Intendencia de Energía (IE) les solicitó a las empresas distribuidoras eléctricas designar un enlace técnico, para el levantamiento y envío de toda la información requerida para la fijación por primera vez de la metodología derivada de la Ley 10086.
- VI. Que el 24 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0316-IE-2023, la IE convocó a reunión a los enlaces técnicos designados por las empresas distribuidoras, para la socialización de los formularios de solicitud de información requeridos para la aplicación por primera vez de la metodología derivada de la Ley 10086.

- VII.** Que el 31 de marzo de 2023, se realizó la reunión virtual por medio de la cual se explicaron los requerimientos para la aplicación de la metodología tarifaria derivada de la implementación de la Ley 10086, explicando como debían llenarse los formularios que se solicitaron a las empresas distribuidoras.
- VIII.** Que el 12 de abril de 2023, mediante correo electrónico, la IE envió a las empresas distribuidoras eléctricas los formularios para la presentación de la información requerida para aplicación por primera vez de la metodología derivada la ley 10086.
- IX.** Que el 4 de mayo de 2023, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora emitió la resolución RE-0076-JD-2023, *“Metodología tarifaria derivada de la Ley n.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa t-der)”*.
- X.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante el oficio 2001-0549-2023, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) entregó los formularios 1 y 4, solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XI.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante el oficio GER-257-2023, la Empresa de Servicio Públicos de Heredia (ESPH) entregó los formularios 1, 2 y 3, solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XII.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XIII.** Que el 5 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0403-IE-2023, la IE le solicitó al Regulador General (RG) la autorización para que los miembros de la fuerza de tarea, que son funcionarios de otras dependencias, específicamente del Centro del Desarrollo de la Regulación (CDR) y de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR, pudieran brindar apoyo técnico a la Intendencia, según fuera requerido, en la aplicación por primera vez de la metodología derivada de la implementación de la Ley 10086.
- XIV.** Que el 8 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0409-IE-2023, la IE les recordó a las empresas distribuidoras de electricidad que no habían enviado la información requerida mediante el correo del 12 de abril del 2023, el envío de los formularios con la información requerida.
- XV.** Que el 9 de mayo de 2023, mediante el oficio COOPEGTE-GG71, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R. L (Coopeguanacaste) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.

- XVI.** Que el 10 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0424-IE-2023, la IE les informó a las empresas distribuidoras de electricidad que la Junta Directiva de esta Autoridad Regulatoria dejó en firme la aprobación de la metodología tarifaria derivada de lo establecido de la Ley 10086, instrumento regulatorio que entraría en vigor a partir de su publicación.
- XVII.** Que el 10 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R. L. (Coopealfaro) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XVIII.** Que el 11 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, Coopealfaro entregó el formulario de ingresador de curvas de carga, el cual por error se omitió en la entrega del 10 de mayo de 2023.
- XIX.** Que el 11 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R. L (Coopelesca) entregó los formularios 1 y 4 solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XX.** Que el 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a La Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023, *“Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa t-der)”*.
- XXI.** Que el 12 de mayo de 2023, mediante el oficio GER-266-2023, la ESPH entregó el formulario 4, solicitado por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023, y sustituyó los archivos de ingresadores de demanda máxima de los meses de enero, mayo y setiembre de 2022 que habían sido entregados el 5 de mayo de 2023 mediante el oficio GER-257-2023.
- XXII.** Que el 15 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-2001-0588-2023, la CNFL hizo entrega de los formularios 2 y 3, solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XXIII.** Que el 16 de mayo de 2023, mediante los oficios OF-0444-IE-2023, OF-0445-IE-2023, OF-0447-IE-2023 y OF-0448-IE-2023, la IE le solicitó a la CNFL, a Coopelesca, al ICE y a Coopeguanacaste, respectivamente, información para mejor

resolver relacionada específicamente con el Capítulo 1, *“Método de cálculo para los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”* y el Capítulo 4 *“Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN”*, de la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023.

- XXIV.** Que el 16 de mayo de 2023, mediante el oficio OPER-085-2023, la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) entregó los formularios solicitados por esta Intendencia a través del correo electrónico del 12 de abril de 2023.
- XXV.** Que el 17 de mayo de 2023, mediante los oficios OF-0460-IE-2023 y OF-0461-IE-2023, la IE le solicitó a la ESPH y a Coopealfaro, respectivamente, información para mejor resolver relacionada específicamente con el Capítulo 1, *“Método de cálculo para los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”* y el Capítulo 4 *“Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN”*, de la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023.
- XXVI.** Que el 17 de mayo de 2023, mediante el oficio GG-235-2022, Coopelesca dio respuesta al oficio OF-0445-IE-2023, únicamente en lo referente a los costos del formulario 1.
- XXVII.** Que el 18 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0470-IE-2023, la IE le solicitó a JASEC información para mejor resolver relacionada específicamente con el Capítulo 1, *“Método de cálculo para los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”* y el Capítulo 4 *“Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN”*, de la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023.
- XXVIII.** Que el 19 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0484-IE-2023, la IE le solicitó a la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (Coopesantos) información para mejor resolver relacionada específicamente con el Capítulo 1, *“Método de cálculo para los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”* y el Capítulo 4 *“Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN”*, de la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023.
- XXIX.** Que el 19 de mayo de 2023, mediante el oficio 2001-0612-2023, la CNFL entregó la información que le fue solicitada por medio del oficio OF-0444-IE-2023.

- XXX.** Que el 22 de mayo de 2023, mediante los oficios GG047-2023, COOPEGTE GG 86 y 0510-0467-2023, las empresas Coopealfaro, Coopeguanacaste y el ICE, respectivamente, entregaron la información que les fue solicitada por medio de los oficios OF-0461-IE-2023, OF-0448-IE-2023 y OF-0447-IE-2023.
- XXXI.** Que el 23 de mayo de 2023, mediante los oficios GER-297-2023 y GG-405-2023, ESPH y JASEC entregaron la información que se les solicitó mediante los oficios OF-0460-IE-2023 y OF-0470-IE-2023.
- XXXII.** Que el 24 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0653-RG-2023, el RG dio respuesta al oficio OF-0403-IE-2023.
- XXXIII.** Que el 25 de mayo de 2023, mediante el oficio CSGG-227-05-2023, Coopesantos entregó los formularios que le fueron solicitados mediante el correo del 12 de abril del 2023 y la información que se le solicitó mediante el oficio OF-0484-IE-2023.
- XXXIV.** Que el 25 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la IE le solicitó a Coopealfaro aclaraciones sobre la información enviada en respuesta al oficio OF-0461-IE-2023.
- XXXV.** Que el 25 de mayo de 2023, mediante el oficio GG-248-2023, Coopelesca dio respuesta al oficio OF-0445-IE-2023, únicamente en lo referente a los costos del formulario 4.
- XXXVI.** Que el 26 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la IE le solicitó a ESPH, JASEC, CNFL y Coopeguanacaste aclaraciones sobre la información enviada en respuesta a los oficios OF-0460-IE-2023, OF-0470-IE-2023, OF-0444-IE-2023 y OF-0448-IE-2023, respectivamente.
- XXXVII.** Que el 26 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, Coopelesca envió los formularios 2 y 3 denominados Ingresador de demanda máxima e Ingresador de curvas de carga.
- XXXVIII.** Que el 29 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, la IE le solicitó al ICE y a Coopelesca aclaraciones sobre la información enviada en respuesta a los oficios OF-0447-IE-202 y OF-0445-IE-2023, respectivamente.
- XXXIX.** Que el 29 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, JASEC envió las respuestas a las consultas sobre los formularios de generación distribuida.
- XL.** Que el 31 de mayo de 2023, mediante correo electrónico, CNFL, Coopeguanacaste y ESPH dieron respuesta a las aclaraciones solicitadas por parte de la IE el 26 de mayo de 2023 vía correo electrónico.
- XLI.** Que el 1 de junio de 2023, mediante correo electrónico, Coopealfaro Ruiz dio respuesta a las aclaraciones solicitadas por parte de la IE el 25 de mayo de 2023 vía correo electrónico.

- XLII.** Que el 2 de junio de 2023, mediante correo electrónico, la IE les solicitó a las distribuidoras de electricidad, públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural que indicaran la estimación de solicitudes de interconexión para el 2023 y si los datos relacionados al capítulo 4 se encontraban anualizados.
- XLIII.** Que el 2 de junio de 2023, Coopesantos indicó vía correo electrónico que agregaron al FTP de la Aresep los formularios “Formato SIR Interconexión” y “Formularios otros gastos rentabilidad inversiones y canon”, así como un documento de justificaciones.
- XLIV.** Que el 5 de junio de 2023, CNFL y Coopelesca dieron respuesta a las consultas hechas por los técnicos de la Intendencia.
- XLV.** Que el 5 de junio de 2023, mediante correo electrónico, la IE le solicitó a Coopeguanacaste aclaraciones de la información remitida para la aplicación de la metodología de interconexión.
- XLVI.** Que el 7 de junio de 2023, Coopealfaro Ruiz dio respuesta a las consultas hechas por los técnicos de la Intendencia el 2 de junio del año en curso.
- XLVII.** Que el 7 de junio de 2023, JASEC dio respuesta a las consultas hechas por los técnicos de la Intendencia, el 26 de mayo y el 2 de junio del año en curso.
- XLVIII.** Que el 8 de junio de 2023, Coopesantos y ESPH dieron respuesta a las consultas hechas por la Intendencia el 2 de junio del 2023.
- XLIX.** Que el 9 de junio de 2023, Coopeguanacaste dio respuesta a las consultas hechas por la Intendencia el 2 de junio del 2023.
 - L.** Que el 15 de junio de 2023, Coopelesca envió el formulario “Formato SIR Interconexión- versión final Sin Restricción” donde indica que se considere ese formulario como versión final para la tarifa de interconexión.
 - LI.** Que el 20 de junio de 2023, mediante correo electrónico, Coopelesca dio respuesta a consultas realizadas por los técnicos de la Intendencia referentes al tratamiento de las remuneraciones en cada una de las etapas.
 - LII.** Que el 25 de julio de 2023, a las 17 horas (5:00 pm), se llevó a cabo la sesión explicativa sobre los expedientes ET-047-2023, ET-048-2023, ET-049-2023 y ET-050-2023, la cual estuvo disponible en el perfil de Facebook de la Aresep y en la página www.asep.go.cr.
 - LIII.** Que el 11 de agosto de 2023, a las 17 horas con 15 minutos (5:15 pm) se llevó a cabo la audiencia pública virtual, que fue transmitida por medio de la plataforma Zoom.

- LIV.** Que el 17 de agosto de 2023, mediante el informe IN-0502-DGAU-2023 la DGAU emite el informe de oposiciones y coadyuvancias, en el cual se indica que se recibieron dos coadyuvancias, de parte de Adolfo Alpízar López y la Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, y cuatro oposiciones, de Coopesantos, ICE, CNFL y la Asociación Cámara Costarricense de Empresarios de Generación Distribuida (folios 424 al 425).
- LV.** Que el 17 de agosto de 2023, mediante el documento AC-0211-DGAU-2023 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emitió el acta de la audiencia pública (folios 413 al 423).
- LVI.** Que el 6 de setiembre de 2023, mediante el informe técnico IN-0180-IE-2023, la IE analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó fijar las tarifas para los costos de interconexión, en su aplicación por primera vez (correo agregado en autos).

CONSIDERANDO:

- I.** Que del informe técnico IN-0180-IE-2023 mencionado arriba, y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. SUSTENTO JURÍDICO

De conformidad con lo establecido en el artículo 11 de la Constitución Política y en el artículo 11 de la Ley General de la Administración Pública, los actos de esta Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), como ente público, se rigen por el principio de legalidad.

En este sentido, en el artículo 3, inciso a) de la Ley 7593, se entiende por servicio público [...] el que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la asamblea legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley [...].

Entre las funciones primordiales de la Aresep está la de velar por el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad necesarios para la prestación óptima de tales servicios y la de fijar las tarifas de los servicios públicos que establece el numeral 5 de la Ley 7593:

[...]

En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. Los servicios públicos antes mencionados son:

[...]

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

De lo anterior, se desprende que la Aresep es el ente competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos, de conformidad con las metodologías que ella misma determine y debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de tales servicios públicos, dentro de los cuales se encuentra el suministro de energía eléctrica en todas sus etapas. En ese sentido, la Procuraduría General de la República ha señalado:

[...] De conformidad con lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, dicha Entidad es la competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos que enumera la Ley. Dicha potestad tiene como objetivo principal lograr precios que reflejen los costos reales del servicio, no falseen la competencia ni sean excesivos o injustos para el usuario; de ahí la importancia de que la fijación tarifaria sea realizada por un organismo independiente, que decida a partir de estudios y criterios técnicos que reflejen los costos reales del servicio, pero que al mismo tiempo sean equitativos. [...]

[...] La potestad tarifaria es un poder-deber, "lo que sin duda implica que la institución que tiene una determinada potestad en materia de su competencia no sólo puede, sino que debe ejercerla" (Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, resolución 6326-2000 de las 18 hrs. del 19 de julio de 2000). Y está comprendida dentro de esa potestad el definir, conforme el ordenamiento, cuáles son los elementos que deben ser considerados para dar debido cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 3, 25, 29 y 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. De modo que a partir de la potestad atribuida por el legislador y conforme las metodologías que reglamentariamente se haya establecido, le corresponde fijar las tarifas. Lo cual implica la emisión de los actos administrativos que, ejercitando la potestad reguladora, determinen cuál es la tarifa que los usuarios deben pagar por un servicio público determinado. Una tarifa que debe tomar en consideración los costos necesarios, una retribución competitiva y garantizar la inversión necesaria para que el servicio pueda continuar siendo prestado en condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad y eficiencia. Ergo, el acto tarifario expresará los elementos que, conforme el ordenamiento y la técnica, determinan cuál es la remuneración correspondiente al servicio público de que se trata". [...] (Dictamen C-329-2011 de 22 de diciembre de 2011).

En la misma línea, el artículo 6 incisos a) y d) de la Ley N 7593 establecen, que le corresponde a la Aresep la obligación de [...] a) regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de los servicios públicos para comprobar el correcto

manejo de los factores que afectan el costo del servicio, ya sean inversiones realizadas, el endeudamiento en que han incurrido, los niveles de ingresos percibidos, los costos y gastos efectuados o los ingresos percibidos y la rentabilidad o utilidad obtenida, [...] d) fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos. [...]

Por su parte el artículo 29 de la Ley 7593 y sus reformas establece:

[...] ARTÍCULO 29.- Trámites de tarifas, precios y tasas

*La Autoridad Reguladora formulará las definiciones, los requisitos y las condiciones a que se someterán los trámites de tarifas, precios y tasas de los servicios públicos.
[...]*

Asimismo, el artículo 30 del mismo cuerpo normativo señala:

[...] Los prestadores de servicios públicos, las organizaciones de consumidores legalmente constituidas y los entes y órganos públicos con atribución legal para ello, podrán presentar solicitudes de fijación o cambios de tarifas. La Autoridad Reguladora estará obligada a : " recibir y tramitar esas peticiones, únicamente cuando, al presentarlas, cumplan los requisitos formales que el Reglamento establezca. Esta Autoridad podrá modificar, aprobar o rechazar esas peticiones. De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones de tarifas serán de carácter ordinario o extraordinario.

(Así reformado el párrafo anterior por el artículo 41 aparte f) de la Ley N° 8660 del 8 de agosto de 2008)

De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones tarifarias serán de carácter ordinario o extraordinario. Serán de carácter ordinario aquellas que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de esta ley. Los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año, un estudio ordinario. La Autoridad Reguladora podrá realizar de oficio, modificaciones ordinarias y deberá otorgarles la respectiva audiencia según lo manda la ley.

Serán fijaciones extraordinarias aquellas que consideren variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste. La Autoridad Reguladora realizará, de oficio, esas fijaciones.

*(Así reformado por el artículo 41 aparte a) de la Ley N° 8660 del 8 de agosto de 2008)
[...]*

Que el artículo 31 de la Ley 7593 establece que para fijar tarifas se deben tomar en cuenta las estructuras productivas modelo o la situación particular de cada empresa.

Bajo esa misma inteligencia, el artículo 15 del Decreto 29732 MP, que es el Reglamento a la Ley 7593, dispone que, para fijar tarifas, la Aresep utilizará modelos, los cuales deben ser aprobados de acuerdo con la ley. Al respecto, el artículo 15 indica lo siguiente:

[...] Artículo 15.-Uso de modelos para fijar precios, tarifas y tasas.

Para fijar los precios, tarifas y tasas, la ARESEP utilizará modelos que consideren, como un todo, a la industria de que se trate. Esos modelos serán aprobados por la ARESEP de acuerdo con la ley. [...]

El artículo 6 inciso 16 del Reglamento Interno de Organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) indica que corresponde a la Junta Directiva de Aresep:

[...] Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia. [...]

Lo anterior es consistente con lo establecido en el RIOF, en cuanto al ejercicio de la competencia de fijación de precios y tarifas de los servicios públicos, que dispone en su artículo 17 inciso 1, que es función de la Intendencia de Energía fijar tarifas aplicando modelos vigentes aprobados por la Junta Directiva.

Finalmente, el artículo 43 del Reglamento a la Ley 7593, citado, establece:

[...] Artículo 43.-Dictado de resoluciones de carácter tarifario.

Las resoluciones relativas a fijaciones ordinarias de precios, tarifas y tasas deberán dictarse dentro del plazo que ordena la ley y las extraordinarias, dentro de los quince () días naturales siguientes a la iniciación del trámite de estas fijaciones. (*) (Así reformado por el artículo 207 del decreto ejecutivo N° 35148 del 24 de febrero de 2009)*

En el caso de las fijaciones ordinarias, dichas resoluciones deberán referirse a todas las cuestiones atinentes al objeto de la audiencia correspondiente, a lo debatido en ella y a los elementos de juicio tomados en cuenta para dictarlas. [...]

Por otra parte, la Ley 10086 “Ley para la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”, tiene como objetivo establecer las condiciones necesarias para promover y regular, bajo un régimen especial de integración eficiente, segura y sostenible, las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables. (Ley 10086, Artículo 1).

En cuanto a su alcance, la Ley 10086 es aplicable a todo abonado, generador distribuidor, persona física o jurídica que posee u opera DER, empresas distribuidoras y demás participantes del SEN, el MINAE, la ARESEP y operador del sistema. (Ley N° 10086, Artículo 3).

En concordancia con lo anterior, mediante el decreto ejecutivo N.º 43879-MINAE publicado en el Alcance N.º 17 a La Gaceta N.º 18 del 1 de febrero 2023, se aprobó el Reglamento a la Ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables (Decreto N.º 43879-MINAE).

Así pues, de conformidad con el artículo 1 del Decreto 43879 MINAE, se establece el objetivo de esta norma, en el cual se indica lo siguiente:

[...] Artículo 1. Objetivo. El objetivo del presente reglamento, es regular en complemento con la ley 10086 la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos que interactúen con el Sistema Eléctrico Nacional en las modalidades que indica la Ley, bajo los criterios de eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sostenibilidad que se encuentran en la reglamentaciones dictadas por el MINAE y ARESEP [...]

En el artículo 3 de dicho decreto ejecutivo, se dispone es de aplicación obligatoria para todos los abonados, generadores distribuidos, personas físicas o jurídicas que posean, operen, diseñen, ensamblen, instalen, conecten, integren, controlen un recurso de energía renovable, ya sea para uso en las instalaciones de los usuarios finales o para ser interconectados al sistema nacional eléctrico así como a las empresas eléctricas cuando sus DER o dispositivos de energía renovable sean interconectados al SEN, en sus diferentes modalidades y servicios auxiliares asociados a ser definidos por la Aresep.

Es de suma importancia el decreto por cuanto no solo regula a los abonados eléctricos y a las empresas distribuidoras, sino que también a las personas físicas o jurídicas involucradas con el ensamble, integración e instalación de los dispositivos o equipos conocidos de ahora en adelante como DERs.

Con respecto a la Ley 10086, se establece en lo conducente en su artículo 6 que, son funciones de la ARESEP:

[...]

a) Dictar, aprobar, y fiscalizar el cumplimiento de todos los instrumentos regulatorios requeridos para asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad, así como para la integración eficiente, segura y sostenible de los recursos energéticos distribuidos y los servicios auxiliares que estos puedan prestar, según lo dispuesto en la presente ley, en estricto apego a los principios regulatorios que orientan el proceso de regulación económica y de la calidad de servicio público relacionado con el suministro de energía eléctrica, en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

b) Fijar las tarifas que sean necesarias para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos que se interconecten a las redes del SEN, según lo dispuesto en la presente ley, para el óptimo desarrollo de la energía eléctrica en Costa Rica y el

mayor interés público la fijación tarifaria debe garantizar que no se creen subsidios o cargas económicas en favor de aquellos usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos y en detrimento de abonados y participantes del SEN, atendiendo las buenas prácticas de la contabilidad regulatoria, debiendo separarse los cargos de los recursos energéticos distribuidos de las empresas distribuidoras por costos fijos y costos variables del SEN.

Las tarifas para la integración y operación de los recursos energéticos distribuidos deben considerar el costo de los servicios auxiliares y respaldo que brinda el SEN, la disponibilidad de la red, los costos de interconexión y acceso, los peajes de distribución y transmisión, los costos e inversiones en la red, así como cualquier otro que la ARESEP establezca mediante el instrumento regulatorio aplicable al efecto.

c) Dictar el instrumento regulatorio aplicable que fije el precio de compra de excedentes entre las empresas distribuidoras; así como entre las empresas distribuidoras y el generador distribuido, así como de prestación de servicios auxiliares, definidos en el artículo 12 de la presente ley.

[...]

f) Definir y formalizar el instrumento regulatorio requerido para la elaboración de estudios que deberán aplicar:

i) Las empresas distribuidoras para determinar la capacidad de penetración de los distintos recursos energéticos distribuidos por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN.

ii) El OS para determinar la capacidad de penetración segura de generación que utiliza fuentes renovables en el SEN.

g) Dictar el instrumento regulatorio para habilitar la integración de los recursos energéticos distribuidos al SEN.

[...]

m) Dictar y aplicar los instrumentos regulatorios necesarios para regular los servicios de interés general vinculante; al servicio público establecidos en la presente ley, así como definir los requisitos y las condiciones para otorgar la habilitación de estos; los cuales estarán sujetos a las obligaciones de servicio público tales como (i) calidad, (ii) cantidad, (iii) confiabilidad, (iv) continuidad, (v) oportunidad, (vi) seguridad, (vii) tarifas, (viii) garantías de acceso al servicio, (ix) prestación óptima, (x) suministro de información.

[...]

Como se puede observar la Ley 10086, dispone que la Aresep ejerza al amparo de sus competencias, la regulación de los servicios de interés general (que así corresponda, ver artículo 6 inciso b), aunque no se traten de servicios públicos en el sentido estricto, tomando en consideración que conforme al artículo 6 de dicha ley, la Aresep debe ejercer dichas funciones.

Ahora bien, sobre los servicios de interés general, de conformidad con el artículo 2 inciso s) de la Ley 10086, se indica lo siguiente:

[...] servicios o actividades económicas accesorias o complementarias vinculados al servicio público de suministro de energía en todas sus etapas, para satisfacer necesidades de interés general sujetas a obligaciones específicas de servicio público técnico, financiero y contable que establezca la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en el marco de la presente ley. [...]

Se desprende de lo anterior, que los servicios de interés general, -como lo son: a) la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora y d) reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa T-DER)-, no son servicios públicos en sí mismos, pero pueden estar directamente vinculados a un servicio público, el de suministro de la energía eléctrica en todas sus etapas, lo que implica que podrían coadyuvar en la satisfacción del interés general.

Tal y como lo analizó la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria de la ARESEP (DGAJR) mediante el oficio OF-0045-DGAJR-2022 -el cual analizó la implicaciones sobre el pago del canon de regulación a favor de la Aresep-, y de lo cual esta Intendencia coincide, la Ley 10086, estableció que los servicios de interés general, son servicios o actividades económicas accesorias o complementarias vinculadas a un servicio público expresamente regulado por la Aresep, de forma que, se podrían encontrar íntimamente asociadas a dicha regulación, lo que implica que, a fin de prever una prestación adecuada de dicho servicio público, su regulación se debe extender a los servicios vinculados a éste, de manera que se verifique que efectivamente se interrelacionan a la red eléctrica, colaborando y permitiendo una prestación conforme a la Ley 7593.

Si bien los servicios de interés general no necesariamente se encuentran automáticamente regulados por la Aresep, pasan a formar parte de dicho ámbito de regulación (en aplicación de la Ley 10086 y 7593), en el tanto, efectivamente se encuentren interactuando con la red eléctrica. Es decir, debe considerarse que los servicios de interés general se asocian al servicio de suministro de energía eléctrica y por ende, al ámbito de la regulación, en el momento en que se interconectan con el Sistema Eléctrico Nacional, sea entregando o no excedentes a la red (incisos k) y m) del artículo 2 de la Ley 10086), pues dicha interconexión, implica que se es parte de la red eléctrica, lo que claramente, puede tener implicaciones sobre la operación y funcionamiento de ésta.

De lo anterior, se puede concluir que, los servicios de interés general, dispuestos en el artículo 11 de la Ley 10086 dispone en su artículo 6, las funciones que le corresponde efectuar a la Aresep. Dichas funciones reflejan en conjunto el ejercicio de todas las potestades que se le han asignado a la Aresep mediante la Ley 7593, fiscalización, normativa, tarifaria y sancionadora, de modo que, el legislador está disponiendo que este Ente Regulador, le debe dar a dichos servicios un trato regulatorio con la misma amplitud que a los servicios públicos definidos en el artículo 5 de la Ley N° 7593. Lo anterior, en el entendido de que, dichos servicios de interés general efectivamente tengan una operación que interactúa con la red eléctrica.

En este contexto y tomando en cuenta la vasta normativa regulatoria sobre las fijaciones tarifarias, 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 “Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa T-DER)”. Dicha metodología dispone lo siguiente:

[...]

La Intendencia de Energía deberá iniciar de oficio el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N°. 7593 y realizar la solicitud de convocatoria a audiencia pública a la Dirección General de Atención al Usuario a más tardar sesenta días naturales a partir de la fecha de publicación y entrada en vigor de esta metodología tarifaria.”

[...]

En contexto con lo anterior, el día 10 de julio del 2023 se dio la apertura del expediente ET-047-2023 para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “capítulo 1: método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023 y el día 11 de agosto de 2023, se celebró la audiencia pública.

III. METODOLOGÍA TARIFARIA

El 12 de mayo de 2023, en el Alcance 86 a la Gaceta 83 se publicó la resolución RE-0076-JD-2023 “Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador

distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (tarifa t-der)", en lo que interesa se establece lo siguiente:

[...]

CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

[...]

2. Modelo de cálculo

2.1 Fórmula general del método de cálculo

Para efectos de establecer los cargos de interconexión con la red de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos: (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo, de acuerdo con lo definido por Ley N°10086; (b) los sistemas de almacenamiento de energía; c) cualquier otro DER o interesado que requiera interconectarse a la red de distribución, se contemplarán los costos asociados a recurso humano, tecnológico y transporte, para cada una de las siguientes etapas:

- Etapa 1: Solicitud de interconexión (variable $CSInt_{t+1,e}$).
- Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial (variable $CEI_{t+1,e}$).
- Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha (variable $CIFP_{t+1,e}$).
- Etapa 4: Reinspección en caso de la etapa 3 resulte infructuosa- (variable $CRI_{t+1,e}$).

De esta manera, si se llegan a cumplir las condiciones de los cargos asociados a las cuatro etapas posibles, el cargo total de interconexión en colones para el interesado en interconectar un DER a la red de distribución para autoconsumo, se obtiene de la siguiente manera:

$$CInt_{t+1,e} = CSIn_{t+1,e} + CEI_{t+1,e} + CIFP_{t+1,e} + CRI_{t+1,e} \quad (\text{Fórmula 1.0})$$

Donde:

- $Cint_{t+1,e}$ = Cargo total de interconexión en colones durante el periodo $t+1$ para la empresa e .
- $CSIn_{t+1,e}$ = Cargo final de solicitud de interconexión a pagar por parte del solicitante para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante

	el periodo t+1 y para la empresa e.
$CEI_{t+1,e}$	= Cargo final del estudio de ingeniería e inspección inicial a pagar por parte del solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CIFP_{t+1,e}$	= Cargo final de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión a pagar por el solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CRI_{t+1,e}$	= Cargo final de la reinspección a pagar por el solicitante en caso de ser requerida, debido a que la etapa 3 resulte infructuosa, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$t + 1$	= Periodo en el que estará vigente el cargo.
e	= Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

Los cargos de cada etapa (variables $CSIn_{t+1,e}$, $CEI_{t+1,e}$, $CIFP_{t+1,e}$ y $CRI_{t+1,e}$) corresponden a cargos máximos (o tope) que podrá cobrar la empresa eléctrica respectiva. El cobro de los cargos descritos en la fórmula 1.0 se consideran de forma individual. Para todas las etapas listadas, estos cargos se aprobarán para todas las empresas distribuidoras del país.

El costo para cada una de las etapas se determinará de acuerdo con las siguientes fórmulas:

2.1.1 Etapa 1: Solicitud de interconexión

$$CSIn_{t+1,e} = \min(SIn_{t+1,e}, SIn_{t+1,prom}) \quad (\text{Fórmula 1.1})$$

$CSIn_{t+1,e}$	= Cargo final de solicitud de interconexión a pagar por parte del solicitante para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$Sin_{t+1,e}$	= Cargo de solicitud de interconexión de la empresa e, corresponde al costo del recurso humano y tecnológico requerido para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo t+1, de la empresa e.
$Sin_{t+1,prom}$	= Cargo promedio de la solicitud de interconexión. Calculado como el promedio simple de los cargos de solicitud de interconexión ($Sin_{t+1,e}$) de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
$t + 1$	= Periodo en el que estará vigente el cargo.
e	= Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

2.1.2 Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección final

$$CEI_{t+1,e} = \min(EI_{t+1,e} EI_{t+1,prom}) \quad (\text{Fórmula 1.2})$$

- $CEI_{t+1,e}$ = Cargo final del estudio de ingeniería e inspección inicial a pagar por parte del solicitante, en colones durante el periodo $t+1$ y para la empresa e .
- $EI_{t+1,e}$ = Cargo de estudios de ingeniería e inspección inicial de la empresa e , corresponde al costo del recurso humano, tecnológico y transporte para realizar los estudios de ingeniería que permitan determinar la vialidad técnica del punto de interconexión e inspección inicial en colones durante el periodo $t+1$, de la empresa e .
- $EI_{t+1,prom}$ = Cargo promedio de estudios de ingeniería e inspección inicial de las empresas distribuidoras. Calculado como el promedio simple de los cargos de estudios de ingeniería e inspección inicial de las empresas distribuidoras para el periodo $t+1$.
- $t + 1$ = Periodo en el que estará vigente el cargo.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

2.1.3 Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha

$$CIFP_{t+1,e} = \min(IFP_{t+1,e} IFP_{t+1,prom}) \quad (\text{Fórmula 1.3})$$

- $CIFP_{t+1,e}$ = Cargo final de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión a pagar por el solicitante, en colones durante el periodo $t+1$ y para la empresa e .
- $IFP_{t+1,e}$ = Cargo de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión, corresponde al costo del recurso humano, tecnológico y transporte para realizar la inspección final y puesta en servicio de la interconexión, durante el periodo $t+1$.
- $IFP_{t+1,prom}$ = Cargo promedio de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión de las empresas distribuidoras. Calculado como el promedio simple de los cargos de inspección final y puesta en marcha de las empresas distribuidoras para el periodo $t+1$.
- $t + 1$ = Periodo en el que estará vigente el cargo.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

2.1.4 Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa)

$$CRI_{t+1,e} = \min(RI_{t+1,e}, RI_{t+1,prom}) \quad (\text{Fórmula 1.4})$$

$CRI_{t+1,e}$ = Cargo final de la reinspección a pagar por el solicitante encaso de ser requerida, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.

$RI_{t+1,e}$ = Cargo de la reinspección en caso de ser requerida, corresponde al costo del recurso humano, tecnológico y transporte para realizar una reinspección en colones, durante el periodo t+1 para la empresa e.

$RI_{t+1,prom}$ = Cargo promedio de la reinspección, corresponde en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa. Calculado como el promedio simple de los cargos de reinspección de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.

t + 1 = Periodo en el que estará vigente el cargo.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

2.1.5 Costos por etapa:

Para cada una de las empresas distribuidoras (variable e) el costo total promedio de cada una de las etapas i (i=solicitud de interconexión; estudio de ingeniería e inspección inicial; inspección final y puesta en marcha; y reinspección) se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CTP_{i,t+1,e} = SAS_{i,t+1,e} + MSU_{i,t+1,e} + DEP_{i,t+1,e} + TRA_{i,t+1,e} \\ + VIA_{i,t+1,e} + CON_{i,t+1,e} \\ + IND_{i,t+1,e} + OTR_{i,t+1,e} \quad (\text{Fórmula 1.5})$$

Donde:

$CTP_{i,t+1,e}$ = Costo total promedio asociado a la respectiva etapa de la interconexión (variable i). En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.

$SAS_{i,t+1,e}$ = Costo promedio de salarios y cargas sociales promedios asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.

$MSU_{i,t+1,e}$ = Costo promedio en materiales y suministros asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.

$DEP_{i,t+1,e}$ = Costo promedio por depreciación de los activos asociada a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.

- $TRA_{i,t+1,e}$ = Costo promedio del transporte asociado a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo $t+1$ y para la empresa e .
- $VIA_{i,t+1,e}$ = Costo promedio de los viáticos asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo $t+1$ y para la empresa e .
- $CON_{i,t+1,e}$ = Costo promedio de los contratos con terceros asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo $t+1$ y para la empresa e .
- $IND_{i,t+1,e}$ = Costos indirectos promedio. Se trata de los costos asignados a la respectiva actividad de interconexión por parte de los otros centros de costos o servicios. En colones durante el periodo $t+1$ y para la empresa e .
- $OTR_{i,t+1,e}$ = Otros costos asociados a la respectiva etapa de la interconexión que no estén contemplados en los rubros anteriores, debidamente justificados por la empresa y avalados por la ARESEP. En colones durante el periodo $t+1$ y para la empresa e .
- i = Cada una de las 4 etapas de la interconexión: 1= solicitud de interconexión; 2= estudio de ingeniería e inspección inicial; 3= inspección final y puesta en marcha; y 4= reinspección
- $t + 1$ = Periodo en el que estará vigente el cargo.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

Cuando no corresponda alguno de los rubros de costos en alguna de las etapas de cargos de interconexión o cuando dos o más de estos rubros de costos estén mezclados entre sí, deberá indicarse en los cálculos correspondientes, con la debida justificación.

[...]

3.2. Aplicación por primera vez

Para la primera aplicación, la Intendencia de Energía tendrá un plazo de 10 días naturales para la elaboración y socialización de los formularios de información requerida y las empresas distribuidoras contarán con 15 días hábiles para la remisión de la información solicitada por la Intendencia de Energía; de tal forma que se plantea un plazo máximo conjunto de aproximadamente 30 días naturales a partir de la aprobación y publicación de la presente metodología en el diario oficial La Gaceta, para que las empresas

distribuidoras envíen la información solicitada por la Intendencia de Energía, con el fin de aplicar el método de cálculo para los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos.

La Intendencia de Energía deberá iniciar de oficio el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N°. 7593 y realizar la solicitud de convocatoria a audiencia pública a la Dirección General de Atención al Usuario a más tardar sesenta días naturales a partir de la fecha de publicación y entrada en vigor de esta metodología tarifaria.

La IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología solicitará mediante formularios a las empresas distribuidoras la información de los costos anuales correspondientes a cada una de las etapas.

Para los efectos que se requiera, se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

3.3. Imputación de datos

En caso de que existan valores ignorados, es decir, que se desconozcan, se encuentren de forma agregada o representan cantidades que no se pueden observar, estos se imputarán, con la finalidad de asegurar la existencia de montos para todas las etapas y empresas

La IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología imputará dichos datos en el orden de las etapas, es decir, si existen valores faltantes en varias etapas el primer dato a imputar es el de la etapa más temprana.

Esta imputación se calcula de la siguiente forma: para las empresas que sí cuentan con el valor de la etapa respectiva se estima la proporción de este con respecto al monto total y se calcula un promedio simple entre las proporciones existentes, dicha proporción se empleará para estimar el valor faltante; asimismo, esta imputación puede ser de acuerdo con otro criterio apegado a la ciencia y a la técnica.

[...]

IV. ANÁLISIS TARIFARIO

1. Análisis de la información remitida por las empresas

Para la aplicación de la metodología RE-0076-JD-2023, se estableció en el apartado “3.2 Aplicación por primera vez” que la IE solicitará mediante formularios a las empresas distribuidoras de energía eléctrica la información de los costos correspondientes a cada una de las etapas. Además, se establece también que los costos se tomarán de la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, siendo estos los siguientes:

Cuadro N°1
Detalle del último estudio tarifario aprobado
a cada una de las empresas distribuidoras de energía

Empresa distribuidora	Último estudio tarifario aprobado
<i>Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)</i>	<i>ET-075-2021</i>
<i>Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)</i>	<i>ET-069-2021</i>
<i>Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH)</i>	<i>ET-071-2021</i>
<i>Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)</i>	<i>ET-087-2020</i>
<i>Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L (Coopeguanacaste)</i>	<i>ET-070-2019</i>
<i>Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R. L. (Coopealfaro)</i>	<i>ET-025-2015</i>
<i>Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R. L (Coopelesca)</i>	<i>ET-033-2021</i>
<i>Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R. L. (Coopesantos)</i>	<i>ET-008-2020</i>

Fuente: Intendencia de Energía

Así las cosas, esta Intendencia en cumplimiento con lo establecido en la RE-0076-JD-2023 en los apartados “3.2 Aplicación por primera vez” y “2.1.5 Costo por etapa”, envió a las empresas distribuidoras de energía eléctrica, mediante correo electrónico del 12 de abril de 2023, el formulario preparado para la recopilación de la información referente a los costos de interconexión, para cada una de las etapas.

En ese sentido, las empresas distribuidoras de energía eléctrica remitieron la información solicitada en el formulario; la cual fue revisada y validada por los técnicos de la IE (anexo 1), obteniendo los siguientes resultados:

i. Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)

La empresa determinó los costos y gastos relacionados con cada una de las etapas de interconexión a las redes de distribución de energía eléctrica, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-069-2021 mediante la resolución RE-0080-IE-2021 y posterior recurso mediante la resolución RE-0024-IE-2022, por parte de este ente regulador, adicionalmente la empresa en el documento “2. Pasos para interconexión DER” explica el procedimiento que utilizó para determinar el personal que interactúa en las diversas etapas de interconexión y las funciones que realiza para la atención del DER o interesado que requiera interconectarse a la red de distribución, posteriormente en el archivo “3. Pasos para interconexión DER” determina el tiempo en minutos que destina cada funcionario en cada uno de los procesos que interactúan en la atención de 1 solicitud de interconexión para autoconsumo.

Así mismo, en el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” CNFL explica los aspectos más relevantes sobre la información incluida en el formulario 1 “Formato SIR Interconexión”.

En ese sentido, la IE, luego de revisar la información aportada previamente por CNFL, le solicitó por medio del oficio OF-0444-IE-2023, aclaraciones específicamente al tratamiento de cuentas de transporte, depreciación y viáticos. La empresa mediante el oficio 2001-0612-2023 da respuesta a las consultas de la IE, haciendo ajustes a la información remitida anteriormente.

Posteriormente, el 26 de mayo de 2023, mediante correo electrónico la IE, requirió ampliación de la información aportada por la distribuidora, entre los cuales se le solicitó: “Para las hojas en las que no se reporta gasto, en cada una de ellas, justifique porque no requiere el mismo.” El 31 de mayo de 2023, CNFL vía correo electrónico, da respuesta a los requerimientos solicitados.

Esta Intendencia analizó la justificación suministrada por la empresa con relación a lo indicado en la metodología en RE-0076-JD-2023 en el apartado “3.3 Imputación de datos” y a las consultas realizadas a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, los cuales indicaron: “De conformidad con la metodología, se asegura la existencia de montos para todas las empresas y etapas, en el caso de valores ignorados, que se encuentren de forma agregada o representen cantidades que no se pueden observar, por medio de la imputación de datos. Así, el aplicador decidirá en qué forma usar esta posibilidad y el método por aplicar, en función de los parámetros técnicos que correspondan y los datos que disponga para la fijación tarifaria”

Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 4 inciso b) y c) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N°7593.

[...] Son objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora:

- b. Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos.*
- c. Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley. [...]*

El artículo 3 inciso b de la Ley 7593 determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad (principio de servicio al costo), de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la misma Ley.

Por su parte, el artículo 31 establece una discrecionalidad técnica en favor de la Autoridad Reguladora que la faculta a que los análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios de las fijaciones tarifarias se hagan con el modelo o metodología que mejor se adapte a las necesidades del servicio, a efecto de que se brinde en condiciones competitivas y a costos adecuados para el usuario o consumidor, debiendo contemplar al momento de fijar las tarifas de los servicios públicos el equilibrio financiero en la prestación del servicio.

El artículo 32 de la Ley 7593, establece que para la fijación tarifaria no se aceptarán como costos, entre otros las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio y los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Por lo anterior, los técnicos de la IE, en el ejercicio de sus facultades y competencias, no imputaron datos que la empresa no solicitó en sus costos de interconexión, en apego al principio de servicio al costo y equilibrio financiero, imputar un valor que la empresa expresó no requerir, atenta contra el principio de servicio al costo establecido en la Ley 7593, por lo que no existe fundamento técnico para incluirlos como parte de los costos de interconexión en la presente fijación tarifaria.

A continuación, se detallan los resultados en cada una de las etapas de interconexión, así como los aspectos más relevantes para cada una de las cuentas de costo y gastos que reportó CNFL:

a) Etapa 1: Solicitud de interconexión.

- **Salarios:** CNFL consideró la base de datos de remuneraciones “Proyecciones 06-2021 a 12-2022.xls”, últimos datos aprobados para la CNFL mediante Expediente ET-69-2021, resolución RE-0080-IE-2021.
- **Materiales y suministros:** En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se utilizan materiales ni suministros en ninguna de las etapas.” Así mismo, en el archivo “0.1 Formato SIR Interconexión- CNFL

310523” enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, en la hoja de cálculo “Materiales y Suministros” indican: “En la etapa de solicitud de interconexión, a la fecha no se ha incurrido en un gasto específicamente para generación distribuida”.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Depreciación:** La empresa consideró los activos necesarios para las actividades de oficina por los minutos de uso requeridos, que se describen en el archivo “3. Pasos para interconexión DER”.
- **Transporte:** CNFL indicó que la información relacionada con el costo de vehículo la poseía agrupada (combustible y mantenimiento), por lo que esta Intendencia habilitó el formulario para que la información se presentará de esa forma y no separada, adicionalmente la empresa indica para la solicitud de interconexión: “Esta etapa consiste principalmente en la recepción de la solicitud y trámite interno por lo que no se utiliza transporte.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Viáticos:** La empresa indicó “Esta etapa consiste principalmente en la recepción de la solicitud y trámite interno por lo que hay desplazamientos y por lo tanto, no se requieren viáticos para esta etapa.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Contratos:** En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se cuenta con contratos, costos indirectos ni otros costos.”, posteriormente, en el archivo “CONSULTAS 10086” indica: “A la fecha la CNFL ha atendido la actividad de generación distribuida para autoconsumo con recurso propio por lo que no se ha incurrido en un gasto específicamente para generación distribuida”.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos Indirectos:** En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se cuenta con contratos, costos indirectos ni otros costos.”, posteriormente, en el archivo “CONSULTAS 10086” indica: “A la fecha no se ha incurrido en un gasto específicamente. Los costos indirectos normales de la operación de la empresa, se considera que están incluidos en la tarifa TDER.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos:** En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se cuenta con contratos, costos indirectos ni otros costos.”, posteriormente, en el archivo “CONSULTAS 10086” indica: “la fecha no se han identificado otros costos asociados al proceso de interconexión de servicios de generación distribuida para autoconsumo en ninguna de sus etapas.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por CNFL y el análisis realizado por la IE, para la etapa 1, solicitud de interconexión:

Cuadro N°2
Montos reportados por CNFL
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	CNFL (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	¢5 204,25	¢5 819,90	¢615,66
Gasto por materiales y suministros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por depreciación	¢28,05	¢28,05	¢0,00
Gasto por transporte (promedio)	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por viáticos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Costos indirectos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Otros costos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Total etapa 1	¢5 232,30	¢5 847,96	¢615,66

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la empresa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, siendo que esta Intendencia incorporó a las cargas sociales el 8,33% de salario escolar y 8,33% de aguinaldo, valores que fueron aprobados en el ET-069-2021 y tienen un peso representativo en el gasto de CNFL.

b) Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial.

- **Salarios:** CNFL consideró la base de datos de remuneraciones “Proyecciones 06-2021 a 12-2022.xls”, últimos datos aprobados para la CNFL mediante Expediente ET-69-2021, resolución RE-0080-IE-2021.
- **Materiales y suministros:** En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se utilizan materiales ni suministros en ninguna de las etapas.” Así mismo, en el archivo “0.1 Formato SIR Interconexión- CNFL 310523” enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, en la hoja de cálculo “Materiales y Suministros” indican: “En la etapa de solicitud de interconexión, a la fecha no se ha incurrido en un gasto específicamente para generación distribuida”.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Depreciación:** La empresa consideró los activos necesarios para las actividades de oficina por los minutos de uso requeridos que se describen en el archivo “3. Pasos para interconexión DER”.

En el caso de los vehículos, CNFL sólo reportó 5 minutos de uso del activo, ya que indican que el tiempo de los vehículos corresponde al de 1/10 del tiempo de una inspección.

- **Transporte:** CNFL indicó que la información relacionada con el costo de vehículo la poseían agrupada (combustible y mantenimiento), por lo que esta Intendencia habilitó el formulario para que la información se presentará de esa forma y no separada, adicionalmente la empresa indica que se utiliza transporte de sucursales en uno de cada 10 estudios.
- **Viáticos:** La empresa indicó “La etapa de estudio de ingeniería e inspección inicial, requiere visita al sitio en una de cada 10 solicitudes, para poder resolver dudas que no pueden ser resueltas desde la oficina. Estas visitas son rápidas por lo que a la fecha no se ha incurrido en un gasto de viático en esta etapa.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Contratos:** *En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se cuenta con contratos, costos indirectos ni otros costos.”, posteriormente, en el archivo “CONSULTAS 10086” indica: “A la fecha la CNFL ha atendido la actividad de generación distribuida para autoconsumo con recurso propio por lo que no se ha incurrido en un gasto específicamente para generación distribuida”.*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos Indirectos:** *En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se cuenta con contratos, costos indirectos ni otros costos.”, posteriormente, en el archivo “CONSULTAS 10086” indica: “A la fecha no se ha incurrido en un gasto específicamente. Los costos indirectos normales de la operación de la empresa, se considera que están incluidos en la tarifa TDER.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos:** *En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se cuenta con contratos, costos indirectos ni otros costos.”, posteriormente, en el archivo “CONSULTAS 10086” indica: “la fecha no se han identificado otros costos asociados al proceso de interconexión de servicios de generación distribuida para autoconsumo en ninguna de sus etapas.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por CNFL y el análisis realizado por la IE, para la etapa 2, estudios de ingeniería e inspección inicial:

Cuadro N°3
Montos reportados por CNFL
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	CNFL (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	¢41 207,23	¢46 081,99	¢4 874,76
Gasto por materiales y suministros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por depreciación	¢1 067,43	¢1 067,43	¢0,00
Gasto por transporte (promedio)	¢5 521,47	¢5 521,47	¢0,00
Gasto por viáticos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Costos indirectos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Otros costos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Total etapa 2	¢47 796,13	¢52 670,89	¢4 874,76

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la empresa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, siendo que esta Intendencia incorporó a las cargas sociales el 8,33% de salario escolar y 8,33% de aguinaldo, valores que fueron aprobados en el ET-069-2021 y tienen un peso representativo en el gasto de CNFL.

c) Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha.

- **Salarios:** CNFL consideró la base de datos de remuneraciones “Proyecciones 06-2021 a 12-2022.xls”, últimos datos aprobados para la CNFL mediante Expediente ET-69-2021, resolución RE-0080-IE-2021.
- **Materiales y suministros:** En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se utilizan materiales ni suministros en ninguna de las etapas.” Así mismo, en el archivo “0.1 Formato SIR Interconexión- CNFL 310523” enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, en la hoja de cálculo “Materiales y Suministros” indican: “En la etapa de solicitud de interconexión, a la fecha no se ha incurrido en un gasto específicamente para generación distribuida”.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Depreciación:** La empresa consideró los activos necesarios para las actividades de oficina por los minutos de uso requeridos que se describen en el archivo “3. Pasos para interconexión DER”.

En el caso del Drone, CNFL indicó que se usa en 1 de cada 5 inspecciones. cada vez que se utiliza, se usa 40 minutos.
- **Transporte:** CNFL indicó que la información relacionada con el costo de vehículo la poseían agrupada (combustible y mantenimiento), por lo que esta Intendencia habilitó el formulario para que la información se presentará de esa forma y no separada, adicionalmente la empresa indicó que se realizan dos visitas, una para la inspección del sistema de generación y otra para la instalación del medidor de generación.
- **Viáticos:** En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “Se utilizan viáticos únicamente en las etapas 3: Inspección final y puesta en marcha y 4: Reinspección. Se requieren viáticos de almuerzo (5000 colones) en una de cada 10 inspecciones por lo que se indica 1/10 del costo en cada inspección (500 colones).”
- **Contratos:** En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se cuenta con contratos, costos indirectos ni otros costos.”, posteriormente, en el archivo “CONSULTAS 10086” indica: “A la fecha la CNFL ha atendido la actividad de generación distribuida para autoconsumo con recurso propio por lo que no se ha incurrido en un gasto específicamente para generación distribuida”.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.
- **Costos Indirectos:** En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se cuenta con contratos, costos indirectos ni otros costos.”, posteriormente, en el archivo “CONSULTAS 10086” indica: “A la fecha no se ha incurrido en un gasto específicamente. Los costos indirectos normales de la operación de la empresa, se considera que están incluidos en la tarifa TDER.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.
- **Otros costos:** En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se cuenta con contratos, costos indirectos ni otros costos.”, posteriormente, en el archivo “CONSULTAS 10086” indica: “la fecha no se

han identificado otros costos asociados al proceso de interconexión de servicios de generación distribuida para autoconsumo en ninguna de sus etapas.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por CNFL y el análisis realizado por la IE, para la etapa 3, inspección final y puesta en marcha:

Cuadro N°4
Montos reportados por CNFL
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	CNFL (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡109 795,48	₡122 784,14	₡12 988,66
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡11 322,09	₡11 322,09	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡14 408,57	₡14 408,57	₡0,00
Gasto por viáticos	₡500,00	₡500,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total etapa 3	₡136 026,14	₡149 014,80	₡12 988,66

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la empresa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, siendo que esta Intendencia incorporó a las cargas sociales el 8,33% de salario escolar y 8,33% de aguinaldo, valores que fueron aprobados en el ET-069-2021 y tienen un peso representativo en el gasto de CNFL.

d) Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa).

- **Salarios:** CNFL consideró la base de datos de remuneraciones “Proyecciones 06-2021 a 12-2022.xls”, últimos datos aprobados para la CNFL mediante Expediente ET-69-2021, resolución RE-0080-IE-2021.

- **Materiales y suministros:** En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se utilizan materiales ni suministros en ninguna de las etapas.” Así mismo, en el archivo “0.1 Formato SIR Interconexión- CNFL 310523” enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, en la hoja de cálculo “Materiales y Suministros” indican: “En la etapa de solicitud de interconexión, a la fecha no se ha incurrido en un gasto específicamente para generación distribuida”.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Depreciación:** La empresa consideró los activos necesarios para las actividades de oficina por los minutos de uso requeridos que se describen en el archivo “3. Pasos para interconexión DER”.
- **Transporte:** CNFL indicó que la información relacionada con el costo de vehículo la poseían agrupada (combustible y mantenimiento), por lo que esta Intendencia habilitó el formulario para que la información se presentará de esa forma y no separada, adicionalmente la empresa indica que se utiliza el transporte de inspección de distribución, distancia promedio ida y vuelta 30 km.
- **Viáticos:** En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “Se utilizan viáticos únicamente en las etapas 3: Inspección final y puesta en marcha y 4: Reinspección. Se requieren viáticos de almuerzo (5000 colones) en una de cada 10 inspecciones por lo que se indica 1/10 del costo en cada inspección (500 colones).”
- **Contratos:** En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se cuenta con contratos, costos indirectos ni otros costos.”, posteriormente, en el archivo “CONSULTAS 10086” indica: “A la fecha la CNFL ha atendido la actividad de generación distribuida para autoconsumo con recurso propio por lo que no se ha incurrido en un gasto específicamente para generación distribuida”.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos Indirectos:** En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se cuenta con contratos, costos indirectos ni otros costos.”, posteriormente, en el archivo “CONSULTAS 10086” indica: “A la

fecha no se ha incurrido en un gasto específicamente. Los costos indirectos normales de la operación de la empresa, se considera que están incluidos en la tarifa TDER.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos:** En el archivo “1. Detalle de formularios 1 y 4 GD” la empresa indicó “No se cuenta con contratos, costos indirectos ni otros costos.”, posteriormente, en el archivo “CONSULTAS 10086” indica: “la fecha no se han identificado otros costos asociados al proceso de interconexión de servicios de generación distribuida para autoconsumo en ninguna de sus etapas.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por CNFL y el análisis realizado por la IE, para la etapa 4, reinspección:

Cuadro N°5
Montos reportados por CNFL
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	CNFL (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡83 163,40	₡93 001,52	₡9 838,12
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡1 922,43	₡1 922,43	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡8 887,10	₡8 887,10	₡0,00
Gasto por viáticos	₡500,00	₡500,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total etapa 4	₡94 472,93	₡104 311,05	₡9 838,12

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la empresa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, siendo que esta Intendencia incorporó a las cargas sociales el 8,33% de salario escolar y 8,33% de aguinaldo, valores que fueron aprobados en el ET-069-2021 y tienen un peso representativo en el gasto de CNFL.

e) Indexación de los costos.

El modelo general para determinar los costos asociados a cada una de las etapas de interconexión está enfocado en el periodo T+1, sin embargo, en el apartado “3.2 Aplicación por primera vez”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar la tarifa de costos de interconexión con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el ultimo estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan. Cabe recordar que en la sección 2.2 se indica que: "Los costos de cada rubro serán estimados para el respectivo periodo siguiendo los criterios de proyección establecidos en la sección 3.1 de la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.”

Se debe recordar que las reglas contempladas en la sección 3.2 para el cálculo por primera vez, incorporan elementos que permiten a la Intendencia solventar limitaciones de información propias de un proceso de transición, en donde no se cuenta con todos los datos requeridos por el modelo. No obstante, es importante señalarle que el resto de las disposiciones de la metodología están vigentes y son aplicables, aún en el contexto de aplicación por primera vez, tal es el caso de la indexación de costos, siguiendo lo establecido en sección 2.2 antes mencionada.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior, en este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de CNFL el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2022, por lo que esta Intendencia estima los valores al 2023 según los parámetros económicos anteriormente descritos.

Cuadro N°6
CNFL: costos de cada etapa
para el período 2023
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Total costos (2022) 1 solicitud	T+ 1 (2023)
Gasto por salarios	₡5 819,90	₡5 889,74
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡28,05	₡28,05
Gasto por transporte (promedio)	₡0,00	₡0,00
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00
Total etapa 1	₡5 847,96	₡5 917,80
Gasto por salarios	₡46 081,99	₡46 634,97
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡1 067,43	₡1 067,43
Gasto por transporte (promedio)	₡5 521,47	₡5 592,06
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00
Total etapa 2	₡52 670,89	₡53 294,46
Gasto por salarios	₡122 784,14	₡124 257,55
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡11 322,09	₡11 322,09
Gasto por transporte (promedio)	₡14 408,57	₡14 592,78
Gasto por viáticos	₡500,00	₡506,39
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00
Total etapa 3	₡149 014,80	₡150 678,82
Gasto por salarios	₡93 001,52	₡94 117,54
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡1 922,43	₡1 922,43
Gasto por transporte (promedio)	₡8 887,10	₡9 000,72
Gasto por viáticos	₡500,00	₡506,39
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00
Total etapa 4	₡104 311,05	₡105 547,09

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

f) Cargos de interconexión anualizados.

Esta Intendencia consultó a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, producto que en el apartado “2.1 Fórmula general del método de cálculo”, se refiere DER o interesado que requiera conectarse a la red de distribución, posteriormente la fórmula 1.0 indica:

“Los cargos de cada etapa (variables $CSInt+1,e$, $CElt+1,e$, $CIFPt+1,e$ y $CRIlt+1,e$) corresponden a cargos máximos (o tope) que podrá cobrar la empresa eléctrica respectiva. El cobro de los cargos descritos en la fórmula 1.0 se consideran de forma individual. Para todas las etapas listadas, estos cargos se aprobarán para todas las empresas distribuidoras del país.”

Lo anterior se interpreta que la aplicación corresponde de forma individual, valores para 1 solicitud del usuario interesado en interconectarse a la red de distribución. Sin embargo, en el apartado “3.2 Aplicación por primera vez” se indica:

“La IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología solicitará mediante formularios a las empresas distribuidoras la información de los costos anuales correspondientes a cada una de las etapas.”

Por lo que se solicitó aclarar si la información para la aplicación de la fijación tarifaria relacionada a los cargos de interconexión con la red de distribución debe ser para 1 solicitud o datos anuales.

A lo que la fuerza de tarea indicó:

“De conformidad con la metodología, la información que se requiere es desagregada por cada servicio o solicitud de interconexión y cada uno de los cargos de interconexión que se observan en la fórmula 1.0. La sumatoria de los costos anuales refleja los costos asociados a la cantidad de servicios que se atendieron, de modo que se puede calcular el cargo por servicio. Así, para todos los ajustes tarifarios se requiere la información con el nivel de detalle descrito y en consecuencia corresponde solicitarlo de esta manera a las empresas.”

Por lo anterior, la IE solicitó a CNFL que indicará cuantas solicitudes de interconexión estiman que se tramitarán para el 2023, siendo la respuesta de la distribuidora de 216 solicitudes; por lo anterior la IE procedió a multiplicar los valores solicitados mediante el formulario “Formato SIR Interconexión” por la cantidad de solicitudes estimadas por la empresa, resultando para cada una de las etapas para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos los siguientes datos anuales:

Cuadro N°7
CNFL: costos anualizados de cada etapa
para el período 2023
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Datos Anualizados
Gasto por salarios	∅1 272 184,25
Gasto por materiales y suministros	∅0,00
Gasto por depreciación	∅6 059,59
Gasto por transporte (promedio)	∅0,00
Gasto por viáticos	∅0,00
Gasto por contratos a terceros	∅0,00
Costos indirectos	∅0,00
Otros costos	∅0,00
Total etapa 1	∅1 278 243,84
Gasto por salarios	∅10 073 154,09
Gasto por materiales y suministros	∅0,00
Gasto por depreciación	∅230 564,16
Gasto por transporte (promedio)	∅1 207 885,35
Gasto por viáticos	∅0,00
Gasto por contratos a terceros	∅0,00
Costos indirectos	∅0,00
Otros costos	∅0,00
Total etapa 2	∅11 511 603,60
Gasto por salarios	∅26 839 631,39
Gasto por materiales y suministros	∅0,00
Gasto por depreciación	∅2 445 571,12
Gasto por transporte (promedio)	∅3 152 041,29
Gasto por viáticos	∅109 380,78
Gasto por contratos a terceros	∅0,00
Costos indirectos	∅0,00
Otros costos	∅0,00
Total etapa 3	∅32 546 624,59
Gasto por salarios	∅20 329 388,35
Gasto por materiales y suministros	∅0,00
Gasto por depreciación	∅415 245,61
Gasto por transporte (promedio)	∅1 944 155,94
Gasto por viáticos	∅109 380,78
Gasto por contratos a terceros	∅0,00
Costos indirectos	∅0,00
Otros costos	∅0,00
Total etapa 4	∅22 798 170,69

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

ii. Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R. L (Coopelesca)

La empresa determinó los costos y gastos relacionados con cada una de las etapas de interconexión a las redes de distribución de energía eléctrica, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-033-2021, mediante la resolución RE-0072-IE-2021, por parte de este ente regulador.

La IE, luego de revisar la información aportada por la cooperativa, le solicitó mediante el oficio OF-0445-IE-2023 aclaraciones específicamente al tratamiento de salarios, depreciación, transporte y viáticos, la cooperativa en el oficio GG-235-2023, da respuesta al oficio OF-0445-IE-2023, lo concerniente al capítulo 1, donde explican los criterios utilizados para determinar cada una de las cuentas de gasto solicitadas en el respectivo formulario.

Posteriormente, el 29 de mayo de 2023, mediante correo electrónico la IE, requirió ampliación de la información aportada por la distribuidora, entre los cuales se le solicitó: “Para las hojas en las que no se reporta gasto, en cada una de ellas, justifique porque no requiere el mismo.” El 05 de junio de 2023, Coopelesca vía correo electrónico, da respuesta a los requerimientos solicitados.

Esta Intendencia analizó la justificación suministrada por la empresa con relación a lo indicado en la metodología en RE-0076-JD-2023 en el apartado “3.3 Imputación de datos” y a las consultas realizadas a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, los cuales indicaron: “De conformidad con la metodología, se asegura la existencia de montos para todas las empresas y etapas, en el caso de valores ignorados, que se encuentren de forma agregada o representen cantidades que no se pueden observar, por medio de la imputación de datos. Así, el aplicador decidirá en qué forma usar esta posibilidad y el método por aplicar, en función de los parámetros técnicos que correspondan y los datos que disponga para la fijación tarifaria”

Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 4 inciso b) y c) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N°7593.

[...] Son objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora:

- b. Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos*
- c. Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley. [...]*

El artículo 3 inciso b de la Ley 7593 determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad (principio de servicio al costo), de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la misma Ley.

Por su parte, el artículo 31 establece una discrecionalidad técnica en favor de la Autoridad Reguladora que la faculta a que los análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios de las fijaciones tarifarias se hagan con el modelo o metodología que mejor se adapte a las necesidades del servicio, a efecto de que se brinde en condiciones competitivas y a costos adecuados para el usuario o consumidor, debiendo contemplar al momento de fijar las tarifas de los servicios públicos el equilibrio financiero en la prestación del servicio.

El artículo 32 de la Ley 7593, establece que para la fijación tarifaria no se aceptarán como costos, entre otros las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio y los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Por lo anterior, los técnicos de la IE, en el ejercicio de sus facultades y competencias, no imputaron datos que la empresa no solicitó en sus costos de interconexión, en apego al principio de servicio al costo y equilibrio financiero, imputar un valor que la empresa expresó no requerir, atenta contra el principio de servicio al costo establecido en la Ley 7593, por lo que no existe fundamento técnico para incluirlos como parte de los costos de interconexión en la presente fijación tarifaria.

A continuación, se detallan los resultados en cada una de las etapas de interconexión, así como los aspectos más relevantes para cada una de las cuentas de costo y gastos que reportó Coopelesca:

a) Etapa 1: Solicitud de interconexión.

- **Salarios:** *Consideró todas las cargas laborales según la legislación vigente y el último estudio tarifario aprobado para el sistema de distribución de energía. Para esta etapa la cooperativa considera dos trabajadores.*

Es importante indicar que la cooperativa adaptó las fórmulas de salario por minuto y total de minutos asignados a cada etapa, de acuerdo con las particularidades que la empresa presenta, siendo que:

- *La jornada de Coopelesca es de lunes a jueves de 7:00 am a 5:00 pm y los viernes de 7:00 am a 4:00 pm.*
- *La forma de pago de la cooperativa es bisemanal, es decir que cada 14 días se pagan salarios.*
- *En las fórmulas mencionadas, la cooperativa utiliza un factor de 9.6 horas diarias, el cual se obtiene de la siguiente manera: $48 \text{ Horas} / 5 \text{ días} = 9.6 \text{ horas}$*
- *Las 9.6 horas lo multiplicaron por 60 minutos, dado que el formulario solicita minutos.*

- **Materiales y suministros:** *Coopelesca reportó un costo de \$5000 correspondiente a la documentación vinculante a la solicitud de interconexión.*
- **Depreciación:** *La cooperativa en el oficio GG-235-2023 indicó que considera el equipo de cómputo, estimando un uso de 16128 minutos, que es el equivalente al uso exclusivo del activo para esta tarea, sin embargo, la IE considera reconocer únicamente los minutos reportados en salarios para cada etapa, siendo que el personal humano que usará el activo no está exclusivo en la tarea de interconexión, según lo indicado por la empresa en el oficio en mención.*
- **Transporte:** *Para esta etapa la cooperativa no reporta transporte, por lo que está Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.*
- **Viáticos:** *La cooperativa indicó que, para la solicitud de interconexión, se considera viático en la visita al asociado, para la recolección de firmas a la formalidad de dicha solicitud para los servicios de generación distribuida.*
- **Contratos:** *En el correo electrónico del 29 de mayo del 2023, la Intendencia solicitó: “Para las hojas, en cada una de las etapas, en las que no se reporta gasto, justifiquen porque no requieren el mismo.” En la respuesta de la cooperativa del 05/06/2023, se indicó: “En donde no se reporta gastos, se detallan que hoy no son gastos que se han requerido, pero que no se limitan dadas las coyunturas actuales que pueden ser gastos necesarios.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos Indirectos:** *En el correo electrónico del 29 de mayo del 2023, la Intendencia solicitó: “Para las hojas, en cada una de las etapas, en las que no se reporta gasto, justifiquen porque no requieren el mismo.” En la respuesta de la cooperativa del 05/06/2023, se indicó: “En donde no se reporta gastos, se detallan que hoy no son gastos que se han requerido, pero que no se limitan dadas las coyunturas actuales que pueden ser gastos necesarios.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos:** En este apartado la cooperativa consideró el uso del software, sin embargo, indicaron: “acá es importante aclarar que, ante una eventual aprobación de como está planteado las metodologías de las capacidades de penetración, podrían existir compras de software para poder realizar los estudios.”

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopelesca y el análisis realizado por la IE, para la etapa 1, solicitud de interconexión:

Cuadro N°8
Montos reportados por Coopelesca
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopelesca (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	∅34 828,48	∅34 828,48	∅0,00
Gasto por materiales y suministros	∅5 000,00	∅5 000,00	∅0,00
Gasto por depreciación	∅9 829,59	∅263,29	-∅9 566,30
Gasto por transporte (promedio)	∅0,00	∅0,00	∅0,00
Gasto por viáticos	∅5 000,00	∅5 000,00	∅0,00
Gasto por contratos a terceros	∅0,00	∅0,00	∅0,00
Costos indirectos	∅0,00	∅0,00	∅0,00
Otros costos	∅10 000,00	∅10 000,00	∅0,00
Total etapa 1	∅64 658,07	∅55 091,77	-∅9 566,30

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por depreciación, siendo que la IE reconoció los minutos de uso del activo en función en lo reportado en salarios, minutos asignados a cada etapa.

b) Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial.

- **Salarios:** La cooperativa consideró el trabajo de dos ingenieros eléctricos, los cuales hacen valoraciones como el análisis de los corta circuitos, variaciones de tensión, sistema de medición, revisión del transformador de distribución, entre otras funciones.

Es importante indicar que la cooperativa adaptó las fórmulas de salario por minuto y total de minutos asignados a cada etapa, de acuerdo con las particularidades que la empresa presenta, siendo que:

- *La jornada de Coopelesca es de lunes a jueves de 7:00 am a 5:00 pm y los viernes de 7:00 am a 4:00 pm.*
 - *La forma de pago de la cooperativa es bisemanal, es decir que cada 14 días se pagan salarios.*
 - *En las fórmulas mencionadas, la cooperativa utiliza un factor de 9.6 horas diarias, el cual se obtiene de la siguiente manera: 48 Horas/ 5 días= 9.6 horas*
 - *Las 9.6 horas lo multiplicaron por 60 minutos, dado que el formulario solicita minutos.*
- **Materiales y suministros:** *Coopelesca reportó un costo de ₡5000 correspondiente a la documentación vinculante al estudio de ingeniería e inspección inicial.*
 - **Depreciación:** *La cooperativa en el oficio GG-235-2023 indicó que considera el equipo de cómputo, estimando un uso de 16128 minutos, que es el equivalente al uso exclusivo del activo para esta tarea, sin embargo, la IE considera reconocer únicamente los minutos reportados en salarios para cada etapa, siendo que el personal humano que usará el activo no está exclusivo en la tarea de interconexión, según lo indicado por la empresa en el oficio en mención.*
 - **Transporte:** *Coopelesca indicó que lo relacionado a transporte se realiza con base a una estimación de 100 km recorridos (50 ida y 50 regreso) para un uso de combustible de 12 litros por cada 100 kilómetros. El costo de combustible promedio es de ₡637 por litro, para el mantenimiento se consideró, dos principales elementos, los cambios de aceite y llantas.*
 - **Viáticos:** *La cooperativa indicó que, para los estudios de ingeniería se considera dos trabajadores como parte del trabajo de campo que se hace en sitio.*
 - **Contratos:** *En el correo electrónico del 29 de mayo del 2023, la Intendencia solicitó: “Para las hojas, en cada una de las etapas, en las que no se reporta gasto, justifiquen porque no requieren el mismo.” En la respuesta de la cooperativa del 05/06/2023, indicó: “En donde no se reporta gastos, se detallan que hoy no son gastos que se han requerido, pero que no se limitan dadas las coyunturas actuales que pueden ser gastos necesarios.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos Indirectos:** En el correo electrónico del 29 de mayo del 2023, la Intendencia solicitó: “Para las hojas, en cada una de las etapas, en las que no se reporta gasto, justifiquen porque no requieren el mismo.” En la respuesta de la cooperativa del 05/06/2023, indicó: “En donde no se reporta gastos, se detallan que hoy no son gastos que se han requerido, pero que no se limitan dadas las coyunturas actuales que pueden ser gastos necesarios.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos:** En este apartado la cooperativa considera el uso del software, sin embargo, la distribuidora indicó: “acá es importante aclarar que, ante una eventual aprobación de como está planteado las metodologías de las capacidades de penetración, podrían existir compras de software para poder realizar los estudios.”

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopelesca y el análisis realizado por la IE, para la etapa 2, estudios de ingeniería e inspección inicial:

Cuadro N°9
Montos reportados por Coopelesca
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopelesca (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡252 330,22	₡252 330,22	₡0,00
Gasto por materiales y suministros	₡5 000,00	₡5 000,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡16 355,65	₡363,22	-₡15 992,44
Gasto por transporte (promedio)	₡20 088,14	₡20 088,14	₡0,00
Gasto por viáticos	₡10 000,00	₡10 000,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡10 000,00	₡10 000,00	₡0,00
Total etapa 2	₡313 774,02	₡297 781,58	-₡15 992,44

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por depreciación, siendo que la IE reconoció los minutos de uso del activo en función en lo reportado en salarios, minutos asignados a cada etapa.

c) Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha.

- **Salarios:** Para esta etapa, la cooperativa consideró dos trabajadores que uno es el enlace con el asociado, dando el seguimiento respectivo y el otro un ingeniero que se encarga de la visita a campo y validación con la normativa vigente.

Es importante indicar que la cooperativa adaptó las fórmulas de salario por minuto y total de minutos asignados a cada etapa, de acuerdo con las particularidades que la empresa presenta, siendo que:

- *La jornada de Coopelesca es de lunes a jueves de 7:00 am a 5:00 pm y los viernes de 7:00 am a 4:00 pm.*
 - *La forma de pago de la cooperativa es bisemanal, es decir que cada 14 días se pagan salarios.*
 - *En las fórmulas mencionadas, la cooperativa utiliza un factor de 9.6 horas diarias, el cual se obtiene de la siguiente manera: 48 Horas/ 5 días= 9.6 horas*
 - *Las 9.6 horas lo multiplicaron por 60 minutos, dado que el formulario solicita minutos.*
- **Materiales y suministros:** Coopelesca reportó un costo de ₡5000 correspondiente a la documentación vinculante a la inspección final y puesta en marcha.
 - **Depreciación:** La cooperativa en el oficio GG-235-2023 indicó que considera el equipo de cómputo, estimando un uso de 16128 minutos, que es el equivalente al uso exclusivo del activo para esta tarea, sin embargo, la IE considera reconocer únicamente los minutos reportados en salarios para cada etapa, siendo que el personal humano que usará el activo no está exclusivo en la tarea de interconexión, según lo indicado por la empresa en el oficio en mención.
 - **Transporte:** Coopelesca indicó que lo relacionado a transporte se realiza con base a una estimación de 100 km recorridos (50 ida y 50 regreso) para un uso de combustible de 12 litros por cada 100 kilómetros. El costo de combustible promedio es de ₡637 por litro, para el mantenimiento se consideró, dos principales elementos, los cambios de aceite y llantas.
 - **Viáticos:** La cooperativa indicó que, para la inspección final que se realiza y la puesta en marcha, se consideró dos trabajadores como parte del trabajo de campo que se hace en sitio.
 - **Contratos:** En el correo electrónico del 29 de mayo del 2023, la Intendencia solicitó: “Para las hojas, en cada una de las etapas, en las que no se reporta gasto, justifiquen porque no requieren el mismo.” En la respuesta de la

cooperativa del 05/06/2023, indicó: “En donde no se reporta gastos, se detallan que hoy no son gastos que se han requerido, pero que no se limitan dadas las coyunturas actuales que pueden ser gastos necesarios.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos Indirectos:** *En el correo electrónico del 29 de mayo del 2023, la Intendencia solicitó: “Para las hojas, en cada una de las etapas, en las que no se reporta gasto, justifiquen porque no requieren el mismo.” En la respuesta de la cooperativa del 05/06/2023, indicó: “En donde no se reporta gastos, se detallan que hoy no son gastos que se han requerido, pero que no se limitan dadas las coyunturas actuales que pueden ser gastos necesarios.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos:** *En este apartado la cooperativa consideró el uso del software, sin embargo, la distribuidora indica: “acá es importante aclarar que, ante una eventual aprobación de como está planteado las metodologías de las capacidades de penetración, podrían existir compras de software para poder realizar los estudios.”*

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopelesca y el análisis realizado por la IE, para la etapa 3, inspección final y puesta en marcha:

Cuadro N°10
Montos reportados por Coopelesca
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopelesca (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡75 585,09	₡75 585,09	₡0,00
Gasto por materiales y suministros	₡5 000,00	₡5 000,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡16 355,65	₡363,22	-₡15 992,44
Gasto por transporte (promedio)	₡20 088,14	₡20 088,14	₡0,00
Gasto por viáticos	₡10 000,00	₡10 000,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡10 000,00	₡10 000,00	₡0,00
Total etapa 3	₡137 028,88	₡121 036,45	-₡15 992,44

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por depreciación, siendo que la IE reconoció los minutos de uso del activo en función en lo reportado en salarios, minutos asignados a cada etapa.

d) Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa).

- **Salarios:** En esta etapa la cooperativa sólo consideró el ingeniero eléctrico, un día laboral.

Es importante indicar que la cooperativa adaptó las fórmulas de salario por minuto y total de minutos asignados a cada etapa, de acuerdo con las particularidades que la empresa presenta, siendo que:

- La jornada de Coopelesca es de lunes a jueves de 7:00 am a 5:00 pm y los viernes de 7:00 am a 4:00 pm.
 - La forma de pago de la cooperativa es bisemanal, es decir que cada 14 días se pagan salarios.
 - En las fórmulas mencionadas, la cooperativa utiliza un factor de 9.6 horas diarias, el cual se obtiene de la siguiente manera: 48 Horas/ 5 días= 9.6 horas
 - Las 9.6 horas lo multiplicaron por 60 minutos, dado que el formulario solicita minutos.
- **Materiales y suministros:** Coopelesca reportó un costo de ₡5000 correspondiente a la documentación vinculante a la reinspección de la solicitud de interconexión.

- **Depreciación:** La cooperativa en el oficio GG-235-2023 indicó que considera el equipo de cómputo, estimando un uso de 16128 minutos, que es el equivalente al uso exclusivo del activo para esta tarea, sin embargo, la IE considera reconocer únicamente los minutos reportados en salarios para cada etapa, siendo que el personal humano que usará el activo no está exclusivo en la tarea de interconexión, según lo indicado por la empresa en el oficio en mención.
- **Transporte:** Coopelesca indicó que lo relacionado a transporte se realiza con base a una estimación de 100 km recorridos (50 ida y 50 regreso) para un uso de combustible de 12 litros por cada 100 kilómetros. El costo de combustible promedio es de ₡637 por litro, para el mantenimiento se consideró, dos principales elementos, los cambios de aceite y llantas.
- **Viáticos:** La cooperativa indicó que, para esta etapa solo se consideró viático para un trabajador.
- **Contratos:** En el correo electrónico del 29 de mayo del 2023, la Intendencia solicitó: “Para las hojas, en cada una de las etapas, en las que no se reporta gasto, justifiquen porque no requieren el mismo.” En la respuesta de la cooperativa del 05/06/2023, indicó: “En donde no se reporta gastos, se detallan que hoy no son gastos que se han requerido, pero que no se limitan dadas las coyunturas actuales que pueden ser gastos necesarios.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Costos Indirectos:** En el correo electrónico del 29 de mayo del 2023, la Intendencia solicitó: “Para las hojas, en cada una de las etapas, en las que no se reporta gasto, justifiquen porque no requieren el mismo.” En la respuesta de la cooperativa del 05/06/2023, indicó: “En donde no se reporta gastos, se detallan que hoy no son gastos que se han requerido, pero que no se limitan dadas las coyunturas actuales que pueden ser gastos necesarios.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593.

- **Otros costos:** En este apartado la cooperativa consideró el uso del software, sin embargo, la distribuidora indica: “acá es importante aclarar que, ante una eventual aprobación de como está planteado las metodologías de las capacidades de penetración, podrían existir compras de software para poder realizar los estudios.”

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopelesca y el análisis realizado por la IE, para la etapa 4, reinspección:

Cuadro N°11
Montos reportados por Coopelesca
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopelesca (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	¢63 082,56	¢63 082,56	¢0,00
Gasto por materiales y suministros	¢5 000,00	¢5 000,00	¢0,00
Gasto por depreciación	¢16 355,65	¢294,55	-¢16 061,10
Gasto por transporte (promedio)	¢20 088,14	¢20 088,14	¢0,00
Gasto por viáticos	¢5 000,00	¢5 000,00	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Costos indirectos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Otros costos	¢10 000,00	¢10 000,00	¢0,00
Total etapa 4	¢119 526,35	¢103 465,25	-¢16 061,10

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por depreciación, siendo que la IE reconoció los minutos de uso del activo en función en lo reportado en salarios, minutos asignados a cada etapa.

e) Indexación de los costos.

El modelo general para determinar los costos asociados a cada una de las etapas de interconexión está enfocado en el periodo T+1, sin embargo, en el apartado “3.2 Aplicación por primera vez”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar la tarifa de costos de interconexión con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el ultimo estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan. Cabe recordar que en la sección 2.2 se indica que: "Los costos de cada rubro serán estimados para el respectivo periodo siguiendo los criterios de proyección establecidos en la sección 3.1 de la "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural", aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya."

Se debe recordar que las reglas contempladas en la sección 3.2 para el cálculo por primera vez, incorporan elementos que permiten a la Intendencia solventar limitaciones de información propias de un proceso de transición, en donde no se cuenta con todos los datos requeridos por el modelo. No obstante, es importante señalarle que el resto de las disposiciones de la metodología están vigentes y son aplicables, aún en el contexto de aplicación por primera vez, tal es el caso de la indexación de costos, siguiendo lo establecido en sección 2.2 antes mencionada."

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de Coopelesca el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2023, por lo que no corresponde la actualización por índices de precios al consumidor.

f) Cargos de interconexión anualizados

Esta Intendencia consultó a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, producto que en el apartado "2.1 Fórmula general del método de cálculo", se refiere DER o interesado que requiera conectarse a la red de distribución, posteriormente la fórmula 1.0 indica:

“Los cargos de cada etapa (variables $CS_{Int+1,e}$, $CE_{It+1,e}$, $CIFP_{t+1,e}$ y $CR_{It+1,e}$) corresponden a cargos máximos (o tope) que podrá cobrar la empresa eléctrica respectiva. El cobro de los cargos descritos en la fórmula 1.0 se consideran de forma individual. Para todas las etapas listadas, estos cargos se aprobarán para todas las empresas distribuidoras del país.”

Lo anterior se interpreta que la aplicación corresponde de forma individual, valores para 1 solicitud del usuario interesado en interconectarse a la red de distribución. Sin embargo, en el apartado "3.2 Aplicación por primera vez" se indica:

“La IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología solicitará mediante formularios a las empresas distribuidoras la información de los costos anuales correspondientes a cada una de las etapas.”

Por lo que se solicitó aclarar si la información para la aplicación de la fijación tarifaria relacionada a los cargos de interconexión con la red de distribución debe ser para 1 solicitud o datos anuales.

A lo que la fuerza de tarea indicó:

“De conformidad con la metodología, la información que se requiere es desagregada por cada servicio o solicitud de interconexión y cada uno de los cargos de interconexión que se observan en la fórmula 1.0. La sumatoria de los costos anuales refleja los costos asociados a la cantidad de servicios que se atendieron, de modo que se puede calcular el cargo por servicio. Así, para todos los ajustes tarifarios se requiere la información con el nivel de detalle descrito y en consecuencia corresponde solicitarlo de esta manera a las empresas.”

Por lo anterior, la IE solicitó a Coopelesca que indicará cuantas solicitudes de interconexión estiman que se tramitarán para el 2023, siendo la respuesta de la distribuidora de 13 solicitudes; por lo anterior la IE procedió a multiplicar los valores solicitados mediante el formulario “Formato SIR Interconexión” por la cantidad de solicitudes estimadas por la empresa, resultando para cada una de las etapas para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos los siguientes datos anuales:

Cuadro N° 12
Coopelesca: costos anualizados de cada etapa
para el período 2023
--Cifras en colones--

Etapa	Detalle de la cuenta	Datos Anualizados
Etapa 1: solicitud de interconexión	Gasto por salarios	Ø452 770,24
	Gasto por materiales y suministros	Ø65 000,00
	Gasto por depreciación	Ø3 422,80
	Gasto por transporte (promedio)	Ø0,00
	Gasto por viáticos	Ø65 000,00
	Gasto por contratos a terceros	Ø0,00
	Costos indirectos	Ø0,00
	Otros costos	Ø130 000,00
	Total etapa 1	Ø716 193,05
Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección	Gasto por salarios	Ø3 280 292,90
	Gasto por materiales y suministros	Ø65 000,00
	Gasto por depreciación	Ø4 721,80
	Gasto por transporte (promedio)	Ø261 145,86
	Gasto por viáticos	Ø130 000,00
	Gasto por contratos a terceros	Ø0,00
	Costos indirectos	Ø0,00
	Otros costos	Ø130 000,00
	Total etapa 2	Ø3 871 160,56
Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha	Gasto por salarios	Ø982 606,13
	Gasto por materiales y suministros	Ø65 000,00
	Gasto por depreciación	Ø4 721,80
	Gasto por transporte (promedio)	Ø261 145,86
	Gasto por viáticos	Ø130 000,00
	Gasto por contratos a terceros	Ø0,00
	Costos indirectos	Ø0,00
	Otros costos	Ø130 000,00
	Total etapa 3	Ø1 573 473,79
Etapa 4: Reinspección	Gasto por salarios	Ø820 073,22
	Gasto por materiales y suministros	Ø65 000,00
	Gasto por depreciación	Ø3 829,19
	Gasto por transporte (promedio)	Ø261 145,86
	Gasto por viáticos	Ø65 000,00
	Gasto por contratos a terceros	Ø0,00
	Costos indirectos	Ø0,00
	Otros costos	Ø130 000,00
	Total etapa 4	Ø1 345 048,27

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

iii. Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R. L. (Coopealfaro)

La empresa, determinó los costos y gastos relacionados con cada una de las etapas de interconexión a las redes de distribución de energía eléctrica, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-025-2015, mediante la resolución RIE-067-2015, por parte de este ente regulador.

La IE, luego de revisar la información aportada por Coopealfaro, le solicitó mediante el oficio OF-0461-IE-2023 aclaraciones específicamente al tratamiento de salarios, materiales, depreciación, transporte, la cooperativa mediante el oficio GG-0047-2023, remite nuevamente los formularios con los criterios utilizados para determinar cada una de las cuentas de gasto solicitadas en el respectivo formulario.

Posteriormente, el 25 de mayo de 2023, mediante correo electrónico la IE, requirió ampliación de la información aportada por la distribuidora, entre los cuales se le solicitó: “Para las hojas en las que no se reporta gasto, en cada una de ellas, justifique porque no requiere el mismo.” El 01 de junio de 2023, Coopealfaro vía correo electrónico, da respuesta a los requerimientos solicitados.

Esta Intendencia analizó la justificación suministrada por la empresa con relación a lo indicado en la metodología en RE-0076-JD-2023 en el apartado “3.3 Imputación de datos” y a las consultas realizadas a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, los cuales indicaron: “De conformidad con la metodología, se asegura la existencia de montos para todas las empresas y etapas, en el caso de valores ignorados, que se encuentren de forma agregada o representen cantidades que no se pueden observar, por medio de la imputación de datos. Así, el aplicador decidirá en qué forma usar esta posibilidad y el método por aplicar, en función de los parámetros técnicos que correspondan y los datos que disponga para la fijación tarifaria”

Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 4 inciso b) y c) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, N°7593.

[...] Son objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora:

- b. Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos*
- c. Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley. [...]*

El artículo 3 inciso b de la Ley 7593 determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad (principio de servicio al costo), de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la misma Ley.

Por su parte, el artículo 31 establece una discrecionalidad técnica en favor de la Autoridad Reguladora que la faculta a que los análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios de las fijaciones tarifarias se hagan con el modelo o metodología que mejor se adapte a las necesidades del servicio, a efecto de que se brinde en condiciones competitivas y a costos adecuados para el usuario o consumidor, debiendo contemplar al momento de fijar las tarifas de los servicios públicos el equilibrio financiero en la prestación del servicio.

El artículo 32 de la Ley 7593, establece que para la fijación tarifaria no se aceptarán como costos, entre otros las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio y los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Por lo anterior, los técnicos de la IE, en el ejercicio de sus facultades y competencias, no imputaron datos que la empresa no solicitó en sus costos de interconexión, en apego al principio de servicio al costo y equilibrio financiero, imputar un valor que la empresa expresó no requerir, atenta contra el principio de servicio al costo establecido en la Ley 7593, por lo que no existe fundamento técnico para incluirlos como parte de los costos de interconexión en la presente fijación tarifaria.

A continuación, se detallan los resultados en cada una de las etapas de interconexión, así como los aspectos más relevantes para cada una de las cuentas de costo y gastos que reporta Coopealfaro:

a) Etapa 1: Solicitud de interconexión.

- **Salarios:** Mediante el oficio GG-0047-2023, la cooperativa había asignado 60 minutos en la atención de la solicitud, sin embargo, en el formulario enviado el 01 de junio de 2023, vía correo electrónico, la distribuidora envía nuevamente el formulario con correcciones, en el cual sólo reportó 30 minutos de salarios correspondiente al personal de plataforma de servicios.
- **Materiales y suministros:** Coopealfaro reportó un costo de ¢2,875 correspondiente a materiales vinculantes a la solicitud de interconexión.
- **Depreciación:** La cooperativa asignó 30 minutos de depreciación del activo de la computadora, escritorio, silla, impresora, activos necesarios para atender la solicitud de interconexión.
- **Transporte:** La Intendencia de Energía mediante el oficio OF-0461-IE-2023 del 17 de mayo del año en curso solicitó a Coopealfaro “enviar nuevamente la información suministrada de manera previa por etapas, en el formulario “Formato SIR Interconexión- Transporte por etapas”.

Adicionalmente justificar en prosa los criterios utilizados para determinar los costos reportados en transporte”.

En el oficio GG-0047-2023, del 23 de mayo de 2023, por medio del cual se dio respuesta al oficio OF-0461-IE-2023, no se adjuntó por parte de la cooperativa el archivo solicitado de transporte por etapas.

Por lo que esta Intendencia vía correo electrónico el 25 de mayo de 2023 solicitó aclaraciones a Coopealfaro en cuanto al formulario “Formato SIR Interconexión- versión final”:

“En el documento “047. COOPEALFARORUIZ-GG047-2023-firmado” se indica: “Se adjunta nuevamente el formulario “Formato SIR Interconexión- Transporte por etapas”. Sobre los criterios para costos de transporte se utiliza el promedio de los kilómetros de distancia del desplazamiento a los distritos donde se brinda el servicio, el valor promedio del combustible y el promedio de litros utilizados.” Sin embargo, el mismo no se visualiza en la información aportada por su representada, por favor enviarlo.

Además, es importante aclarar que en el formulario suministrado por esta Intendencia se colocó de manera de ejemplo las provincias, pero tal y como se indicó en la presentación deben especificar por las zonas de concesión de la empresa, tal y como lo reportaron en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon”

En respuesta a la solicitud de la IE, la cooperativa por medio de correo electrónico del 01 de junio de 2023 respondió las solicitudes de los técnicos de la IE, pero no envió archivo de transporte por etapas.

Adicionalmente, en la revisión de la información aportada por la cooperativa el 01 de junio de 2023, en el archivo “Copia de Formato SIR Interconexión” hoja “transporte” la empresa reporta la siguiente información:

Detalle de las distancias y combustible

Ubicación de destino	Distancia promedio en KM	Promedio de litros requeridos de combustible por KM	Costo promedio del litro combustible	Costo promedio por viaje en combustible
Zarcero	15	5,90	737,00	€ 65 224,50
San Ramón	30	5,90	737,00	€ 3 121,29
Naranjo	30	5,90	737,00	€ 3 121,29
Bajos del Toro	35	5,90	737,00	€ 3 121,29
	0	5,90	737,00	€ 3 121,29
	0	5,90	737,00	€ 3 121,29
				€ -
				€ -
PROMEDIOS	18,3	5,90		€ 10 103,87
PROMEDIO IDA Y VUELTA	36,7	11,80		€ 20 207,74

Gastos de mantenimiento

Descripción	Costo unitario	Total unidades a utilizar	costo total de materiales
Aceite y Lubricantes	95 000,00	1,00	95 000,00
Llantas	80 000,00	4,00	320 000,00
	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00
		Total	415 000,00

Como se observa, la cooperativa reporta gastos de mantenimiento de vehículo por €415.000 y gastos de combustible por €20 207.74, sin embargo, es importante indicar que esta Intendencia detecta que hay un error en la fórmula del costo promedio de viaje de combustible reportado para las zonas de San Ramón, Naranjo y Bajos del Toro, ya que presentaban un vínculo a una ruta ajena a la cooperativa. Al realizar la corrección de la fórmula con los datos reportados por la Coopealfaro, el costo promedio de combustible pasa de €20 207.74 a €119 578.25.

Lo anterior, sumado al gasto de mantenimiento de la cooperativa daba como total €534 578,25 de gastos de transporte, el cual para esta Intendencia es desproporcionado para la atención de una solicitud de interconexión.

Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes, por lo que está Intendencia analizó el promedio

de litros requeridos de combustible por kilómetro, reportado por Coopealfaro el cual es de 5,90 por km contra el reportado por empresas como ICE, Coopelesca, JASEC, Santos y Esph dando un promedio de ¢0,68, así como el mantenimiento de vehículos, cuyo promedio es de ¢3 885,86. No se contempla la información de CNFL y Coopeguanacaste en el análisis y promedio de datos, ya que por la forma que las empresas tenían los datos no es posible la comparación con el resto de distribuidoras.

Cuadro N°13
Coopealfaro: promedio de litros de combustible
y mantenimiento de vehículos

Empresa	Promedio de litros requeridos de combustible por KM	Mantenimiento
ICE	0,11	7 022,65
Coopelesca	0,36	1 190,48
JASEC	1,77	0,00
Santos	0,17	8 012,00
ESPH	1,00	3 204,16
Promedio	0,68	3 885,86

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Por lo anterior, esta Intendencia no considera el dato de transporte reportado por la cooperativa, sino el promedio de acuerdo con el comportamiento de ICE, Coopelesca, JASEC, Santos y Esph, para el promedio de litros de combustible por kilómetro y gastos de mantenimiento, adicionalmente esta Intendencia considera el dato de transporte según lo indicado anteriormente y lo distribuye según el peso del gasto por depreciación de vehículos para cada una de las etapas de interconexión.

Dando como resultado que en la etapa 1 no se asigna gastos de transporte, siendo que la empresa no reporta depreciación vehículos para la solicitud de interconexión.

- **Viáticos:** En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, por medio del cual Coopealfaro respondió a consultas realizadas por esta Intendencia, en el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” la cooperativa indicó “Hoja de Viáticos: No se requiere de costos por viáticos debido a que las distancias son cortas por ende no son necesarios los viáticos”.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Contratos:** En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, por medio del cual Coopealfaro respondió a consultas realizadas por esta Intendencia, en el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” la cooperativa indica “Hoja de Contratos: Actualmente no se tienen contratos con terceros para estas labores.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** Esta Intendencia vía correo electrónico el 25 de mayo de 2023 solicitó a Coopealfaro “Para las hojas en las que no se reporta gasto, justifiquen porque no requieren el mismo”, sin embargo, en la respuesta de la cooperativa del 01 de junio de 2023, no se refirió a gastos indirectos, siendo responsabilidad de la cooperativa indicar todos los costos necesarios para atender la solicitud del usuario interesado en interconectarse a la red de distribución.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, al no incluirlo ni justificarlos en los costos de interconexión, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, por medio del cual Coopealfaro respondió a consultas realizadas por esta Intendencia, en el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” la cooperativa indica “Hoja Otros Costos: No se requiere de otros costos.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopealfaro y el análisis realizado por la IE, para la etapa 1, solicitud de interconexión:

Cuadro N°14
Montos reportados por Coopealfaro
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopealfaro (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	∅1 494,84	∅1 589,13	∅94,29
Gasto por materiales y suministros	∅2 875,00	∅2 875,00	∅0,00
Gasto por depreciación	∅5,79	∅5,79	∅0,00
Gasto por transporte (promedio)	∅435 207,74	∅0,00	-∅435 207,74
Gasto por viáticos	∅0,00	∅0,00	∅0,00
Gasto por contratos a terceros	∅0,00	∅0,00	∅0,00
Costos indirectos	∅0,00	∅0,00	∅0,00
Otros costos	∅0,00	∅0,00	∅0,00
Total etapa 1	∅439 583,36	∅4 469,92	-∅435 113,45

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, donde la IE incorporó el porcentaje de cargas sociales aprobado en el ET-025-2015, así como el aguinaldo, además corrigió las fórmulas, ya que no en todos los casos el vínculo calculaba las cargas sociales, además en el rubro de transporte la Intendencia lo asigna por etapas, producto que se solicitó en reiteradas ocasiones al prestador y no se obtuvo respuesta favorable, la IE realiza la asignación según el comportamiento del gasto por depreciación por vehículos.

b) Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial.

- **Salarios:** La cooperativa asignó 360 minutos, correspondiente a un ingeniero (180 minutos) que revisará el circuito donde se propone hacer la instalación del sistema distribuido, capacidad instalada si existe y carga aproximada demandada en el lugar. así como un técnico (180 minutos) que se encargará de la visita de campo incluye el tiempo de traslado y la revisión en campo del lugar donde se planea hacer la conexión, ver la infraestructura del sitio y la posible conexión.
- **Materiales y suministros:** Coopealfaro reportó un costo de ∅39,000 correspondiente a materiales vinculantes a los estudios de ingeniería e inspección inicial.
- **Depreciación:** La cooperativa asignó 180 minutos de depreciación del activo a la computadora y vehículo, activos necesarios para atender los estudios de ingeniería e inspección inicial.

- **Transporte:** La Intendencia de Energía mediante el oficio OF-0461-IE-2023 del 17 de mayo del año en curso solicitó a Coopealfaro “enviar nuevamente la información suministrada de manera previa por etapas, en el formulario “Formato SIR Interconexión- Transporte por etapas”.

Adicionalmente justificar en prosa los criterios utilizados para determinar los costos reportados en transporte”.

En el oficio GG-0047-2023, del 23 de mayo de 2023, por medio del cual se dio respuesta al oficio OF-0461-IE-2023, no se adjuntó por parte de la cooperativa el archivo solicitado de transporte por etapas.

Por lo que esta Intendencia vía correo electrónico el 25 de mayo de 2023 solicitó aclaraciones a Coopealfaro en cuanto al formulario “Formato SIR Interconexión- versión fina”, en el inciso c indicó:

“En el documento “047. COOPEALFARORUIZ-GG047-2023-firmado” se indica “Se adjunta nuevamente el formulario “Formato SIR Interconexión- Transporte por etapas”. Sobre los criterios para costos de transporte se utiliza el promedio de los kilómetros de distancia del desplazamiento a los distritos donde se brinda el servicio, el valor promedio del combustible y el promedio de litros utilizados.” Sin embargo, el mismo no se visualiza en la información aportada por su representada, por favor enviarlo.

Además, es importante aclarar que en el formulario suministrado por esta Intendencia se colocó de manera de ejemplo las provincias, pero tal y como se indicó en la presentación deben especificar por las zonas de concesión de la empresa, tal y como lo reportaron en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon”

En respuesta a la solicitud de la IE, la cooperativa por medio de correo electrónico del 01 de junio de 2023 respondió las solicitudes de los técnicos de la IE, pero no envió archivo de transporte por etapas.

Adicionalmente, en la revisión de la información aportada por la cooperativa el 01 de junio de 2023, en el archivo “Copia de Formato SIR Interconexión” hoja “transporte” la empresa reporta la siguiente información:

Detalle de las distancias y combustible

Ubicación de destino	Distancia promedio en KM	Promedio de litros requeridos de combustible por KM	Costo promedio del litro combustible	Costo promedio por viaje en combustible
Zarcero	15	5,90	737,00	¢ 65 224,50
San Ramón	30	5,90	737,00	¢ 3 121,29
Naranjo	30	5,90	737,00	¢ 3 121,29
Bajos del Toro	35	5,90	737,00	¢ 3 121,29
	0	5,90	737,00	¢ 3 121,29
	0	5,90	737,00	¢ 3 121,29
				¢ -
				¢ -
PROMEDIOS	18,3	5,90		¢ 10 103,87
PROMEDIO IDA Y VUELTA	36,7	11,80		¢ 20 207,74

Gastos de mantenimiento

Descripción	Costo unitario	Total unidades a utilizar	costo total de materiales
Aceite y Lubricantes	95 000,00	1,00	95 000,00
Llantas	80 000,00	4,00	320 000,00
	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00
		Total	415 000,00

Como se observa, la cooperativa reporta gastos de mantenimiento de vehículo por ¢415.000 y gastos de combustible por ¢20 207.74, sin embargo, es importante indicar que esta Intendencia detecta que hay un error en la fórmula del costo promedio de viaje de combustible reportado para las zonas de San Ramón, Naranjo y Bajos del Toro, ya que presentaban un vínculo a una ruta ajena a la cooperativa. Al realizar la corrección de la fórmula con los datos reportados por la Coopealfaro, el costo promedio de combustible pasa de ¢20 207.74 a ¢119 578.25.

Lo anterior, sumado al gasto de mantenimiento de la cooperativa daba como total ¢534 578,25 de gastos de transporte, el cual para esta Intendencia es desproporcionado para la atención de una solicitud de interconexión.

Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N°. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes, esta Intendencia analizó el promedio de litros

requeridos de combustible por kilómetro, reportado por Coopealfaro el cual es de 5,90 por km contra el reportado por empresas como ICE, Coopelesca, JASEC, Santos y Esph dando un promedio de ¢0,68, así como el mantenimiento de vehículos, cuyo promedio es de ¢3 885,86. No se contempla la información de CNFL y Coopeguanacaste en el análisis y promedio de datos, ya que por la forma que las empresas tenían los datos no es posible la comparación con el resto de distribuidoras.

Cuadro N° 15
Coopealfaro: promedio de litros de combustible
y mantenimiento de vehículos

Empresa	Promedio de litros requeridos de combustible por KM	Mantenimiento
ICE	0,11	7 022,65
Coopelesca	0,36	1 190,48
JASEC	1,77	0,00
Santos	0,17	8 012,00
ESPH	1,00	3 204,16
Promedio	0,68	3 885,86

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Por lo anterior, esta Intendencia no considera el dato de transporte reportado por la cooperativa, sino el promedio de acuerdo con el comportamiento de ICE, Coopelesca, JASEC, Santos y Esph, para el promedio de litros de combustible por kilómetro y gastos de mantenimiento, adicionalmente esta Intendencia considera el dato de transporte según lo indicado anteriormente y lo distribuye según el peso del gasto por depreciación de vehículos para cada una de las etapas de interconexión.

Dando como resultado que en la etapa 2 se asigna ¢13 896,76 de gastos de transporte.

- **Viáticos:** En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, por medio del cual Coopealfaro respondió a consultas realizadas por esta Intendencia, en el documento "Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN" la cooperativa indica "Hoja de Viáticos: No se requiere de costos por viáticos debido a que las distancias son cortas por ende no son necesarios los viáticos".

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Contratos:** En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, por medio del cual Coopealfaro respondió a consultas realizadas por esta Intendencia, en el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” la cooperativa indica “Hoja de Contratos: Actualmente no se tienen contratos con terceros para estas labores.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** Esta Intendencia vía correo electrónico el 25 de mayo de 2023 solicitó a Coopealfaro “Para las hojas en las que no se reporta gasto, justifiquen porque no requieren el mismo”, sin embargo, en la respuesta de la cooperativa del 01 de junio de 2023, no se refirió a gastos indirectos, siendo responsabilidad de la cooperativa indicar todos los costos necesarios para atender la solicitud del usuario interesado en interconectarse a la red de distribución.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, al no incluirlo ni justificarlos en los costos de interconexión, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, por medio del cual Coopealfaro respondió a consultas realizadas por esta Intendencia, en el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” la cooperativa indica “Hoja Otros Costos: No se requiere de otros costos.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopealfaro y el análisis realizado por la IE, para la etapa 2, estudios de ingeniería e inspección inicial:

Cuadro N°16
Montos reportados por Coopealfaro
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopealfaro (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	¢20 976,66	¢28 247,17	¢7 270,51
Gasto por materiales y suministros	¢39 000,00	¢39 000,00	¢0,00
Gasto por depreciación	¢717,78	¢717,78	¢0,00
Gasto por transporte (promedio)	¢435 207,74	¢13 896,76	-¢421 310,98
Gasto por viáticos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Costos indirectos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Otros costos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Total etapa 2	¢495 902,18	¢81 861,71	-¢414 040,47

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, donde la IE incorporó el porcentaje de cargas sociales aprobado en el ET-025-2015, así como el aguinaldo, además corrigió las fórmulas, ya que no en todos los casos el vínculo calculaba las cargas sociales, además el transporte la Intendencia lo promedia según el comportamiento de otras distribuidoras, al considerar que el gasto de la cooperativa era desproporcionado y lo asigna por etapas, la IE realiza la asignación según el comportamiento del gasto por depreciación por vehículos.

c) Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha.

- **Salarios:** Mediante el oficio GG-0047-2023, la cooperativa había asignado 310 minutos en la inspección final y puesta en marcha, sin embargo, en el formulario enviado el 01 de junio de 2023, vía correo electrónico, la distribuidora envía nuevamente el archivo "Formato SIR Interconexión" con correcciones, en el cual reportó un total de 480 minutos de salarios que se compone de personal de ingeniería, técnico, GIS y facturación.
- **Materiales y suministros:** Coopealfaro reportó un costo de ¢26,600 correspondiente a los materiales vinculantes a la inspección final y puesta en marcha.
- **Depreciación:** La cooperativa asignó 120 minutos de depreciación del activo a la computadora y vehículo, activos necesarios para atender la inspección final y puesta en marcha.
- **Transporte:** La Intendencia de Energía mediante el oficio OF-0461-IE-2023 del 17 de mayo del año en curso solicitó a Coopealfaro "enviar nuevamente la información suministrada de manera previa por etapas, en el formulario "Formato SIR Interconexión- Transporte por etapas".

Adicionalmente justificar en prosa los criterios utilizados para determinar los costos reportados en transporte”.

En el oficio GG-0047-2023, del 23 de mayo de 2023, por medio del cual se dio respuesta al oficio OF-0461-IE-2023, no se adjuntó por parte de la cooperativa el archivo solicitado de transporte por etapas.

Por lo que esta Intendencia vía correo electrónico el 25 de mayo de 2023 solicitó aclaraciones a Coopealfaro en cuanto al formulario “Formato SIR Interconexión- versión fina”, en el inciso c indicó:

“En el documento “047. COOPEALFARORUIZ-GG047-2023-firmado” se indica “Se adjunta nuevamente el formulario “Formato SIR Interconexión- Transporte por etapas”. Sobre los criterios para costos de transporte se utiliza el promedio de los kilómetros de distancia del desplazamiento a los distritos donde se brinda el servicio, el valor promedio del combustible y el promedio de litros utilizados.” Sin embargo, el mismo no se visualiza en la información aportada por su representada, por favor enviarlo.

Además, es importante aclarar que en el formulario suministrado por esta Intendencia se colocó de manera de ejemplo las provincias, pero tal y como se indicó en la presentación deben especificar por las zonas de concesión de la empresa, tal y como lo reportaron en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon”

En respuesta a la solicitud de la IE, la cooperativa por medio de correo electrónico del 01 de junio de 2023 respondió las solicitudes de los técnicos de la IE, pero no envió archivo de transporte por etapas.

Adicionalmente, en la revisión de la información aportada por la cooperativa el 01 de junio de 2023, en el archivo “Copia de Formato SIR Interconexión” hoja “transporte” la empresa reporta la siguiente información:

Detalle de las distancias y combustible

Ubicación de destino	Distancia promedio en KM	Promedio de litros requeridos de combustible por KM	Costo promedio del litro combustible	Costo promedio por viaje en combustible
Zarcero	15	5,90	737,00	¢ 65 224,50
San Ramón	30	5,90	737,00	¢ 3 121,29
Naranjo	30	5,90	737,00	¢ 3 121,29
Bajos del Toro	35	5,90	737,00	¢ 3 121,29
	0	5,90	737,00	¢ 3 121,29
	0	5,90	737,00	¢ 3 121,29
				¢ -
				¢ -
PROMEDIOS	18,3	5,90		¢ 10 103,87
PROMEDIO IDA Y VUELTA	36,7	11,80		¢ 20 207,74

Gastos de mantenimiento

Descripción	Costo unitario	Total unidades a utilizar	costo total de materiales
Aceite y Lubricantes	95 000,00	1,00	95 000,00
Llantas	80 000,00	4,00	320 000,00
	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00
		Total	415 000,00

Como se observa, la cooperativa reporta gastos de mantenimiento de vehículo por ¢415.000 y gastos de combustible por ¢20 207.74, sin embargo, es importante indicar que esta Intendencia detecta que hay un error en la fórmula del costo promedio de viaje de combustible reportado para las zonas de San Ramón, Naranjo y Bajos del Toro, ya que presentaban un vínculo a una ruta ajena a la cooperativa. Al realizar la corrección de la fórmula con los datos reportados por la Coopealfaro, el costo promedio de combustible pasa de ¢20 207.74 a ¢119 578.25.

Lo anterior, sumado al gasto de mantenimiento de la cooperativa daba como total ¢534 578,25 de gastos de transporte, el cual para esta Intendencia es desproporcionado para la atención de una solicitud de interconexión.

Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N°. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes, esta Intendencia analizó el promedio de litros

requeridos de combustible por kilómetro, reportado por Coopealfaro el cual es de 5,90 por km contra el reportado por empresas como ICE, Coopelesca, JASEC, Santos y Esph dando un promedio de $\neq 0,68$, así como el mantenimiento de vehículos, cuyo promedio es de $\neq 3\ 885,86$. No se contempla la información de CNFL y Coopeguanacaste en el análisis y promedio de datos, ya que por la forma que las empresas tenían los datos no es posible la comparación con el resto de distribuidoras.

Cuadro N° 17
Coopealfaro: promedio de litros de combustible
y mantenimiento de vehículos

Empresa	Promedio de litros requeridos de combustible por KM	Mantenimiento
ICE	0,11	7 022,65
Coopelesca	0,36	1 190,48
JASEC	1,77	0,00
Santos	0,17	8 012,00
ESPH	1,00	3 204,16
Promedio	0,68	3 885,86

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Por lo anterior, esta Intendencia no considera el dato de transporte reportado por la cooperativa, sino el promedio de acuerdo con el comportamiento de ICE, Coopelesca, JASEC, Santos y Esph, para el promedio de litros de combustible por kilómetro y gastos de mantenimiento, adicionalmente esta Intendencia considera el dato de transporte según lo indicado anteriormente y lo distribuye según el peso del gasto por depreciación de vehículos para cada una de las etapas de interconexión.

Dando como resultado que en la etapa 3 se asigna $\neq 9\ 264,50$ de gastos de transporte.

- **Viáticos:** En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, por medio del cual Coopealfaro respondió a consultas realizadas por esta Intendencia, en el documento "Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN" la cooperativa indica "Hoja de Viáticos: No se requiere de costos por viáticos debido a que las distancias son cortas por ende no son necesarios los viáticos".

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Contratos:** En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, por medio del cual Coopealfaro respondió a consultas realizadas por esta Intendencia, en el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” la cooperativa indica “Hoja de Contratos: Actualmente no se tienen contratos con terceros para estas labores.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** Esta Intendencia vía correo electrónico el 25 de mayo de 2023 solicitó a Coopealfaro “Para las hojas en las que no se reporta gasto, justifiquen porque no requieren el mismo”, sin embargo, en la respuesta de la cooperativa del 01 de junio de 2023, no se refirió a gastos indirectos, siendo responsabilidad de la cooperativa indicar todos los costos necesarios para atender la solicitud del usuario interesado en interconectarse a la red de distribución.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, al no incluirlo ni justificarlos en los costos de interconexión, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, por medio del cual Coopealfaro respondió a consultas realizadas por esta Intendencia, en el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” la cooperativa indica “Hoja Otros Costos: No se requiere de otros costos.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopealfaro y el análisis realizado por la IE, para la etapa 3, inspección final y puesta en marcha:

Cuadro N°18
Montos reportados por Coopealfaro
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopealfaro (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡23 312,79	₡31 393,01	₡8 080,21
Gasto por materiales y suministros	₡26 600,00	₡26 600,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡478,52	₡478,52	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡435 207,74	₡9 264,50	-₡425 943,23
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total etapa 3	₡485 599,05	₡67 736,03	-₡417 863,02

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, donde la IE incorporó el porcentaje de cargas sociales aprobado en el ET-025-2015, así como el aguinaldo, además corrigió las fórmulas, ya que no en todos los casos el vínculo calculaba las cargas sociales, además el transporte la Intendencia lo promedia según el comportamiento de otras distribuidoras, al considerar que el gasto de la cooperativa era desproporcionado y lo asigna por etapas, la IE realiza la asignación según el comportamiento del gasto por depreciación por vehículos.

d) Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa).

- **Salarios:** Mediante el oficio GG-0047-2023, la cooperativa había asignado 310 minutos en la inspección final y puesta en marcha, sin embargo, en el formulario enviado el 01 de junio de 2023, vía correo electrónico, la distribuidora envía nuevamente el archivo "Formato SIR Interconexión" con correcciones, en el cual reportan un total de 120 minutos de salarios que se compone de personal técnico.
- **Materiales y suministros:** Coopealfaro reportó un costo de ₡13,000 correspondiente a los materiales vinculantes a la reinspección de la solicitud de interconexión.
- **Depreciación:** La cooperativa asignó 120 minutos de depreciación del activo a la computadora y vehículo, activos necesarios para atender la reinspección de la solicitud de interconexión.

- **Transporte:** La Intendencia de Energía mediante el oficio OF-0461-IE-2023 del 17 de mayo del año en curso solicitó a Coopealfaro “enviar nuevamente la información suministrada de manera previa por etapas, en el formulario “Formato SIR Interconexión- Transporte por etapas”.

Adicionalmente justificar en prosa los criterios utilizados para determinar los costos reportados en transporte”.

En el oficio GG-0047-2023, del 23 de mayo de 2023, por medio del cual se dio respuesta al oficio OF-0461-IE-2023, no se adjuntó por parte de la cooperativa el archivo solicitado de transporte por etapas.

Por lo que esta Intendencia vía correo electrónico el 25 de mayo de 2023 solicitó aclaraciones a Coopealfaro en cuanto al formulario “Formato SIR Interconexión- versión fina”, en el inciso c indicó:

“En el documento “047. COOPEALFARORUIZ-GG047-2023-firmado” se indica “Se adjunta nuevamente el formulario “Formato SIR Interconexión- Transporte por etapas”. Sobre los criterios para costos de transporte se utiliza el promedio de los kilómetros de distancia del desplazamiento a los distritos donde se brinda el servicio, el valor promedio del combustible y el promedio de litros utilizados.” Sin embargo, el mismo no se visualiza en la información aportada por su representada, por favor enviarlo.

Además, es importante aclarar que en el formulario suministrado por esta Intendencia se colocó de manera de ejemplo las provincias, pero tal y como se indicó en la presentación deben especificar por las zonas de concesión de la empresa, tal y como lo reportaron en el formulario “Formularios otros gastos, rentabilidad, inversiones y canon”

En respuesta a la solicitud de la IE, la cooperativa por medio de correo electrónico del 01 de junio de 2023 respondió las solicitudes de los técnicos de la IE, pero no envió archivo de transporte por etapas.

Adicionalmente, en la revisión de la información aportada por la cooperativa el 01 de junio de 2023, en el archivo “Copia de Formato SIR Interconexión” hoja “transporte” la empresa reporta la siguiente información:

Detalle de las distancias y combustible

Ubicación de destino	Distancia promedio en KM	Promedio de litros requeridos de combustible por KM	Costo promedio del litro combustible	Costo promedio por viaje en combustible
Zarcero	15	5,90	737,00	¢ 65 224,50
San Ramón	30	5,90	737,00	¢ 3 121,29
Naranjo	30	5,90	737,00	¢ 3 121,29
Bajos del Toro	35	5,90	737,00	¢ 3 121,29
	0	5,90	737,00	¢ 3 121,29
	0	5,90	737,00	¢ 3 121,29
				¢ -
				¢ -
PROMEDIOS	18,3	5,90		¢ 10 103,87
PROMEDIO IDA Y VUELTA	36,7	11,80		¢ 20 207,74

Gastos de mantenimiento

Descripción	Costo unitario	Total unidades a utilizar	costo total de materiales
Aceite y Lubricantes	95 000,00	1,00	95 000,00
Llantas	80 000,00	4,00	320 000,00
	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00
		Total	415 000,00

Como se observa, la cooperativa reporta gastos de mantenimiento de vehículo por ¢415.000 y gastos de combustible por ¢20 207.74, sin embargo, es importante indicar que esta Intendencia detecta que hay un error en la fórmula del costo promedio de viaje de combustible reportado para las zonas de San Ramón, Naranjo y Bajos del Toro, ya que presentaban un vínculo a una ruta ajena a la cooperativa. Al realizar la corrección de la fórmula con los datos reportados por la Coopealfaro, el costo promedio de combustible pasa de ¢20 207.74 a ¢119 578.25.

Lo anterior, sumado al gasto de mantenimiento de la cooperativa daba como total ¢534 578,25 de gastos de transporte, el cual para esta Intendencia es desproporcionado para la atención de una solicitud de interconexión.

Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N°. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes, esta Intendencia analizó el promedio de litros

requeridos de combustible por kilómetro, reportado por Coopealfaro el cual es de 5,90 por km contra el reportado por empresas como ICE, Coopesca, JASEC, Santos y Esph dando un promedio de \neq 0,68, así como el mantenimiento de vehículos, cuyo promedio es de \neq 3 885,86. No se contempla la información de CNFL y Coopeguanacaste en el análisis y promedio de datos, ya que por la forma que las empresas tenían los datos no es posible la comparación con el resto de distribuidoras.

Cuadro N° 19
Coopealfaro: promedio de litros de combustible
y mantenimiento de vehículos

Empresa	Promedio de litros requeridos de combustible por KM	Mantenimiento
ICE	0,11	7 022,65
Coopesca	0,36	1 190,48
JASEC	1,77	0,00
Santos	0,17	8 012,00
ESPH	1,00	3 204,16
Promedio	0,68	3 885,86

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Por lo anterior, esta Intendencia no considera el dato de transporte reportado por la cooperativa, sino el promedio de acuerdo con el comportamiento de ICE, Coopesca, JASEC, Santos y Esph, para el promedio de litros de combustible por kilómetro y gastos de mantenimiento, adicionalmente esta Intendencia considera el dato de transporte según lo indicado anteriormente y lo distribuye según el peso del gasto por depreciación de vehículos para cada una de las etapas de interconexión.

Dando como resultado que en la etapa 1 no se asigna gastos de transporte, siendo que la empresa no reporta depreciación vehículos para la solicitud de interconexión.

- **Viáticos:** En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, por medio del cual Coopealfaro responde a consultas realizadas por esta Intendencia, en el documento "Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN" la cooperativa indica "Hoja de Viáticos: No se requiere de costos por viáticos debido a que las distancias son cortas por ende no son necesarios los viáticos".

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Contratos:** En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, por medio del cual Coopealfaro responde a consultas realizadas por esta Intendencia, en el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” la cooperativa indica “Hoja de Contratos: Actualmente no se tienen contratos con terceros para estas labores.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** Esta Intendencia vía correo electrónico el 25 de mayo de 2023 solicitó a CoopeAlfaro Ruiz “Para las hojas en las que no se reporta gasto, justifiquen porque no requieren el mismo”, sin embargo, en la respuesta de la cooperativa del 01 de junio de 2023, no se refirió a gastos indirectos, siendo responsabilidad de la cooperativa indicar todos los costos necesarios para atender la solicitud del usuario interesado en interconectarse a la red de distribución.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, al no incluirlo ni justificarlos en los costos de interconexión, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, por medio del cual Coopealfaro responde a consultas realizadas por esta Intendencia, en el documento “Aclaraciones OF-0461-IE-2023_A COOPEALFARO INFORMACION ADICIONAL GENERACIÓN” la cooperativa indica “Hoja Otros Costos: No se requiere de otros costos.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopealfaro y el análisis realizado por la IE, para la etapa 4, reinspección:

Cuadro N°20
Montos reportados por Coopealfaro
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopealfaro (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	∅5 234,44	∅7 048,70	∅1 814,26
Gasto por materiales y suministros	∅13 000,00	∅13 000,00	∅0,00
Gasto por depreciación	∅478,52	∅478,52	∅0,00
Gasto por transporte (promedio)	∅435 207,74	∅9 264,50	-∅425 943,23
Gasto por viáticos	∅0,00	∅0,00	∅0,00
Gasto por contratos a terceros	∅0,00	∅0,00	∅0,00
Costos indirectos	∅0,00	∅0,00	∅0,00
Otros costos	∅0,00	∅0,00	∅0,00
Total etapa 4	∅453 920,70	∅29 791,72	-∅424 128,97

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, donde la IE incorporó el porcentaje de cargas sociales aprobado en el ET-025-2015, así como el aguinaldo, además corrigió las fórmulas, ya que no en todos los casos el vínculo calculaba las cargas sociales, además el transporte la Intendencia lo promedia según el comportamiento de otras distribuidoras, al considerar que el gasto de la cooperativa era desproporcionado y lo asigna por etapas, la IE realiza la asignación según el comportamiento del gasto por depreciación por vehículos.

e) Indexación de los costos

El modelo general para determinar los costos asociados a cada una de las etapas de interconexión está enfocado en el periodo T+1, sin embargo, en el apartado 3.2 Aplicación por primera vez, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar la tarifa de costos de interconexión con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el ultimo estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan. Cabe recordar que en la sección 2.2 se indica que: "Los costos de cada rubro serán

estimados para el respectivo periodo siguiendo los criterios de proyección establecidos en la sección 3.1 de la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.”

Se debe recordar que las reglas contempladas en la sección 3.2 para el cálculo por primera vez, incorporan elementos que permiten a la Intendencia solventar limitaciones de información propias de un proceso de transición, en donde no se cuenta con todos los datos requeridos por el modelo. No obstante, es importante señalarle que el resto de las disposiciones de la metodología están vigentes y son aplicables, aún en el contexto de aplicación por primera vez, tal es el caso de la indexación de costos, siguiendo lo establecido en sección 2.2 antes mencionada.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de Coopealfaro el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2016, por lo que esta Intendencia estima los valores al 2023 según la variación promedio anual del índice de precios al consumidor.

Cuadro N°21
Coopealfaro: costos de cada etapa para el período 2023
--Cifras en colones--

Etapa	Detalle de la cuenta	Total 2016 1 solicitud	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Etapa 1: solicitud de interconexión	Gasto por salarios	1 589,13	1 630,03	1 663,08	1 688,40	1 703,47	1 759,68	1 898,27	1 921,05
	Gasto por materiales y suministros	2 875,00	2 921,74	2 986,64	3 049,24	3 071,35	3 124,34	3 382,89	3 426,14
	Gasto por depreciación	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79
	Gasto por transporte (promedio)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gasto por viáticos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gasto por contratos a terceros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Costos indirectos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Otros costos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total etapa 1	4 469,92	4 557,56	4 655,50	4 743,43	4 780,60	4 889,80	5 286,95	5 352,98
Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección	Gasto por salarios	28 247,17	28 974,29	29 561,67	30 011,73	30 279,57	31 278,79	33 742,31	34 147,22
	Gasto por materiales y suministros	39 000,00	39 634,03	40 514,38	41 363,64	41 663,46	42 382,30	45 889,65	46 476,35
	Gasto por depreciación	717,78	717,78	717,78	717,78	717,78	717,78	717,78	717,78
	Gasto por transporte (promedio)	13 896,76	14 122,68	14 436,37	14 738,99	14 845,82	15 101,96	16 351,72	16 560,78
	Gasto por viáticos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gasto por contratos a terceros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Costos indirectos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Otros costos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total etapa 2	81 861,71	83 448,78	85 230,20	86 832,13	87 506,63	89 480,83	96 701,47	97 902,13
Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha	Gasto por salarios	31 393,01	32 201,10	32 853,90	33 354,07	33 651,74	34 762,25	37 500,13	37 950,13
	Gasto por materiales y suministros	26 600,00	27 032,44	27 632,89	28 212,13	28 416,62	28 906,90	31 299,09	31 699,25
	Gasto por depreciación	478,52	478,52	478,52	478,52	478,52	478,52	478,52	478,52
	Gasto por transporte (promedio)	9 264,50	9 415,12	9 624,25	9 825,99	9 897,21	10 067,97	10 901,15	11 040,52
	Gasto por viáticos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gasto por contratos a terceros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Costos indirectos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Otros costos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total etapa 3	67 736,03	69 127,18	70 589,55	71 870,71	72 444,09	74 215,64	80 178,89	81 168,42
Etapa 4: Reinspección	Gasto por salarios	7 048,70	7 230,14	7 376,71	7 489,02	7 555,86	7 805,20	8 419,94	8 520,98
	Gasto por materiales y suministros	13 000,00	13 211,34	13 504,79	13 787,88	13 887,82	14 127,43	15 296,55	15 492,12
	Gasto por depreciación	478,52	478,52	478,52	478,52	478,52	478,52	478,52	478,52
	Gasto por transporte (promedio)	9 264,50	9 415,12	9 624,25	9 825,99	9 897,21	10 067,97	10 901,15	11 040,52
	Gasto por viáticos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gasto por contratos a terceros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Costos indirectos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Otros costos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total etapa 4	29 791,72	30 335,12	30 984,27	31 581,41	31 819,41	32 479,12	35 096,15	35 32,13

f) Cargos de interconexión anualizados

Esta Intendencia consultó a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, producto que en el apartado “2.1 Fórmula general del método de cálculo”, se refiere DER o interesado que requiera conectarse a la red de distribución, posteriormente la fórmula 1.0 indica:

“Los cargos de cada etapa (variables $CSInt+1,e$, $CElt+1,e$, $CIFPt+1,e$ y $CRIlt+1,e$) corresponden a cargos máximos (o tope) que podrá cobrar la empresa eléctrica respectiva. El cobro de los cargos descritos en la fórmula 1.0 se consideran de forma individual. Para todas las etapas listadas, estos cargos se aprobarán para todas las empresas distribuidoras del país.”

Lo anterior se interpreta que la aplicación corresponde de forma individual, valores para 1 solicitud del usuario interesado en interconectarse a la red de distribución. Sin embargo, en el apartado “3.2 Aplicación por primera vez” se indica:

“La IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología solicitará mediante formularios a las empresas distribuidoras la información de los costos anuales correspondientes a cada una de las etapas.”

Por lo que se solicitó aclarar si la información para la aplicación de la fijación tarifaria relacionada a los cargos de interconexión con la red de distribución debe ser para 1 solicitud o datos anuales.

A lo que la fuerza de tarea indicó:

“De conformidad con la metodología, la información que se requiere es desagregada por cada servicio o solicitud de interconexión y cada uno de los cargos de interconexión que se observan en la fórmula 1.0. La sumatoria de los costos anuales refleja los costos asociados a la cantidad de servicios que se atendieron, de modo que se puede calcular el cargo por servicio. Así, para todos los ajustes tarifarios se requiere la información con el nivel de detalle descrito y en consecuencia corresponde solicitarlo de esta manera a las empresas.”

Por lo anterior, la IE solicitó a Coopealfaro que indicará cuantas solicitudes de interconexión estiman que se tramitarán para el 2023, siendo la respuesta de la distribuidora de 4 solicitudes; por lo anterior la IE procedió a multiplicar los valores solicitados mediante el formulario “Formato SIR Interconexión” por la cantidad de solicitudes estimadas por la empresa, resultando para cada una de las etapas para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos los siguientes datos anuales:

Cuadro N°22
Coopealfaro: costos anualizados de cada etapa
para el período 2023
--Cifras en colones--

Etapa	Detalle de la cuenta	Datos Anualizados
Etapa 1: solicitud de interconexión	Gasto por salarios	7 684,21
	Gasto por materiales y suministros	13 704,56
	Gasto por depreciación	23,15
	Gasto por transporte (promedio)	0,00
	Gasto por viáticos	0,00
	Gasto por contratos a terceros	0,00
	Costos indirectos	0,00
	Otros costos	0,00
	Total etapa 1	21 411,92
Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección	Gasto por salarios	136 588,89
	Gasto por materiales y suministros	185 905,40
	Gasto por depreciación	2 871,11
	Gasto por transporte (promedio)	66 243,13
	Gasto por viáticos	0,00
	Gasto por contratos a terceros	0,00
	Costos indirectos	0,00
	Otros costos	0,00
	Total etapa 2	391 608,53
Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha	Gasto por salarios	151 800,52
	Gasto por materiales y suministros	126 797,02
	Gasto por depreciación	1 914,07
	Gasto por transporte (promedio)	44 162,08
	Gasto por viáticos	0,00
	Gasto por contratos a terceros	0,00
	Costos indirectos	0,00
	Otros costos	0,00
	Total etapa 3	324 673,70
Etapa 4: Reinspección	Gasto por salarios	34 083,90
	Gasto por materiales y suministros	61 968,47
	Gasto por depreciación	1 914,07
	Gasto por transporte (promedio)	44 162,08
	Gasto por viáticos	0,00
	Gasto por contratos a terceros	0,00
	Costos indirectos	0,00
	Otros costos	0,00
	Total etapa 4	142 128,53

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

iv. Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)

La empresa, determinó los costos y gastos relacionados con cada una de las etapas de interconexión a las redes de distribución de energía eléctrica, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-087-2020, mediante la resolución RE-0019-IE-2021, recurso RE-0026-IE-2021 y posterior recurso de Junta Directiva mediante la resolución RE-0022-IE-2023.

La IE, luego de revisar la información aportada por JASEC, le solicitó mediante el oficio OF-0470-IE-2023 aclaraciones específicamente al tratamiento de salarios, depreciación, transporte y costos indirectos, la empresa mediante el oficio GG-405-2023, remite nuevamente los formularios con los criterios utilizados para determinar cada una de las cuentas de gasto solicitadas en el respectivo formulario.

Posteriormente, el 26 de mayo de 2023, mediante correo electrónico la IE, requirió ampliación de la información aportada por la distribuidora, entre los cuales se le solicitó: “Para las hojas en las que no se reporta gasto, en cada una de ellas, justifique porque no requiere el mismo.” El 07 de junio de 2023, JASEC vía correo electrónico, da respuesta a los requerimientos solicitados.

Esta Intendencia analizó la justificación suministrada por la empresa con relación a lo indicado en la metodología en RE-0076-JD-2023 en el apartado “3.3 Imputación de datos” y a las consultas realizadas a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, los cuales indicaron: “De conformidad con la metodología, se asegura la existencia de montos para todas las empresas y etapas, en el caso de valores ignorados, que se encuentren de forma agregada o representen cantidades que no se pueden observar, por medio de la imputación de datos. Así, el aplicador decidirá en qué forma usar esta posibilidad y el método por aplicar, en función de los parámetros técnicos que correspondan y los datos que disponga para la fijación tarifaria”

Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 4 inciso b) y c) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N°7593.

[...] Son objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora:

[...]

b. Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos

c. Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley. [...]

El artículo 3 inciso b de la Ley 7593 determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad (principio de servicio al costo), de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la misma Ley.

Por su parte, el artículo 31 establece una discrecionalidad técnica en favor de la Autoridad Reguladora que la faculta a que los análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios de las fijaciones tarifarias se hagan con el modelo o metodología que mejor se adapte a las necesidades del servicio, a efecto de que se brinde en condiciones competitivas y a costos adecuados para el usuario o consumidor, debiendo contemplar al momento de fijar las tarifas de los servicios públicos el equilibrio financiero en la prestación del servicio.

El artículo 32 de la Ley 7593, establece que para la fijación tarifaria no se aceptarán como costos, entre otros las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio y los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Por lo anterior, los técnicos de la IE, en el ejercicio de sus facultades y competencias, no imputaron datos que la empresa no solicita en sus costos de interconexión, en apego al principio de servicio al costo y equilibrio financiero, imputar un valor que la empresa expresó no requerir, atenta contra el principio de servicio al costo establecido en la Ley 7593, por lo que no existe fundamento técnico para incluirlos como parte de los costos de interconexión en la presente fijación tarifaria.

A continuación, se detallan los resultados en cada una de las etapas de interconexión, así como los aspectos más relevantes para cada una de las cuentas de costo y gastos que reporta JASEC:

a) Etapa 1: Solicitud de interconexión.

- **Salarios:** Para la solicitud de interconexión la empresa reportó 139 minutos que desempeñará a generación distribuida un Ingeniero.
- **Materiales y suministros:** En el documento “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: “JASEC no incurre en gastos ya que el cliente pone el medidor de su generador.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Depreciación:** La empresa asignó 120 minutos de uso de una computadora para atender la solicitud de interconexión.

- **Transporte:** La Intendencia por medio del oficio OF-0470-IE-2023, solicitó a JASEC enviar el transporte por etapas, la empresa mediante correo electrónico del 23 de mayo de 2023 envía la información solicitada, esta Intendencia considera ese dato de JASEC para la estimación de transporte, siendo que es información elaborada por los técnicos de JASEC y que fue sometida a análisis por parte de esta Intendencia, sin embargo, esta última información fue omitida por la empresa en la última versión del formulario “Formato SIR interconexión” enviado el 07 de junio del año en curso.
- **Viáticos:** En el documento “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: “por la zona servida de JASEC, es difícil que se paguen viáticos a cuadrillas, lo generalmente reconocido es gastos de alimentación para paros o labores de averías generalmente, por lo que en medición no se aplica este gasto y menos en generación distribuida.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Contratos:** En el documento “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: “en esta hoja se nos aclaró que son contratos con terceros para brindar servicios, y como el personal de JASEC es el que atiende la generación distribuida, no hay contratos con terceros.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** En el documento “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: “no se incluyen ya que es una labor puntual específica tanto del profesional que atiende al cliente como la cuadrilla que atiende de vez en cuando que sale un contrato de generación distribuida.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** En la información aportada por JASEC, indicó que no requieren otros costos para la etapa 1.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por JASEC y el análisis realizado por la IE, para la etapa 1, solicitud de interconexión:

Cuadro N°23
Montos reportados por JASEC
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	JASEC (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡13 695,74	₡13 695,74	₡0,00
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡104,17	₡104,17	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡1 205,69	₡10 202,14	₡8 996,45
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total etapa 1	₡15 005,59	₡24 002,04	₡8 996,45

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la distribuidora y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por transporte, donde la IE incorporó al archivo final la información suministrada por la empresa el 23 de mayo de 2023, y que fue omitida por el petente en la información enviada el 07 de junio de 2023.

b) Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial.

- **Salarios:** Para esta etapa la distribuidora asignó un total de 762 minutos entre personal técnico en redes eléctricas, ingenieros y asistente técnico.
- **Materiales y suministros:** En el documento “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: “JASEC no incurre en gastos ya que el cliente pone el medidor de su generador.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593

- **Depreciación:** La empresa utilizó para la etapa de estudios de ingeniería e inspección inicial activos como vehículos, computador, arnés de seguridad, multímetro, escalera y compresionadora, a los cuales asigna un uso de 160 minutos a cada uno para determinar el costo proporcional de la depreciación.
- **Transporte:** La Intendencia por medio del oficio OF-0470-IE-2023, solicitó a JASEC enviar el transporte por etapas, el cual la empresa mediante correo electrónico del 23 de mayo de 2023 envió la información solicitada, esta Intendencia considera ese dato de JASEC para la estimación de transporte, siendo que es información elaborada por los técnicos de JASEC y que fue sometida a análisis por parte de esta Intendencia, sin embargo, esta última información fue omitida por la empresa en la última versión del formulario "Formato SIR Interconexion" enviado el 07 de junio del año en curso.
- **Viáticos:** En el documento "Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida" enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: "por la zona servida de JASEC, es difícil que se paguen viáticos a cuadrillas, lo generalmente reconocido es gastos de alimentación para paros o labores de averías generalmente, por lo que en medición no se aplica este gasto y menos en generación distribuida."

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Contratos:** En el documento "Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida" enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: "en esta hoja se nos aclaró que son contratos con terceros para brindar servicios, y como el personal de JASEC es el que atiende la generación distribuida, no hay contratos con terceros."

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** En el documento "Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida" enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: "no se incluyen ya que es una labor puntual específica tanto del profesional que atiende al cliente como la cuadrilla que atiende de vez en cuando que sale un contrato de generación distribuida."

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** En la información aportada por JASEC, asignan costos por ₡1 078,57 en los que destaca gastos por revisión técnica vehicular, pólizas de vehículos y derechos de circulación.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por JASEC y el análisis realizado por la IE, para la etapa 2, estudios de ingeniería e inspección inicial:

Cuadro N°24
Montos reportados por JASEC
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	JASEC (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡73 931,40	₡73 931,40	₡0,00
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡1 488,31	₡1 488,31	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡1 205,69	₡10 202,14	₡8 996,45
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡1 078,57	₡1 078,57	₡0,00
Total etapa 2	₡77 703,97	₡86 700,42	₡8 996,45

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la distribuidora y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por transporte, donde la IE incorporó al archivo final la información suministrada por la empresa el 23 de mayo de 2023, y que fue omitida por el petente en la información enviada el 07 de junio de 2023.

c) Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha.

- **Salarios:** La empresa asignó 766 minutos para atender esta etapa de interconexión a las redes de distribución, entre personal asistente técnico, ingenieros y técnicos en redes eléctricas.
- **Materiales y suministros:** En el documento “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: “JASEC no incurre en gastos ya que el cliente pone el medidor de su generador.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593

- **Depreciación:** *La empresa utilizó para la etapa de inspección final y puesta en marcha, activos como vehículos, arnés de seguridad, multímetro, escalera y compresionadora, a los cuales asigna un uso de 246 minutos a cada uno para determinar el costo proporcional de la depreciación, mientras que a la computadora le asigna un uso de 156 minutos. Es importante indicar que en el formulario había celdas con valores en cero, lo que alteraba el cálculo de JASEC, la Intendencia procede hacer la corrección de la herramienta, generando diferencias entre lo solicitado por la empresa distribuidora y lo reconocido por los técnicos de la IE.*
- **Transporte:** *La Intendencia por medio del oficio OF-0470-IE-2023, solicitó a JASEC enviar el transporte por etapas, el cual la empresa mediante correo electrónico del 23 de mayo de 2023 envió la información solicitada, esta Intendencia considera ese dato de JASEC para la estimación de transporte, siendo que es información elaborada por los técnicos de JASEC y que fue sometida a análisis por parte de esta Intendencia, sin embargo, esta última información fue omitida por la empresa en la última versión del formulario “Formato SIR interconexión” enviado el 07 de junio del año en curso.*
- **Viáticos:** *En el documento “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: “por la zona servida de JASEC, es difícil que se paguen viáticos a cuadrillas, lo generalmente reconocido es gastos de alimentación para paros o labores de averías generalmente, por lo que en medición no se aplica este gasto y menos en generación distribuida.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Contratos:** *En el documento “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: “en esta hoja se nos aclaró que son contratos con terceros para brindar servicios, y como el personal de JASEC es el que atiende la generación distribuida, no hay contratos con terceros.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** En el documento “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: “no se incluyen ya que es una labor puntual específica tanto del profesional que atiende al cliente como la cuadrilla que atiende de vez en cuando que sale un contrato de generación distribuida.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** En la información aportada por JASEC, asignan costos por ₡2 797,17 en los que destaca gastos por revisión técnica vehicular, pólizas de vehículos y derechos de circulación.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por JASEC y el análisis realizado por la IE, para la etapa 3, inspección final y puesta en marcha:

Cuadro N°25
Montos reportados por JASEC
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	JASEC (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡76 223,35	₡76 223,35	₡0,00
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡1 817,81	₡2 210,16	₡392,35
Gasto por transporte (promedio)	₡1 205,69	₡9 181,93	₡7 976,24
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡2 797,17	₡2 797,17	₡0,00
Total etapa 3	₡82 044,02	₡90 412,60	₡8 368,58

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la distribuidora y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por transporte, donde la IE incorporó al archivo final la información suministrada por la empresa el 23 de mayo

de 2023, y que fue omitida por el petente en la información enviada el 07 de junio de 2023, así mismo se corrigió la fórmula de depreciación que presentaba valores en cero.

d) Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa).

- **Salarios:** La empresa asignó 641 minutos para atender esta etapa de interconexión a las redes de distribución, entre personal asistente técnico, ingenieros y técnicos en redes eléctricas. Es importante indicar que en los cálculos de JASEC para esta etapa no se estaba contemplando la fórmula de cargas sociales para todas las clases de puesto, generando una diferencia con los valores de la IE después de efectuar la corrección.
- **Materiales y suministros:** En el documento “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: “JASEC no incurre en gastos ya que el cliente pone el medidor de su generador.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Depreciación:** La empresa utilizó para la etapa de reinspección, activos como vehículos, computadora, arnés de seguridad, multímetro, escalera y compresionadora, a los cuales asigna un uso de 215 minutos a cada uno para determinar el costo proporcional de la depreciación, es importante indicar que en el formulario habían celdas con valores en cero, lo que alteraba el cálculo de JASEC, la Intendencia procede hacer la corrección de la herramienta, generando diferencias entre lo solicitado por la empresa distribuidora y lo reconocido por los técnicos de la IE.
- **Transporte:** La Intendencia por medio del oficio OF-0470-IE-2023, solicitó a JASEC enviar el transporte por etapas, el cual la empresa mediante correo electrónico del 23 de mayo de 2023 envió la información solicitada, esta Intendencia considera ese dato de JASEC para la estimación de transporte, siendo que es información elaborada por los técnicos de JASEC y que fue sometida a análisis por parte de esta Intendencia, sin embargo, esta última información fue omitida por la empresa en la última versión del formulario “Formato SIR interconexión” enviado el 07 de junio del año en curso.
- **Viáticos:** En el documento “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: “por la zona servida de JASEC, es difícil que se

paguen viáticos a cuadrillas, lo generalmente reconocido es gastos de alimentación para paros o labores de averías generalmente, por lo que en medición no se aplica este gasto y menos en generación distribuida.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Contratos:** *En el documento “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: “en esta hoja se nos aclaró que son contratos con terceros para brindar servicios, y como el personal de JASEC es el que atiende la generación distribuida, no hay contratos con terceros.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** *En el documento “Respuestas a ARESEP sobre Formularios de Generación Distribuida” enviado por correo electrónico el 07 de junio del año en curso, le empresa indicó: “no se incluyen ya que es una labor puntual específica tanto del profesional que atiende al cliente como la cuadrilla que atiende de vez en cuando que sale un contrato de generación distribuida.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** *En la información aportada por JASEC, asignan costos por \$2 690,50 en los que destaca gastos por revisión técnica vehicular, pólizas de vehículos y derechos de circulación.*

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por JASEC y el análisis realizado por la IE, para la etapa 4, reinspección:

Cuadro N°26
Montos reportados por JASEC
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	JASEC (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡61 975,09	₡64 480,41	₡2 505,32
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡0,00	₡1 999,92	₡1 999,92
Gasto por transporte (promedio)	₡1 205,69	₡9 181,93	₡7 976,24
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡2 690,50	₡2 690,50	₡0,00
Total etapa 4	₡65 871,28	₡78 352,76	₡12 481,48

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la distribuidora y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por transporte, donde la IE incorporó al archivo final la información suministrada por la empresa el 23 de mayo de 2023, y que fue omitida por el petente en la información enviada el 07 de junio de 2023, así mismo se corrigió la fórmula de depreciación que presentaba valores en cero y en salarios que para uno de los puestos la fórmula no estaba contemplando cargas sociales.

e) Indexación de los costos

El modelo general para determinar los costos asociados a cada una de las etapas de interconexión está enfocado en el periodo T+1, sin embargo, en el apartado “3.2 Aplicación por primera vez”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar la tarifa de costos de interconexión con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el ultimo estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea contesto:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan. Cabe recordar que en la sección 2.2 se indica que: "Los costos de cada rubro serán estimados para el respectivo periodo siguiendo los criterios de proyección

establecidos en la sección 3.1 de la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.”

Se debe recordar que las reglas contempladas en la sección 3.2 para el cálculo por primera vez, incorporan elementos que permiten a la Intendencia solventar limitaciones de información propias de un proceso de transición, en donde no se cuenta con todos los datos requeridos por el modelo. No obstante, es importante señalarle que el resto de las disposiciones de la metodología están vigentes y son aplicables, aún en el contexto de aplicación por primera vez, tal es el caso de la indexación de costos, siguiendo lo establecido en sección 2.2 antes mencionada.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de JASEC el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2022, por lo que esta Intendencia estima los valores al 2023 según los parámetros económicos anteriormente descritos.

Cuadro N° 27
JASEC: costos de cada etapa
para el período 2023
--Cifras en colones--

Etapa	Detalle de la cuenta	Total costos (2022) 1 solicitud	T+ 1 (2023)
Etapa 1: solicitud de interconexión	Gasto por salarios	₡13 695,74	₡13 860,09
	Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00
	Gasto por depreciación	₡104,17	₡104,17
	Gasto por transporte (promedio)	₡10 202,14	₡10 332,57
	Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00	₡0,00
	Otros costos	₡0,00	₡0,00
	Total etapa 1	₡24 002,04	₡24 296,83
Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección	Gasto por salarios	₡73 931,40	₡74 818,57
	Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00
	Gasto por depreciación	₡1 488,31	₡1 488,31
	Gasto por transporte (promedio)	₡10 202,14	₡10 332,57
	Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00	₡0,00
	Otros costos	₡1 078,57	₡1 092,36
	Total etapa 2	₡86 700,42	₡87 808,89
Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha	Gasto por salarios	₡76 223,35	₡77 138,03
	Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00
	Gasto por depreciación	₡2 210,16	₡2 210,16
	Gasto por transporte (promedio)	₡9 181,93	₡9 299,32
	Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	0,00	0,00
	Costos indirectos	0,00	0,00
	Otros costos	₡2 797,17	₡2 832,94
	Total etapa 3	₡90 412,60	₡91 568,53
Etapa 4: Reinspección	Gasto por salarios	₡64 480,41	₡65 254,18
	Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00
	Gasto por depreciación	₡1 999,92	₡1 999,92
	Gasto por transporte (promedio)	₡9 181,93	₡9 299,32
	Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00	₡0,00
	Otros costos	₡2 690,50	₡2 724,90
	Total etapa 4	₡78 352,76	₡79 354,50

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

f) Cargos de interconexión anualizados

Esta Intendencia consultó a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, producto que en el apartado “2.1 Fórmula general del método de cálculo,” se refiere DER o interesado que requiera conectarse a la red de distribución, posteriormente la fórmula 1.0 indica:

“Los cargos de cada etapa (variables $CS_{Int+1,e}$, $CE_{It+1,e}$, $CIFP_{t+1,e}$ y $CR_{It+1,e}$) corresponden a cargos máximos (o tope) que podrá cobrar la empresa eléctrica respectiva. El cobro de los cargos descritos en la fórmula 1.0 se consideran de forma individual. Para todas las etapas listadas, estos cargos se aprobarán para todas las empresas distribuidoras del país.”

Lo anterior se interpreta que la aplicación corresponde de forma individual, valores para 1 solicitud del usuario interesado en interconectarse a la red de distribución. Sin embargo, en el apartado “3.2 Aplicación por primera vez” se indica:

“La IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología solicitará mediante formularios a las empresas distribuidoras la información de los costos anuales correspondientes a cada una de las etapas.”

Por lo que se solicitó aclarar si la información para la aplicación de la fijación tarifaria relacionada a los cargos de interconexión con la red de distribución debe ser para 1 solicitud o datos anuales.

A lo que la fuerza de tarea indicó:

“De conformidad con la metodología, la información que se requiere es desagregada por cada servicio o solicitud de interconexión y cada uno de los cargos de interconexión que se observan en la fórmula 1.0. La sumatoria de los costos anuales refleja los costos asociados a la cantidad de servicios que se atendieron, de modo que se puede calcular el cargo por servicio. Así, para todos los ajustes tarifarios se requiere la información con el nivel de detalle descrito y en consecuencia corresponde solicitarlo de esta manera a las empresas.”

Por lo anterior, la IE solicitó a JASEC que indicará cuantas solicitudes de interconexión estiman que se tramitarán para el 2023, siendo la respuesta de la distribuidora de 21 solicitudes; 14 que están en estudio a mayo 2023 y un cliente por mes de julio a diciembre 2023, comportamiento histórico; por lo anterior la IE procedió a multiplicar los valores solicitados mediante el formulario “Formato SIR Interconexión” por la cantidad de solicitudes estimadas por la empresa, siendo el resultado para cada una de las etapas para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos los siguientes datos anuales:

Cuadro N°28
JASEC: costos anualizados de cada etapa
para el período 2023
--Cifras en colones--

Etapa	Detalle de la cuenta	Datos Anualizados
Etapa 1: solicitud de interconexión	Gasto por salarios	₡291 061,84
	Gasto por materiales y suministros	₡0,00
	Gasto por depreciación	₡2 187,50
	Gasto por transporte (promedio)	₡216 984,06
	Gasto por viáticos	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00
	Otros costos	₡0,00
	Total etapa 1	₡510 233,40
Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección	Gasto por salarios	₡1 571 190,03
	Gasto por materiales y suministros	₡0,00
	Gasto por depreciación	₡31 254,58
	Gasto por transporte (promedio)	₡216 984,06
	Gasto por viáticos	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00
	Otros costos	₡22 939,58
	Total etapa 2	₡1 843 986,67
Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha	Gasto por salarios	₡1 619 898,60
	Gasto por materiales y suministros	₡0,00
	Gasto por depreciación	₡46 413,29
	Gasto por transporte (promedio)	₡195 285,65
	Gasto por viáticos	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	0,00
	Costos indirectos	0,00
	Otros costos	₡59 491,66
	Total etapa 3	₡1 922 939,21
Etapa 4: Reinspección	Gasto por salarios	₡1 370 337,68
	Gasto por materiales y suministros	₡0,00
	Gasto por depreciación	₡41 998,34
	Gasto por transporte (promedio)	₡195 285,65
	Gasto por viáticos	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00
	Otros costos	₡57 222,91
	Total etapa 4	₡1 666 444,55

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

v. Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R. L. (Coopesantos)

La empresa determinó los costos y gastos relacionados con cada una de las etapas de interconexión a las redes de distribución de energía eléctrica, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-008-2020, mediante la resolución RE-042-2020, por parte de este ente regulador.

La IE, mediante el oficio OF-0484-IE-2023, reiteró a la cooperativa la importancia de cumplir con las obligaciones estipuladas en la Ley 7593, en cuanto al suministro de información solicitada por Aresep, en cuanto al envío de los formularios para la implementación de lo dispuesto en la Ley 10086, según la resolución RE-0076-JD-2023, así como aspectos específicos que la información debía cumplir para el tratamiento de salarios, depreciación, transporte, entre otros.

El 15 de mayo de 2023, Coopesantos informa que la información requerida se agregó a la FTP de Aresep.

La IE, luego de revisar la información aportada por Coopesantos, le solicitó una reunión para el análisis de la información enviada, posteriormente el 02 de junio de 2023, la cooperativa informa que agregaron nuevamente a la FTP los formularios corregidos así como un documento de justificaciones.

Esta Intendencia analizó la información suministrada por la empresa con relación a lo indicado en la metodología en RE-0076-JD-2023 en el apartado “3.3 Imputación de datos” y a las consultas realizadas a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, los cuales indicaron: “De conformidad con la metodología, se asegura la existencia de montos para todas las empresas y etapas, en el caso de valores ignorados, que se encuentren de forma agregada o representen cantidades que no se pueden observar, por medio de la imputación de datos. Así, el aplicador decidirá en qué forma usar esta posibilidad y el método por aplicar, en función de los parámetros técnicos que correspondan y los datos que disponga para la fijación tarifaria”

Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 4 inciso b) y c) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N°7593.

[...] Son objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora:

b. Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos

c. Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley. [...]

El artículo 3 inciso b de la ley 7593 determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad (principio de servicio al costo), de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la misma Ley.

Por su parte, el artículo 31 establece una discrecionalidad técnica en favor de la Autoridad Reguladora que la faculta a que los análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios de las fijaciones tarifarias se hagan con el modelo o metodología que mejor se adapte a las necesidades del servicio, a efecto de que se brinde en condiciones competitivas y a costos adecuados para el usuario o consumidor, debiendo contemplar al momento de fijar las tarifas de los servicios públicos el equilibrio financiero en la prestación del servicio.

El artículo 32 de la Ley 7593, establece que para la fijación tarifaria no se aceptarán como costos, entre otros las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio y los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Por lo anterior, los técnicos de la IE, en el ejercicio de sus facultades y competencias, no imputaron datos que la empresa no solicita en sus costos de interconexión, en apego al principio de servicio al costo y equilibrio financiero, imputar un valor que la empresa expresó no requerir, atenta contra el principio de servicio al costo establecido en la Ley 7593, por lo que no existe fundamento técnico para incluirlos como parte de los costos de interconexión en la presente fijación tarifaria.

A continuación, se detallan los resultados en cada una de las etapas de interconexión, así como los aspectos más relevantes para cada una de las cuentas de costo y gastos que reporta Coopesantos:

a) Etapa 1: Solicitud de interconexión.

- **Salarios:** La cooperativa reportó la asignación de 54 minutos de un ingeniero, quien recibe la solicitud de interconexión, aclara dudas del cliente, revisa la documentación y coordina la inspección, también se reporta 72 minutos de personal de plataforma y 18 minutos del personal de contabilidad.

Es importante indicar que en la hoja de cálculo “Resumen de costos por etapa”, la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” indican “La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja “Resumen de costos x etapa” agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto al valor agregado a los materiales y servicios brindados.” Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por salarios no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a los rubros salariales.

- **Materiales y suministros:** *Coopesantos asignó el costo de impresión de hojas que se requieren según la etapa, más el costo aproximado de insumos como los tinta, grapas, lapicero.*
- **Depreciación:** *La cooperativa indicó que el criterio utilizado para calcular los minutos que se asignaron a la depreciación de los activos en cada una de las etapas, se basa en el tiempo de uso de los activos por cada uno de los colaboradores que se dedican a la atención de la actividad de la generación distribuida, que en este caso son computadoras, escritorios, impresoras, escáner, Tablet y vehículos, estos van asignados en cada etapa dependiendo del tipo de equipo y recursos utilizado por el personal que se dedica a la atención de solicitudes de generación distribuida.*

Para la etapa 1 la depreciación del vehículo no se toma en cuenta dado que no se requiere según la naturaleza de las actividades que se realizan en dicha actividad.

Es importante indicar que en la hoja de cálculo “Resumen de costos por etapa”, la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” indican “La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja “Resumen de costos x etapa” agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto al valor agregado a los materiales y servicios brindados.” Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por depreciación no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a este rubro.

- **Transporte:** *Para la ejecución de la etapa 1, la cooperativa no incluyó el transporte, según indican no se debe hacer ninguna salida a campo.*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Viáticos:** *Para esta etapa la cooperativa no consideró viáticos, al no tener que realizar visitas a campo.*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Contratos:** La cooperativa indicó “En cuanto al tema de contratos no consideramos ningún contrato con terceros para la atención de una solicitud de generación distribuida, por tanto, no se incluye para ninguna etapa.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** La cooperativa asignó proporcionalmente los servicios públicos como lo es el gasto por teléfono, electricidad, internet y licencias necesarios para brindar el servicio de generación distribuida.
- **Otros costos:** La distribuidora indicó “en el rubro de otros costos, no consideramos ningún costo adicional relacionado a la atención de una solicitud de generación distribuida.” Sin embargo, esta Intendencia reconoce en este segmento la línea del Impuesto al Valor Agregado (IVA) que la cooperativa incluyó en la hoja “Resumen de costos x etapa”, excluyendo salarios y depreciación por lo indicado anteriormente.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopesantos y el análisis realizado por la IE, para la etapa 1, solicitud de interconexión:

Cuadro N°29
Montos reportados por Coopesantos
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Santos (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	¢10 139,02	¢10 139,02	¢0,00
Gasto por materiales y suministros	¢40,00	¢40,00	¢0,00
Gasto por depreciación	¢44,59	¢44,59	¢0,00
Gasto por transporte (promedio)	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por viáticos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Costos indirectos	¢1 239,84	¢1 239,84	¢0,00
Otros costos	¢0,00	¢166,38	¢166,38
Total etapa 1	¢11 463,45	¢11 629,82	¢166,38

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

La diferencia que se presentan entre lo solicitado por la cooperativa y lo reconocido por la IE, se debe al gasto del IVA que la distribuidora lo incluyó en una línea aparte en el resumen de costos por etapa y la IE lo incorpora como otros gastos.

b) Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial.

- **Salarios:** La cooperativa asignó un total de 546 minutos entre las labores del inspector, ingeniero, personal de contabilidad y plataforma necesarios para atender los requerimientos para esta etapa de interconexión.

Es importante indicar que en la hoja de cálculo “Resumen de costos por etapa”, la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” indican “La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja “Resumen de costos x etapa” agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto al valor agregado a los materiales y servicios brindados.” Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por salarios no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a los rubros salariales.

- **Materiales y suministros:** Coopesantos asignó el costo de impresión de hojas que se requieren según la etapa, más el costo aproximado de insumos como los tinta, grapas, lapicero.
- **Depreciación:** La cooperativa indicó que el criterio utilizado para calcular los minutos que se asignaron a la depreciación de los activos en cada una de las etapas, se basa en el tiempo de uso de los activos por cada uno de los colaboradores que se dedican a la atención de la actividad de la generación distribuida, que en este caso son computadoras, escritorios, impresoras, escáner, Tablet y vehículos, estos van asignados en cada etapa dependiendo del tipo de equipo y recursos utilizado por el personal que se dedica a la atención de solicitudes de generación distribuida.

En cuanto a la depreciación del vehículo la cooperativa indica “Depreciación promedio mensual de un vehículo administrativo utilizado un día completo para la inspección al campo.” Sin embargo, esta Intendencia reconoce como máximo la cantidad de minutos reportado en salarios para cada etapa, ya que el personal no es reportado para esta etapa que se encuentre un día completo en labores de generación distribuida.

Es importante indicar que en la hoja de cálculo “Resumen de costos por etapa”, la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” indican “La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja “Resumen de costos x etapa” agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto al valor agregado a los materiales y servicios brindados.” Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por depreciación no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a este rubro.

- **Transporte:** La cooperativa indicó que los destinos se definieron tomando como referencia la ubicación de los proyectos actuales, así como, los centros de poblados con mayor probabilidad de instalación de generación distribuida y se agruparon por los cantones de Mora, Acosta, así como, las regiones de Intermedia (Aserrí, Desamparados, Cartago, El Guarco) y Los Santos (Tarrazú, Dota, León Cortés), además, para determinar el promedio de litros requeridos de combustible por cada kilómetro se tomó como referencia el consumo del vehículo de mayor uso por el departamento de distribución de energía para esta actividad dando por consumo aproximadamente 6 kilómetros por litro consumido lo que da como resultado 0.17 litros/km, además de lo anterior, es importante indicar que el costo promedio por litro de combustible es obtenido del promedio del precio final al consumidor del diésel establecido por Recope para los 12 meses del año 2021 y los costos de mantenimiento son tomados del promedio de gastos reales entre el total de kilómetros recorridos durante el mismo periodo.

Es importante indicar que el formulario para cada una de las etapas establece el promedio, ida y vuelta del combustible, sin embargo, Coopesantos en la hoja "Resumen de costos x etapa" el dato del transporte lo multiplica por 2, lo que estaría duplicando la información del transporte, esta Intendencia reconoce la información tal cual está en el formulario donde ya se contempla el promedio de viaje en combustible.

- **Viáticos:** La cooperativa consideró viáticos de desayuno y almuerzo del inspector que realiza la visita en campo.
- **Contratos:** La cooperativa indicó "En cuanto al tema de contratos no consideramos ningún contrato con terceros para la atención de una solicitud de generación distribuida, por tanto, no se incluye para ninguna etapa."

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593

- **Costos Indirectos:** La cooperativa asignó proporcionalmente los servicios públicos como lo es el gasto por teléfono, electricidad, internet y licencias necesarios para brindar el servicio de generación distribuida.
- **Otros costos:** La distribuidora indicó "en el rubro de otros costos, no consideramos ningún costo adicional relacionado a la atención de una solicitud de generación distribuida." Sin embargo, esta Intendencia reconoce en este segmento la línea del Impuesto al Valor Agregado (IVA) que la cooperativa incluyó en la hoja "Resumen de costos x etapa", excluyendo salarios y depreciación por lo indicado anteriormente.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopesantos y el análisis realizado por la IE, para la etapa 2, estudios de ingeniería e inspección inicial:

Cuadro N°30
Montos reportados por Coopesantos
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Santos (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡39 115,91	₡39 115,91	₡0,00
Gasto por materiales y suministros	₡40,00	₡40,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡6 736,52	₡2 675,40	-₡4 061,12
Gasto por transporte (promedio)	₡34 609,11	₡17 304,55	-₡17 304,55
Gasto por viáticos	₡8 800,00	₡8 800,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡3 422,70	₡3 422,70	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡3 843,74	₡3 843,74
Total etapa 2	₡92 724,24	₡75 202,31	-₡17 521,93

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por depreciación que esta Intendencia no reconoce los minutos reportados en la depreciación del vehículo sino como máximo los minutos reportados en salarios para esta etapa, adicional, que la empresa en la hoja Resumen costos por etapa multiplica por 2 el costo de transporte, que ya contemplaba el promedio ida y vuelta en la hoja transporte y que el gasto del IVA la distribuidora lo incluyó en una línea aparte en el resumen de costos por etapa y la IE lo incorpora como otros gastos.

c) Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha.

- **Salarios:** La cooperativa asignó un total de 876 minutos entre las labores del ingeniero, personal de contabilidad, administrativo y plataforma necesarios para atender los requerimientos para esta etapa de interconexión.

Es importante indicar que en la hoja de cálculo "Resumen de costos por etapa", la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento "Justificación Aplicación Ley 10086" indican "La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja "Resumen de costos x etapa" agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto

al valor agregado a los materiales y servicios brindados.” Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por salarios no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a los rubros salariales.

- **Materiales y suministros:** Coopesantos asignó el costo de impresión de hojas que se requieren según la etapa, más el costo aproximado de insumos como los tinta, grapas, lapicero.
- **Depreciación:** La cooperativa indicó que el criterio utilizado para calcular los minutos que se asignaron a la depreciación de los activos en cada una de las etapas, se basa en el tiempo de uso de los activos por cada uno de los colaboradores que se dedican a la atención de la actividad de la generación distribuida, que en este caso son computadoras, escritorios, impresoras, escáner, Tablet y vehículos, estos van asignados en cada etapa dependiendo del tipo de equipo y recursos utilizado por el personal que se dedica a la atención de solicitudes de generación distribuida.

En cuanto a la depreciación del vehículo la cooperativa indica “Depreciación promedio mensual de un vehículo administrativo utilizado un día completo para la inspección al campo.” Sin embargo, esta Intendencia reconoce como máximo la cantidad de minutos reportado en salarios para cada etapa, ya que el personal no es reportado para esta etapa que se encuentre un día completo en labores de generación distribuida.

Es importante indicar que en la hoja de cálculo “Resumen de costos por etapa”, la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” indican “La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja “Resumen de costos x etapa” agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto al valor agregado a los materiales y servicios brindados.” Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por depreciación no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a este rubro.

- **Transporte:** La cooperativa indicó que los destinos se definieron tomando como referencia la ubicación de los proyectos actuales, así como, los centros de poblados con mayor probabilidad de instalación de generación distribuida y se agruparon por los cantones de Mora, Acosta, así como, las regiones de Intermedia (Aserrí, Desamparados, Cartago, El Guarco) y Los Santos (Tarrazú, Dota, León Cortés), además, para determinar el promedio de litros requeridos de combustible por cada kilómetro se tomó como referencia el consumo del vehículo de mayor uso por el departamento de distribución de energía para esta actividad dando por consumo aproximadamente 6 kilómetros por litro consumido lo que da como resultado 0.17 litros/km,

además de lo anterior, es importante indicar que el costo promedio por litro de combustible es obtenido del promedio del precio final al consumidor del diésel establecido por Recope para los 12 meses del año 2021 y los costos de mantenimiento son tomados del promedio de gastos reales entre el total de kilómetros recorridos durante el mismo periodo.

Es importante indicar que el formulario para cada una de las etapas establece el promedio, ida y vuelta del combustible, sin embargo, Coopesantos en la hoja "Resumen de costos x etapa" el dato del transporte lo multiplica por 2, lo que estaría duplicando la información del transporte, esta Intendencia reconoce la información tal cual está en el formulario donde ya se contempla el promedio de viaje en combustible.

- **Viáticos:** *La cooperativa consideró viáticos de desayuno y almuerzo del inspector que realiza la visita en campo.*
- **Contratos:** *La cooperativa indicó "En cuanto al tema de contratos no consideramos ningún contrato con terceros para la atención de una solicitud de generación distribuida, por tanto, no se incluye para ninguna etapa."*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** *La cooperativa asignó proporcionalmente los servicios públicos como lo es el gasto por teléfono, electricidad, internet y licencias necesarios para brindar el servicio de generación distribuida.*
- **Otros costos:** *La distribuidora indicó "en el rubro de otros costos, no consideramos ningún costo adicional relacionado a la atención de una solicitud de generación distribuida." Sin embargo, esta Intendencia reconoce en este segmento la línea del Impuesto al Valor Agregado (IVA) que la cooperativa incluyó en la hoja "Resumen de costos x etapa", excluyendo salarios y depreciación por lo indicado anteriormente.*

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopesantos y el análisis realizado por la IE, para la etapa 3, inspección final y puesta en marcha:

Cuadro N°31
Montos reportados por Coopesantos
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Santos (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡89 934,59	₡89 934,59	₡0,00
Gasto por materiales y suministros	₡20,00	₡20,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡6 736,52	₡4 131,99	-₡2 604,53
Gasto por transporte (promedio)	₡17 304,55	₡17 304,55	₡0,00
Gasto por viáticos	₡8 800,00	₡8 800,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡2 152,08	₡2 152,08	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡3 675,96	₡3 675,96
Total etapa 3	₡124 947,75	₡126 019,18	₡1 071,43

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por depreciación que esta Intendencia no reconoce los minutos reportados en la depreciación del vehículo sino como máximo los minutos reportados en salarios para esta etapa y que el gasto del IVA la distribuidora lo incluyo en una línea aparte en el resumen de costos por etapa y la IE lo incorpora como otros gastos.

d) Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa).

- **Salarios:** La cooperativa asignó un total de 738 minutos entre las labores del ingeniero, personal de contabilidad y plataforma, siendo el personal de ingeniería al que más minutos se le asigna con un total de 684 minutos para inspección de campo y verificando el correcto funcionamiento de los equipos.

Es importante indicar que en la hoja de cálculo "Resumen de costos por etapa", la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento "Justificación Aplicación Ley 10086" indican "La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja "Resumen de costos x etapa" agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto al valor agregado a los materiales y servicios brindados." Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por salarios no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a los rubros salariales.

- **Materiales y suministros:** Coopesantos asignó el costo de impresión de hojas que se requieren según la etapa, más el costo aproximado de insumos como los tinta, grapas, lapicero.

- **Depreciación:** La cooperativa indicó que el criterio utilizado para calcular los minutos que se asignaron a la depreciación de los activos en cada una de las etapas, se basa en el tiempo de uso de los activos por cada uno de los colaboradores que se dedican a la atención de la actividad de la generación distribuida, que en este caso son computadoras, escritorios, impresoras, escáner, Tablet y vehículos, estos van asignados en cada etapa dependiendo del tipo de equipo y recursos utilizado por el personal que se dedica a la atención de solicitudes de generación distribuida.

En cuanto a la depreciación del vehículo la cooperativa indica “Depreciación promedio mensual de un vehículo administrativo utilizado un día completo para la inspección al campo.” Sin embargo, esta Intendencia reconoce como máximo la cantidad de minutos reportado en salarios para cada etapa, ya que el personal no es reportado para esta etapa que se encuentre un día completo en labores de generación distribuida.

Es importante indicar que en la hoja de cálculo “Resumen de costos por etapa”, la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” indican “La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja “Resumen de costos x etapa” agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto al valor agregado a los materiales y servicios brindados.” Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por depreciación no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a este rubro.

- **Transporte:** La cooperativa indicó que los destinos se definieron tomando como referencia la ubicación de los proyectos actuales, así como, los centros de poblados con mayor probabilidad de instalación de generación distribuida y se agruparon por los cantones de Mora, Acosta, así como, las regiones de Intermedia (Aserrí, Desamparados, Cartago, El Guarco) y Los Santos (Tarrazú, Dota, León Cortés), además, para determinar el promedio de litros requeridos de combustible por cada kilómetro se tomó como referencia el consumo del vehículo de mayor uso por el departamento de distribución de energía para esta actividad dando por consumo aproximadamente 6 kilómetros por litro consumido lo que da como resultado 0.17 litros/km, además de lo anterior, es importante indicar que el costo promedio por litro de combustible es obtenido del promedio del precio final al consumidor del diésel establecido por Recope para los 12 meses del año 2021 y los costos de mantenimiento son tomados del promedio de gastos reales entre el total de kilómetros recorridos durante el mismo periodo.

Es importante indicar que el formulario para cada una de las etapas establece el promedio, ida y vuelta del combustible, sin embargo, Coopesantos en la hoja “Resumen de costos x etapa” el dato del transporte lo multiplica por 2, lo que estaría duplicando la información del transporte, esta Intendencia reconoce la información tal cual está en el formulario donde ya se contempla el promedio de viaje en combustible.

- **Viáticos:** La cooperativa consideró viáticos de desayuno y almuerzo del inspector que realiza la visita en campo.
- **Contratos:** La cooperativa indicó “En cuanto al tema de contratos no consideramos ningún contrato con terceros para la atención de una solicitud de generación distribuida, por tanto, no se incluye para ninguna etapa.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** La cooperativa asignó proporcionalmente los servicios públicos como lo es el gasto por teléfono, electricidad, internet y licencias necesarios para brindar el servicio de generación distribuida.
- **Otros costos:** La distribuidora indicó “en el rubro de otros costos, no consideramos ningún costo adicional relacionado a la atención de una solicitud de generación distribuida.” Sin embargo, esta Intendencia reconoce en este segmento la línea del Impuesto al Valor Agregado (IVA) que la cooperativa incluyó en la hoja “Resumen de costos x etapa”, excluyendo salarios y depreciación por lo indicado anteriormente.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopesantos y el análisis realizado por la IE, para la etapa 4, reinspección:

Cuadro N°32
Montos reportados por Coopesantos
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Santos (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	Ø66 068,09	Ø66 068,09	Ø0,00
Gasto por materiales y suministros	Ø20,00	Ø20,00	Ø0,00
Gasto por depreciación	Ø6 706,71	Ø3 464,89	-Ø3 241,81
Gasto por transporte (promedio)	Ø17 304,55	Ø17 304,55	Ø0,00
Gasto por viáticos	Ø8 800,00	Ø8 800,00	Ø0,00
Gasto por contratos a terceros	Ø0,00	Ø0,00	Ø0,00
Costos indirectos	Ø1 402,74	Ø1 402,74	Ø0,00
Otros costos	Ø0,00	Ø3 578,55	Ø3 578,55
Total etapa 4	Ø100 302,09	Ø100 638,83	Ø336,73

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por depreciación que esta Intendencia no reconoce los minutos reportados en la depreciación del vehículo sino como máximo los minutos reportados en salarios para esta etapa y que el gasto del IVA la distribuidora lo incluyo en una línea aparte en el resumen de costos por etapa y la IE lo incorpora como otros gastos.

e) Indexación de los costos

El modelo general para determinar los costos asociados a cada una de las etapas de interconexión está enfocado en el periodo T+1, sin embargo, en el apartado 3.2 Aplicación por primera vez, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar la tarifa de costos de interconexión con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el ultimo estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan. Cabe recordar que en la sección 2.2 se indica que: "Los costos de cada rubro serán estimados para el respectivo periodo siguiendo los criterios de proyección establecidos en la sección 3.1 de la "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural", aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya."

Se debe recordar que las reglas contempladas en la sección 3.2 para el cálculo por primera vez, incorporan elementos que permiten a la Intendencia solventar limitaciones de información propias de un proceso de transición, en donde no se cuenta con todos los datos requeridos por el modelo. No obstante, es importante señalarle que el resto de las disposiciones de la metodología están vigentes y son aplicables, aún en el contexto de aplicación por primera vez, tal es el caso de la indexación de costos, siguiendo lo establecido en sección 2.2 antes mencionada.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no

se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de Coopesantos el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2021, por lo que esta Intendencia estima los valores al 2023 según los parámetros económicos anteriormente descritos.

Cuadro N° 33
Coopesantos: costos de cada etapa para el período 2023
--Cifras en colones--

Etapa	Detalle de la cuenta	Total costos (2021) 1 solicitud	2022	2023
Etapa 1: solicitud de interconexión	Gasto por salarios	₡10 139,02	₡10 937,57	₡11 068,82
	Gasto por materiales y suministros	₡40,00	₡43,31	₡43,86
	Gasto por depreciación	₡44,59	₡44,59	₡44,59
	Gasto por transporte (promedio)	₡0,00	₡0,00	₡0,00
	Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
	Costos indirectos	₡1 239,84	₡1 342,44	₡1 359,61
	Otros costos	₡166,38	₡180,15	₡182,45
	Total etapa 1	₡11 629,82	₡12 548,06	₡12 699,33
Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección	Gasto por salarios	₡39 115,91	₡42 196,69	₡42 703,05
	Gasto por materiales y suministros	₡40,00	₡43,31	₡43,86
	Gasto por depreciación	₡2 675,40	₡2 675,40	₡2 675,40
	Gasto por transporte (promedio)	₡17 304,55	₡18 736,59	₡18 976,14
	Gasto por viáticos	₡8 800,00	₡9 528,24	₡9 650,06
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
	Costos indirectos	₡3 422,70	₡3 705,95	₡3 753,33
	Otros costos	₡3 843,74	₡4 161,83	₡4 215,04
	Total etapa 2	₡75 202,31	₡81 048,01	₡82 016,88
Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha	Gasto por salarios	₡89 934,59	₡97 017,85	₡98 182,07
	Gasto por materiales y suministros	₡20,00	₡21,66	₡21,93
	Gasto por depreciación	₡4 131,99	₡4 131,99	₡4 131,99
	Gasto por transporte (promedio)	₡17 304,55	₡18 736,59	₡18 976,14
	Gasto por viáticos	₡8 800,00	₡9 528,24	₡9 650,06
	Gasto por contratos a terceros	0,00	₡0,00	₡0,00
	Costos indirectos	2 152,08	₡2 330,18	₡2 359,97
	Otros costos	₡3 675,96	₡3 980,17	₡4 031,05
	Total etapa 3	₡126 019,18	₡135 746,67	₡137 353,21
Etapa 4: Reinspección	Gasto por salarios	₡66 068,09	₡71 271,63	₡72 126,89
	Gasto por materiales y suministros	₡20,00	₡21,66	₡21,93
	Gasto por depreciación	₡3 464,89	₡3 464,89	₡3 464,89
	Gasto por transporte (promedio)	₡17 304,55	₡18 736,59	₡18 976,14
	Gasto por viáticos	₡8 800,00	₡9 528,24	₡9 650,06
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
	Costos indirectos	₡1 402,74	₡1 518,82	₡1 538,24
	Otros costos	₡3 578,55	₡3 874,69	₡3 924,23
	Total etapa 4	₡100 638,83	₡108 416,53	₡109 702,39

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

f) Cargos de interconexión anualizados

Esta Intendencia consultó a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, producto que en el apartado “2.1 Fórmula general del método de cálculo”, se refiere DER o interesado que requiera conectarse a la red de distribución, posteriormente la fórmula 1.0 indica:

“Los cargos de cada etapa (variables $CSInt+1,e$, $CEIt+1,e$, $CIFPt+1,e$ y $CRIIt+1,e$) corresponden a cargos máximos (o tope) que podrá cobrar la empresa eléctrica respectiva. El cobro de los cargos descritos en la fórmula 1.0 se consideran de forma individual. Para todas las etapas listadas, estos cargos se aprobarán para todas las empresas distribuidoras del país.”

Lo anterior se interpreta que la aplicación corresponde de forma individual, valores para 1 solicitud del usuario interesado en interconectarse a la red de distribución. Sin embargo, en el apartado “3.2 Aplicación por primera vez” se indica:

“La IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología solicitará mediante formularios a las empresas distribuidoras la información de los costos anuales correspondientes a cada una de las etapas.”

Por lo que se solicitó aclarar si la información para la aplicación de la fijación tarifaria relacionada a los cargos de interconexión con la red de distribución debe ser para 1 solicitud o datos anuales.

A lo que la fuerza de tarea indicó:

“De conformidad con la metodología, la información que se requiere es desagregada por cada servicio o solicitud de interconexión y cada uno de los cargos de interconexión que se observan en la fórmula 1.0. La sumatoria de los costos anuales refleja los costos asociados a la cantidad de servicios que se atendieron, de modo que se puede calcular el cargo por servicio. Así, para todos los ajustes tarifarios se requiere la información con el nivel de detalle descrito y en consecuencia corresponde solicitarlo de esta manera a las empresas.”

Por lo anterior, la IE solicitó a Coopesantos que indicará cuantas solicitudes de interconexión estiman que se tramitarán para el 2023, siendo la respuesta de la distribuidora de 25 solicitudes; por lo anterior la IE procedió a multiplicar los valores solicitados mediante el formulario “Formato SIR Interconexión” por la cantidad de solicitudes estimadas por la empresa, siendo el resultado para cada una de las etapas para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos los siguientes datos anuales:

Cuadro N°34
Coopesantos: costos anualizados de cada etapa
para el período 2023
--Cifras en colones--

Etapa	Detalle de la cuenta	Datos Anualizados
Etapa 1: solicitud de interconexión	Gasto por salarios	₡276 720,43
	Gasto por materiales y suministros	₡1 096,60
	Gasto por depreciación	₡1 114,73
	Gasto por transporte (promedio)	₡0,00
	Gasto por viáticos	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡33 990,15
	Otros costos	₡4 561,28
	Total etapa 1	₡317 483,19
Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección	Gasto por salarios	₡1 067 576,13
	Gasto por materiales y suministros	₡1 096,60
	Gasto por depreciación	₡66 885,06
	Gasto por transporte (promedio)	₡474 403,51
	Gasto por viáticos	₡241 251,58
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡93 833,16
	Otros costos	₡105 376,03
	Total etapa 2	₡2 050 422,06
Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha	Gasto por salarios	₡2 454 551,68
	Gasto por materiales y suministros	₡548,30
	Gasto por depreciación	₡103 299,71
	Gasto por transporte (promedio)	₡474 403,51
	Gasto por viáticos	₡241 251,58
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡58 999,17
	Otros costos	₡100 776,33
	Total etapa 3	₡3 433 830,28
Etapa 4: Reinspección	Gasto por salarios	₡1 803 172,15
	Gasto por materiales y suministros	₡548,30
	Gasto por depreciación	₡86 622,33
	Gasto por transporte (promedio)	₡474 403,51
	Gasto por viáticos	₡241 251,58
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡38 456,05
	Otros costos	₡98 105,73
	Total etapa 4	₡2 742 559,64

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

vi. Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R. L (Coopeguanacaste)

La empresa, determinó los costos y gastos relacionados con cada una de las etapas de interconexión a las redes de distribución de energía eléctrica, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-070-2019, mediante las resoluciones RE-0095-IE-2019 y RE-0100-IE-2019, por parte de este ente regulador.

La IE, luego de revisar la información aportada por Coopeguanacaste, le solicitó mediante el oficio OF-0448-IE-2023 aclaraciones específicamente al tratamiento de salarios, materiales, depreciación, transporte y viáticos, la cooperativa mediante el oficio COOPEGTE GG86, remite nuevamente los formularios, la metodología de interconexión, donde explican los criterios utilizados en las diversas cuentas de gasto, así como documentos de respaldo que dan soporte al gasto reportado por la cooperativa.

Posteriormente, el 26 de mayo de 2023, mediante correo electrónico la IE, requirió ampliación de la información aportada por la distribuidora, entre las cuales se le solicitó: “Para las hojas en las que no se reporta gasto, en cada una de ellas, justifique porque no requiere el mismo.” El 31 de mayo de 2023, Coopeguanacaste vía correo electrónico, da respuesta a los requerimientos solicitados por medio del documento COOPEGTE GG89.

Esta Intendencia analizó la justificación suministrada por la empresa con relación a lo indicado en la metodología en RE-0076-JD-2023 en el apartado “3.3 Imputación de datos” y a las consultas realizadas a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, los cuales indicaron: “De conformidad con la metodología, se asegura la existencia de montos para todas las empresas y etapas, en el caso de valores ignorados, que se encuentren de forma agregada o representen cantidades que no se pueden observar, por medio de la imputación de datos. Así, el aplicador decidirá en qué forma usar esta posibilidad y el método por aplicar, en función de los parámetros técnicos que correspondan y los datos que disponga para la fijación tarifaria”

Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 4 inciso b) y c) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N°7593.

[...] Son objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora:

- b. Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos*
- c. Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley. [...]*

El artículo 3 inciso b de la Ley 7593 determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad (principio de servicio al costo), de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la misma Ley.

Por su parte, el artículo 31 establece una discrecionalidad técnica en favor de la Autoridad Reguladora que la faculta a que los análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios de las fijaciones tarifarias se hagan con el modelo o metodología que mejor se adapte a las necesidades del servicio, a efecto de que se brinde en condiciones competitivas y a costos adecuados para el usuario o consumidor, debiendo contemplar al momento de fijar las tarifas de los servicios públicos el equilibrio financiero en la prestación del servicio.

El artículo 32 de la Ley 7593, establece que para la fijación tarifaria no se aceptarán como costos, entre otros las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio y los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Por lo anterior, los técnicos de la IE, en el ejercicio de sus facultades y competencias, no imputaron datos que la empresa no solicita en sus costos de interconexión, en apego al principio de servicio al costo y equilibrio financiero, imputar un valor que la empresa expresó no requerir, atenta contra el principio de servicio al costo establecido en la Ley 7593, por lo que no existe fundamento técnico para incluirlos como parte de los costos de interconexión en la presente fijación tarifaria.

A continuación, se detallan los resultados en cada una de las etapas de interconexión, así como los aspectos más relevantes para cada una de las cuentas de costo y gastos que reporta Coopeguanacaste:

a) Etapa 1: Solicitud de interconexión.

- **Salarios:** *En el archivo “Metodología interconexión Coopeguanacaste” se explicó el proceso a seguir para la atención de un usuario interesado en interconectarse a la red de distribución de la empresa.*

En el archivo “Formato SIR Interconexión- versión final” enviado por correo electrónico el miércoles 31 de mayo de 2023, en la hoja de cálculo “Salarios” en las columnas G a la J, filas de la 73 a la 91, la cooperativa indicó las cargas sociales y porcentajes que afectan las remuneraciones, según la última tarifa ordinaria aprobada para el sistema de distribución, por lo que se actualiza el cuadro total cargas sociales que afecta el saldo de salarios reportado por la empresa.

- **Materiales y suministros:** *Coopeguanacaste reportó como materiales o suministros, para la solicitud de interconexión el uniforme administrativo que consiste en un pantalón azul para hombre con un costo de ¢13.900 y una camisa ejecutiva con un costo de ¢10.700, para el cual adjuntan la orden de compra del 2019, según lo aprobado en la última fijación ordinaria para el sistema de distribución.*

- **Depreciación:** Para la solicitud de interconexión la cooperativa sólo depreció la computadora por los 15 minutos que reportan que tarda el personal para atender al usuario interesado en interconectarse a la red de distribución.
- **Transporte:** La Intendencia de Energía, el 05 de junio de 2023, le realiza una consulta a la cooperativa vía correo electrónico referente a la información reportada en transporte. La empresa el 09 de junio responde vía correo electrónico, lo relacionado al transporte por etapas, en la etapa 1, de la solicitud de interconexión la empresa no incurre en gastos de transporte, indicaron lo siguiente “con lo concerniente a la solicitud de interconexión, no se contemplaron costos ya que no se requiere envío de personal al campo, esta etapa involucra recibir información del cliente que se realiza en alguna de nuestras oficinas. Para todas otras las etapas si requieren remisión de personal al campo.”
- **Viáticos:** La empresa indicó que los datos reportados corresponden a la Gaceta N° 150, del 12 de agosto de 2019.

Artículo 18°.- Tarifas en el interior del país. Las sumas a cobrar por los diferentes conceptos, serán las siguientes:

- a) Desayuno: ¢ 3.500,00
- b) Almuerzo: ¢ 4.500,00
- c) Cena: ¢ 4.500,00

(Así modificado por Resolución número R-DC-63-2019 de las catorce horas del cinco de julio de dos mil diecinueve, publicada en La Gaceta N° 150 del 12 de agosto del 2019).

Para la etapa 1, la empresa no reporta viáticos, por lo que está Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Contratos:** Mediante el documento COOPEGTE GG89, recibido por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, como respuesta a las consultas realizadas por esta Intendencia, la cooperativa no reportó este gasto e indicaron: “Coopeguanacaste realiza toda la operación por lo que no tiene costos indirectos, no existen procesos subcontratados, ni otros gastos. El proceso es simple, la persona llega a realizar la solicitud, paga la inspección y el equipo técnico (ingeniero-inspector) va al realizar la labor al campo.”

- *Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.*
- **Costos Indirectos:** *Mediante el documento COOPEGTE GG89, recibido por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, como respuesta a las consultas realizadas por esta Intendencia, la cooperativa no reportó este gasto e indicaron: “Coopeguanacaste realiza toda la operación por lo que no tiene costos indirectos, no existen procesos subcontratados, ni otros gastos. El proceso es simple, la persona llega a realizar la solicitud, paga la inspección y el equipo técnico (ingeniero-inspector) va al realizar la labor al campo.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** *Mediante el documento COOPEGTE GG89, recibido por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, como respuesta a las consultas realizadas por esta Intendencia, la cooperativa no reportó este gasto e indicaron: “Coopeguanacaste realiza toda la operación por lo que no tiene costos indirectos, no existen procesos subcontratados, ni otros gastos. El proceso es simple, la persona llega a realizar la solicitud, paga la inspección y el equipo técnico (ingeniero-inspector) va al realizar la labor al campo.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopeguanacaste y el análisis realizado por la IE, para la etapa 1, solicitud de interconexión:

Cuadro N°35
Montos reportados por Coopeguanacaste
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopeguanacaste (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	¢1 604,51	¢1 869,25	¢264,74
Gasto por materiales y suministros	¢24 600,00	¢24 600,00	¢0,00
Gasto por depreciación	¢5,50	¢5,50	¢0,00
Gasto por transporte (promedio)	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por viáticos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Costos indirectos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Otros costos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Total etapa 1	¢26 210,01	¢26 474,75	¢264,74

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, donde la IE actualizó el porcentaje de cargas sociales y componentes salariales según la última fijación ordinaria aprobada para el sistema de distribución.

b) Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial.

- **Salarios:** En el archivo “Metodología interconexión Coopeguanacaste” la cooperativa explicó el proceso a seguir para la atención de un usuario interesado en interconectarse a su red de distribución.

Además, Coopeguanacaste envió por correo electrónico el 31 de mayo de 2023 el archivo “Formato SIR Interconexión- versión final”, en la hoja de cálculo “Salarios” en las columnas G a la J, filas de la 73 a la 91, la cooperativa indicó las cargas sociales y porcentajes que afectan las remuneraciones, según la última tarifa ordinaria aprobada para el sistema de distribución, por lo que se actualiza el cuadro total cargas sociales que afecta el saldo de salarios reportado por la empresa, así mismo se corrige la fórmula de cargas sociales que en el archivo de la empresa no se estaban calculando.

- **Materiales y suministros:** Para la etapa 2, la empresa no reportó gasto de materiales, por lo que está Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Depreciación:** Para los estudios de ingeniería e inspección inicial la cooperativa reportó la depreciación de vehículo, binocular, tester, escalera, pares de espuela, cinturón de cuero, arnés de cuerpo completo necesarios para la atención del cliente interesado en interconectarse a la red de distribución.
- **Transporte:** La Intendencia de Energía, el 05 de junio de 2023, le realizó una consulta a la cooperativa vía correo electrónico, referente a la información reportada en el rubro de transporte. La empresa el 09 de junio respondió vía correo electrónico, lo relacionado al transporte por etapas, en el archivo “Metodología interconexión Coopeguanacaste” la empresa indicaron “La zona de concesión de Coopeguanacaste R.L comprende desde Guardia de Liberia hasta Paquera, esta zona implica desplazamientos amplios de las móviles, además de un tiempo de conducción superior al promedio nacional. Históricamente existen ubicaciones donde el ingreso solo es con Mulas o caballos.

El método ideal es por GPS o Históricos de recorridos, pero para este caso utilizamos una tabla que fue desarrollada por la sección de facturación y que contempla distancias en km saliendo de la sede central a principales a destinos céntricos específicos”.

- **Viáticos:** La empresa indicó que los datos reportados corresponden a la Gaceta N° 150, del 12 de agosto de 2019.

Artículo 18°.- Tarifas en el interior del país. Las sumas a cobrar por los diferentes conceptos, serán las siguientes:

- a) Desayuno: ¢ 3.500,00
- b) Almuerzo: ¢ 4.500,00
- c) Cena: ¢ 4.500,00

(Así modificado por Resolución número R-DC-63-2019 de las catorce horas del cinco de julio de dos mil diecinueve, publicada en La Gaceta N° 150 del 12 de agosto del 2019).

Para la etapa 2, la empresa reportó viáticos, para 2 funcionarios, el inspector de servicio y coordinador del Scada.

- **Contratos:** Mediante el documento COOPEGTE GG89, recibido por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, como respuesta a las consultas realizadas por esta Intendencia, la cooperativa no reportó este gasto e indicaron: “Coopeguanacaste realiza toda la operación por lo que no tiene costos indirectos, no existen procesos subcontratados, ni otros gastos. El proceso es simple, la persona llega a realizar la solicitud, paga la inspección y el equipo técnico (ingeniero-inspector) va al realizar la labor al campo.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** *Mediante el documento COOPEGTE GG89, recibido por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, como respuesta a las consultas realizadas por esta Intendencia, la cooperativa no reportó este gasto e indicaron: “Coopeguanacaste realiza toda la operación por lo que no tiene costos indirectos, no existen procesos subcontratados, ni otros gastos. El proceso es simple, la persona llega a realizar la solicitud, paga la inspección y el equipo técnico (ingeniero-inspector) va al realizar la labor al campo.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** *Mediante el documento COOPEGTE GG89, recibido por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, como respuesta a las consultas realizadas por esta Intendencia, la cooperativa no reportó este gasto e indicaron: “Coopeguanacaste realiza toda la operación por lo que no tiene costos indirectos, no existen procesos subcontratados, ni otros gastos. El proceso es simple, la persona llega a realizar la solicitud, paga la inspección y el equipo técnico (ingeniero-inspector) va al realizar la labor al campo.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopeguanacaste y el análisis realizado por la IE, para la etapa 2, estudios de ingeniería e inspección inicial:

Cuadro N°36
Montos reportados por Coopeguanacaste
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopeguanacaste (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	¢24 199,03	¢35 710,51	¢11 511,48
Gasto por materiales y suministros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gasto por depreciación	¢511,06	¢511,06	¢0,00
Gasto por transporte (promedio)	¢14 684,16	¢14 684,16	¢0,00
Gasto por viáticos	¢9 000,00	¢9 000,00	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Costos indirectos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Otros costos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Total etapa 2	¢48 394,25	¢59 905,73	¢11 511,48

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, donde la IE actualizó el porcentaje de cargas sociales y componentes salariales según la última fijación ordinaria aprobada para el sistema de distribución, así como la corrección de fórmulas en el archivo reportado por la empresa no se estaban calculando las respectivas cargas sociales.

c) Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha.

- **Salarios:** En el archivo “Metodología interconexión Coopeguanacaste” se explicó el proceso a seguir para la atención de un usuario interesado en interconectarse a la red de distribución de la empresa.

En el archivo “Formato SIR Interconexión- versión final” enviado por correo electrónico el miércoles 31 de mayo de 2023, en la hoja de cálculo “Salarios” en las columnas G a la J, filas de la 73 a la 91, la cooperativa indicó las cargas sociales y porcentajes que afectan las remuneraciones, según la última tarifa ordinaria aprobada para el sistema de distribución, por lo que se actualiza el cuadro total cargas sociales que afecta el saldo de salarios reportado por la empresa, así mismo se corrige la fórmula de cargas sociales que en el archivo de la empresa no se estaban calculando.

- **Materiales y suministros:** Para la etapa 3, la empresa reportó gasto de tape, casco, guantes, amperímetro, entre otros materiales necesarios para la inspección final y puesta en marcha de la solicitud de interconexión.
- **Depreciación:** Para la inspección final y puesta en marcha, la cooperativa reportó la depreciación de vehículo, binocular, tester, escalera, pares de espuela, cinturón de cuero, arnés de cuerpo completo necesarios para la

atención del cliente interesado en interconectarse a la red de distribución. Se actualiza la fórmula, dado que en el archivo no se estaban contemplando la depreciación de todos los activos, lo que generará diferencias entre lo reportado por la empresa

- **Transporte:** La Intendencia de Energía, el 05 de junio de 2023, le realizó una consulta a la cooperativa vía correo electrónico referente a la información reportada en transporte. La empresa el 09 de junio respondió vía correo electrónico, lo relacionado al transporte por etapas, en el archivo “Metodología interconexión Coopeguanacaste” la empresa indica “La zona de concesión de Coopeguanacaste R.L comprende desde Guardia de Liberia hasta Paquera, esta zona implica desplazamientos amplios de las móviles, además de un tiempo de conducción superior al promedio nacional. Históricamente existen ubicaciones donde el ingreso solo es con Mulas o caballos.

El método ideal es por GPS o Históricos de recorridos, pero para este caso utilizamos una tabla que fue desarrollada por la sección de facturación y que contempla distancias en km saliendo de la sede central a principales a destinos céntricos específicos”.

- **Viáticos:** La empresa indica que los datos reportados corresponden a la Gaceta N° 150, del 12 de agosto de 2019.

Artículo 18°.- Tarifas en el interior del país. Las sumas a cobrar por los diferentes conceptos, serán las siguientes:

- a) Desayuno: ¢ 3.500,00
- b) Almuerzo: ¢ 4.500,00
- c) Cena: ¢ 4.500,00

(Así modificado por Resolución número R-DC-63-2019 de las catorce horas del cinco de julio de dos mil diecinueve, publicada en La Gaceta N° 150 del 12 de agosto del 2019).

Para la etapa 3, la empresa reportó viáticos, para 2 funcionarios, el inspector de servicio y coordinador del Scada.

- **Contratos:** Mediante el documento COOPEGTE GG89, recibido por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, como respuesta a las consultas realizadas por esta Intendencia, la cooperativa no reportó este gasto e indicaron: “Coopeguanacaste realiza toda la operación por lo que no tiene costos indirectos, no existen procesos subcontratados, ni otros gastos. El proceso es simple, la persona llega a realizar la solicitud, paga la inspección y el equipo técnico (ingeniero-inspector) va al realizar la labor al campo.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** *Mediante el documento COOPEGTE GG89, recibido por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, como respuesta a las consultas realizadas por esta Intendencia, la cooperativa no reportó este gasto e indicaron: “Coopeguanacaste realiza toda la operación por lo que no tiene costos indirectos, no existen procesos subcontratados, ni otros gastos. El proceso es simple, la persona llega a realizar la solicitud, paga la inspección y el equipo técnico (ingeniero-inspector) va al realizar la labor al campo.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** *Mediante el documento COOPEGTE GG89, recibido por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, como respuesta a las consultas realizadas por esta Intendencia, la cooperativa no reportó este gasto e indicaron: “Coopeguanacaste realiza toda la operación por lo que no tiene costos indirectos, no existen procesos subcontratados, ni otros gastos. El proceso es simple, la persona llega a realizar la solicitud, paga la inspección y el equipo técnico (ingeniero-inspector) va al realizar la labor al campo.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopeguanacaste y el análisis realizado por la IE, para la etapa 3, inspección final y puesta en marcha:

Cuadro N°37
Montos reportados por Coopeguanacaste
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopeguanacaste (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡15 092,10	₡22 271,41	₡7 179,31
Gasto por materiales y suministros	₡24 933,47	₡24 933,47	₡0,00
Gasto por depreciación	₡5,75	₡511,06	₡505,31
Gasto por transporte (promedio)	₡14 684,16	₡15 457,01	₡772,85
Gasto por viáticos	₡9 000,00	₡9 000,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total etapa 3	₡63 715,48	₡72 172,95	₡8 457,47

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, donde la IE actualizó el porcentaje de cargas sociales y componentes salariales según la última fijación ordinaria aprobada para el sistema de distribución, así como la corrección de fórmulas en el archivo reportado por la empresa no se estaban calculando las cargas sociales, depreciación y afectación en el promedio de transporte.

d) Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa).

- **Salarios:** En el archivo “Metodología interconexión Coopeguanacaste” se explicó el proceso a seguir para la atención de un usuario interesado en interconectarse a la red de distribución de la empresa.

En el archivo “Formato SIR Interconexión- versión final” enviado por correo electrónico el miércoles 31 de mayo de 2023, en la hoja de cálculo “Salarios” en las columnas G a la J, filas de la 73 a la 91, la cooperativa indicó las cargas sociales y porcentajes que afectan las remuneraciones, según la última tarifa ordinaria aprobada para el sistema de distribución, por lo que se actualiza el cuadro total cargas sociales que afecta el saldo de salarios reportado por la empresa, así mismo se corrige la fórmula de cargas sociales que en el archivo de la empresa no se estaban calculando.

- **Materiales y suministros:** Para la etapa 4, la empresa no reportó gasto de materiales, por lo que esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Depreciación:** Para la reinspección, la cooperativa reportó la depreciación de vehículo, binocular, tester, necesarios para la atención del cliente interesado en interconectarse a la red de distribución.
- **Transporte:** La Intendencia de Energía, el 05 de junio de 2023, le realiza una consulta a la cooperativa vía correo electrónico referente a la información reportada en transporte. La empresa el 09 de junio respondió vía correo electrónico, lo relacionado al transporte por etapas, en el archivo “Metodología interconexión Coopeguanacaste” la empresa indica “La zona de concesión de Coopeguanacaste R.L comprende desde Guardia de Liberia hasta Paquera, esta zona implica desplazamientos amplios de las móviles, además de un tiempo de conducción superior al promedio nacional. Históricamente existen ubicaciones donde el ingreso solo es con Mulas o caballos.

El método ideal es por GPS o Históricos de recorridos, pero para este caso utilizamos una tabla que fue desarrollada por la sección de facturación y que contempla distancias en km saliendo de la sede central a principales a destinos céntricos específicos”.

- **Viáticos:** La empresa indicó que los datos reportados corresponden a la Gaceta N° 150, del 12 de agosto de 2019.

Artículo 18°.- Tarifas en el interior del país. Las sumas a cobrar por los diferentes conceptos, serán las siguientes:

- a) Desayuno: ¢ 3.500,00
- b) Almuerzo: ¢ 4.500,00
- c) Cena: ¢ 4.500,00

(Así modificado por Resolución número R-DC-63-2019 de las catorce horas del cinco de julio de dos mil diecinueve, publicada en La Gaceta N° 150 del 12 de agosto del 2019).

Para la etapa 4, la empresa sólo reportó viáticos para el inspector de servicio.

- **Contratos:** Mediante el documento COOPEGTE GG89, recibido por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, como respuesta a las consultas realizadas por esta Intendencia, la cooperativa no reportó este gasto e indicaron: “Coopeguanacaste realiza toda la operación por lo que no tiene costos indirectos, no existen procesos subcontratados, ni otros gastos. El proceso es simple, la persona llega a realizar la solicitud, paga la inspección y el equipo técnico (ingeniero-inspector) va al realizar la labor al campo.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** *Mediante el documento COOPEGTE GG89, recibido por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, como respuesta a las consultas realizadas por esta Intendencia, la cooperativa no reportó este gasto e indicaron: “Coopeguanacaste realiza toda la operación por lo que no tiene costos indirectos, no existen procesos subcontratados, ni otros gastos. El proceso es simple, la persona llega a realizar la solicitud, paga la inspección y el equipo técnico (ingeniero-inspector) va al realizar la labor al campo.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** *Mediante el documento COOPEGTE GG89, recibido por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, como respuesta a las consultas realizadas por esta Intendencia, la cooperativa no reportó este gasto e indicaron: “Coopeguanacaste realiza toda la operación por lo que no tiene costos indirectos, no existen procesos subcontratados, ni otros gastos. El proceso es simple, la persona llega a realizar la solicitud, paga la inspección y el equipo técnico (ingeniero-inspector) va al realizar la labor al campo.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopeguanacaste y el análisis realizado por la IE, para la etapa 4, reinspección:

Cuadro N°38
Montos reportados por Coopeguanacaste
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Coopeguanacaste (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡11 024,72	₡16 269,17	₡5 244,46
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡0,00	₡498,79	₡498,79
Gasto por transporte (promedio)	₡14 684,16	₡15 457,01	₡772,85
Gasto por viáticos	₡4 500,00	₡4 500,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total etapa 4	₡30 208,88	₡36 724,98	₡6 516,10

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, donde la IE actualizó el porcentaje de cargas sociales y componentes salariales según la última fijación ordinaria aprobada para el sistema de distribución, así como la corrección de fórmulas en el archivo reportado por la empresa no se estaban calculando las cargas sociales, depreciación y afectación en el promedio de transporte.

e) Indexación de los costos

El modelo general para determinar los costos asociados a cada una de las etapas de interconexión está enfocado en el periodo T+1, sin embargo, en el apartado “3.2 Aplicación por primera vez”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar la tarifa de costos de interconexión con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el ultimo estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea indicó:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan. Cabe recordar que en la sección 2.2 se indica que: "Los costos de cada rubro serán estimados para el respectivo periodo siguiendo los criterios de proyección establecidos en la sección 3.1 de la "Metodología tarifaria ordinaria para el

servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.”

Se debe recordar que las reglas contempladas en la sección 3.2 para el cálculo por primera vez, incorporan elementos que permiten a la Intendencia solventar limitaciones de información propias de un proceso de transición, en donde no se cuenta con todos los datos requeridos por el modelo. No obstante, es importante señalarle que el resto de las disposiciones de la metodología están vigentes y son aplicables, aún en el contexto de aplicación por primera vez, tal es el caso de la indexación de costos, siguiendo lo establecido en sección 2.2 antes mencionada.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de Coopeguanacaste el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2021, por lo que esta Intendencia estima los valores al 2023 según la variación del índice de precios al consumidor.

Cuadro N°39
Coopeguanacaste: costos de cada etapa
para el período 2023
--Cifras en colones--

Etapa	Detalle de la cuenta	Total costos (2021) 1 solicitud	2022	2023
Etapa 1: solicitud de interconexión	Gasto por salarios	¢1 869,25	¢2 016,47	¢2 040,67
	Gasto por materiales y suministros	¢24 600,00	¢26 635,77	¢26 976,31
	Gasto por depreciación	¢5,50	¢5,50	¢5,50
	Gasto por transporte (promedio)	¢0,00	¢0,00	¢0,00
	Gasto por viáticos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
	Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
	Costos indirectos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
	Otros costos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
	Total etapa 1	¢26 474,75	¢28 657,74	¢29 022,48
Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección	Gasto por salarios	¢35 710,51	¢38 523,07	¢38 985,35
	Gasto por materiales y suministros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
	Gasto por depreciación	¢511,06	¢511,06	¢511,06
	Gasto por transporte (promedio)	¢14 684,16	¢15 899,35	¢16 102,62
	Gasto por viáticos	¢9 000,00	¢9 744,80	¢9 869,38
	Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
	Costos indirectos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
	Otros costos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
	Total etapa 2	¢59 905,73	¢64 678,28	¢65 468,42
Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha	Gasto por salarios	¢22 271,41	¢24 025,51	¢24 313,82
	Gasto por materiales y suministros	¢24 933,47	¢26 996,84	¢27 341,99
	Gasto por depreciación	¢511,06	¢511,06	¢511,06
	Gasto por transporte (promedio)	¢15 457,01	¢16 736,16	¢16 950,13
	Gasto por viáticos	¢9 000,00	¢9 744,80	¢9 869,38
	Gasto por contratos a terceros	0,00	¢0,00	¢0,00
	Costos indirectos	0,00	¢0,00	¢0,00
	Otros costos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
	Total etapa 3	¢72 172,95	¢78 014,36	¢78 986,38
Etapa 4: Reinspección	Gasto por salarios	¢16 269,17	¢17 550,54	¢17 761,14
	Gasto por materiales y suministros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
	Gasto por depreciación	¢498,79	¢498,79	¢498,79
	Gasto por transporte (promedio)	¢15 457,01	¢16 736,16	¢16 950,13
	Gasto por viáticos	¢4 500,00	¢4 872,40	¢4 934,69
	Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
	Costos indirectos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
	Otros costos	¢0,00	¢0,00	¢0,00
	Total etapa 4	¢36 724,98	¢39 657,88	¢40 144,75

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

f) Cargos de interconexión anualizados

Esta Intendencia consultó a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, producto que en el apartado “2.1 Fórmula general del método de cálculo”, se refiere DER o interesado que requiera conectarse a la red de distribución, posteriormente la fórmula 1.0 indica:

“Los cargos de cada etapa (variables $CSInt+1,e$, $CElt+1,e$, $CIFPt+1,e$ y $CRIlt+1,e$) corresponden a cargos máximos (o tope) que podrá cobrar la empresa eléctrica respectiva. El cobro de los cargos descritos en la fórmula 1.0 se consideran de forma individual. Para todas las etapas listadas, estos cargos se aprobarán para todas las empresas distribuidoras del país.”

Lo anterior se interpreta que la aplicación corresponde de forma individual, valores para 1 solicitud del usuario interesado en interconectarse a la red de distribución. Sin embargo, en el apartado “3.2 Aplicación por primera vez” se indica:

“La IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología solicitará mediante formularios a las empresas distribuidoras la información de los costos anuales correspondientes a cada una de las etapas.”

Por lo que se solicitó aclarar si la información para la aplicación de la fijación tarifaria relacionada a los cargos de interconexión con la red de distribución debe ser para 1 solicitud o datos anuales.

A lo que la fuerza de tarea indicó:

“De conformidad con la metodología, la información que se requiere es desagregada por cada servicio o solicitud de interconexión y cada uno de los cargos de interconexión que se observan en la fórmula 1.0. La sumatoria de los costos anuales refleja los costos asociados a la cantidad de servicios que se atendieron, de modo que se puede calcular el cargo por servicio. Así, para todos los ajustes tarifarios se requiere la información con el nivel de detalle descrito y en consecuencia corresponde solicitarlo de esta manera a las empresas.”

Por lo anterior, la IE solicitó a Coopeguanacaste que indicará cuantas solicitudes de interconexión estiman que se tramitarán para el 2023, siendo la respuesta de la distribuidora de 64 solicitudes; por lo anterior la IE procedió a multiplicar los valores solicitados mediante el formulario “Formato SIR Interconexión” por la cantidad de solicitudes estimadas por la empresa, resultando para cada una de las etapas para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos los siguientes datos anuales:

Cuadro N°40
Coopeguanacaste: costos anualizados de cada etapa
para el período 2023
--Cifras en colones--

Etapa	Detalle de la cuenta	Datos Anualizados
Etapa 1: solicitud de interconexión	Gasto por salarios	₡130 602,95
	Gasto por materiales y suministros	₡1 726 484,04
	Gasto por depreciación	₡351,75
	Gasto por transporte (promedio)	₡0,00
	Gasto por viáticos	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00
	Otros costos	₡0,00
	Total etapa 1	₡1 857 438,74
Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección	Gasto por salarios	₡2 495 062,45
	Gasto por materiales y suministros	₡0,00
	Gasto por depreciación	₡32 707,89
	Gasto por transporte (promedio)	₡1 030 567,94
	Gasto por viáticos	₡631 640,50
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00
	Otros costos	₡0,00
	Total etapa 2	₡4 189 978,78
Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha	Gasto por salarios	₡1 556 084,31
	Gasto por materiales y suministros	₡1 749 887,55
	Gasto por depreciación	₡32 707,89
	Gasto por transporte (promedio)	₡1 084 808,36
	Gasto por viáticos	₡631 640,50
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00
	Otros costos	₡0,00
	Total etapa 3	₡5 055 128,61
Etapa 4: Reinspección	Gasto por salarios	₡1 136 713,15
	Gasto por materiales y suministros	₡0,00
	Gasto por depreciación	₡31 922,55
	Gasto por transporte (promedio)	₡1 084 808,36
	Gasto por viáticos	₡315 820,25
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00
	Otros costos	₡0,00
	Total etapa 4	₡2 569 264,30

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

vii. Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH)

La empresa, determinó los costos y gastos relacionados con cada una de las etapas de interconexión a las redes de distribución de energía eléctrica, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-071-2021, mediante la resolución RE-0077-IE-2021.

La IE, luego de revisar la información aportada por ESPH, le solicitó mediante el oficio OF-0460-IE-2023 aclaraciones específicamente al tratamiento de salarios, depreciación y transporte, la empresa mediante el oficio GER-297-2023, remite nuevamente los formularios así como un Word de justificaciones a las consultas realizadas por esta Intendencia.

Posteriormente, el 26 de mayo de 2023, mediante correo electrónico la IE, requirió ampliación de la información aportada por la distribuidora, entre los cuales se le solicitó: “Para las hojas en las que no se reporta gasto, en cada una de ellas, justifique porque no requiere el mismo.” El 31 de mayo de 2023, ESPH vía correo electrónico, da respuesta a los requerimientos solicitados.

Esta Intendencia analizó la justificación suministrada por la empresa con relación a lo indicado en la metodología en RE-0076-JD-2023 en el apartado “3.3 Imputación de datos” y a las consultas realizadas a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, los cuales indicaron: “De conformidad con la metodología, se asegura la existencia de montos para todas las empresas y etapas, en el caso de valores ignorados, que se encuentren de forma agregada o representen cantidades que no se pueden observar, por medio de la imputación de datos. Así, el aplicador decidirá en qué forma usar esta posibilidad y el método por aplicar, en función de los parámetros técnicos que correspondan y los datos que disponga para la fijación tarifaria”

Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 4 inciso b) y c) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N°7593.

[...] Son objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora:

- b. Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos*
- c. Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley. [...]*

El artículo 3 inciso b de la Ley 7593 determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad (principio de servicio al costo), de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la misma Ley.

Por su parte, el artículo 31 establece una discrecionalidad técnica en favor de la Autoridad Reguladora que la faculta a que los análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios de las fijaciones tarifarias se hagan con el modelo o metodología que

mejor se adapte a las necesidades del servicio, a efecto de que se brinde en condiciones competitivas y a costos adecuados para el usuario o consumidor, debiendo contemplar al momento de fijar las tarifas de los servicios públicos el equilibrio financiero en la prestación del servicio.

El artículo 32 de la Ley 7593, establece que para la fijación tarifaria no se aceptarán como costos, entre otros las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio y los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Por lo anterior, los técnicos de la IE, en el ejercicio de sus facultades y competencias, no imputaron datos que la empresa no solicita en sus costos de interconexión, en apego al principio de servicio al costo y equilibrio financiero, imputar un valor que la empresa expresó no requerir, atenta contra el principio de servicio al costo establecido en la Ley 7593, por lo que no existe fundamento técnico para incluirlos como parte de los costos de interconexión en la presente fijación tarifaria.

A continuación, se detallan los resultados en cada una de las etapas de interconexión, así como los aspectos más relevantes para cada una de las cuentas de costo y gastos que reporta ESPH:

a) Etapa 1: Solicitud de interconexión.

- **Salarios:** *Para esta etapa la empresa indicó que requiere de un gestor 3 responsable de la atención directa al usuario, un líder de atención directa al usuario que realiza la verificación técnica de la información y un gestor 3 operaciones técnicas de medición quien coordina con el usuario algún requerimiento de la información y el registro de aprobación en el sistema.*

Es importante indicar que en la información aportada por ESPH, había un error de fórmula, no se estaban calculando todas las cargas sociales a los diferentes puestos reportados, por lo que la IE hace la corrección generando diferencias entre lo solicitado por la empresa.

- **Materiales y suministros:** *La empresa registró las copias para el trámite de interconexión.*
- **Depreciación:** *Para depreciación la empresa utilizó el activo respectivo al personal que ejecuta la actividad, en los casos donde participa gran cantidad de personal, como en plataforma de servicios, ESPH utilizó un activo representativo para la actividad. En la etapa 1 solo se registra el uso de las computadoras portátiles.*

- **Transporte:** La información reportada corresponde a un vehículo tipo Pickup 4x4 y una grúa aislada y los gastos de mantenimiento incluyen las reparaciones, repuestos, e insumos para la operación del vehículo, incluido también el pago anual de la revisión técnica vehicular.

Es importante indicar que esta Intendencia detecta que hay un error en la fórmula del costo promedio de viaje de combustible, ya que presentaba un vínculo a una ruta ajena a la empresa.

- **Viáticos:** Mediante el oficio GER-257-2023, enviado por correo electrónico el 7 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa indicó: “La empresa no reconoce viáticos para esta actividad”.

Posteriormente, mediante el oficio GER-297-2023, enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa nuevamente indicó: “Viáticos: ESPH no requiere del pago de viáticos debido a que su área servida es relativamente pequeña en términos de distancia por lo cual este costo no se incluye.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Contratos:** Mediante el oficio GER-257-2023, enviado por correo electrónico el 7 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa indicó: “La empresa no contrata a terceros para actividades de generación distribuida.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** Mediante el oficio GER-257-2023, enviado por correo electrónico el 7 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa detalló costos que no fueron contemplados, como lo es el sistema de ADMS, costos de sistemas empresariales, servicios públicos, servicios de apoyo así como reportes para Aresep y Minae.

Si bien la empresa los menciona, no los incluyeron en el formulario, por lo que esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es contemplado

por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** Mediante el oficio GER-297-2023, enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Infor_Adicional” la empresa indicó: “Otros Costos: no se identificaron otros costos asociados a este proceso por lo cual no incluye ningún monto.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por ESPH y el análisis realizado por la IE, para la etapa 1, solicitud de interconexión:

Cuadro N°41
Montos reportados por ESPH
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ESPH (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡6 333,96	₡8 528,28	₡2 194,32
Gasto por materiales y suministros	₡200,00	₡200,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡25,08	₡25,08	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total etapa 1	₡6 559,03	₡8 753,36	₡2 194,32

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la distribuidora y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, el formulario presentaba un error de fórmula, donde no se estaban calculando las cargas sociales para todos los salarios.

b) Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial.

- **Salarios:** Para esta etapa la empresa indicó que requiere de un líder 3 optimización del negocio responsable de la verificación GIS del servicio, capacidad del transformador y capacidad disponible, validación de protecciones, revisión de resultados de modelado y simulación, así como la aprobación del sistema. La empresa también reportó ejecutivo de servicios 2, un supervisor operativo de operaciones técnicas de medición y un supervisor operativo de mantenimiento correctivo distribución, responsables de la inspección de campo y validación de medidores así como del dimensionamiento y especificaciones de los sistemas de medición, entre otras funciones requeridas para la interconexión del usuario.

Es importante indicar que en la información aportada por ESPH, había un error de fórmula, no se estaban calculando todas las cargas sociales a los diferentes puestos reportados, por lo que la IE hace la corrección generando diferencias entre lo solicitado por la empresa.

- **Materiales y suministros:** La empresa no reportó materiales en esta etapa.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593

- **Depreciación:** Para depreciación la empresa utilizó el activo respectivo al personal que ejecuta la actividad, en los casos donde participa gran cantidad de personal, como en plataforma de servicios, ESPH utilizó un activo representativo para la actividad. En la etapa 2 solo se registra el uso de las computadoras portátiles y vehículo para la inspección de campo.
- **Transporte:** La información reportada correspondió a un vehículo tipo Pickup 4x4 y una grúa aislada y los gastos de mantenimiento incluyen las reparaciones, repuestos, e insumos para la operación del vehículo, incluido también el pago anual de la revisión técnica vehicular.

Es importante indicar que esta Intendencia detecta que hay un error en la fórmula del costo promedio de viaje de combustible, ya que presentaba un vínculo a una ruta ajena a la empresa.

Para obtener el costo promedio de litro de combustible, ESPH, en las columnas de la H10 a L12, detalla los kilómetros de la grúa y pickup necesarios para la atención del usuario interesado en interconectarse a la red de distribución, divide el monto que reporta de combustible por los kilómetros que indica para cada vehículo, el cual de la como resultado un costo por km en combustible de ϕ 252,96 para la grúa y ϕ 136,74 para el

pickup, el cual es inferior a los precios vigentes por litro de combustibles reportados en el período en el que se aprobó el último ordinario para la empresa. Por lo anterior, esta Intendencia al considerar que ESPH y Coopelesca en el 2021 se les fijó tarifa para el 2023, donde las bases de datos para combustible fueron similares entre ambas distribuidoras, le actualiza a ESPH el costo de combustible de ¢252,96 para la grúa y ¢136,74 para el pickup a ¢637 tomando como referencia los datos estimados y reportados por Coopelesca para el mismo período.

- **Viáticos:** *Mediante el oficio GER-257-2023, enviado por correo electrónico el 7 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa indicó: “La empresa no reconoce viáticos para esta actividad”.*

Posteriormente, mediante el oficio GER-297-2023, enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa nuevamente indicó: “Viáticos: ESPH no requiere del pago de viáticos debido a que su área servida es relativamente pequeña en términos de distancia por lo cual este costo no se incluye.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Contratos** *Mediante el oficio GER-257-2023, enviado por correo electrónico el 7 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa indicó: La empresa no contrata a terceros para actividades de generación distribuida.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** *Mediante el oficio GER-257-2023, enviado por correo electrónico el 7 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa detalló costos que no fueron contemplados, como lo es el sistema de ADMS, costos de sistemas empresariales, servicios públicos, servicios de apoyo así como reportes para Aresep y Minae.*

Si bien la empresa los menciona, no los incluyó en el formulario, por lo que esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es contemplado por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** Mediante el oficio GER-297-2023, enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Infor_Adicional” la empresa indicó: “Otros Costos: no se identificaron otros costos asociados a este proceso por lo cual no incluye ningún monto.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por ESPH y el análisis realizado por la IE, para la etapa 2, estudios de ingeniería e inspección inicial:

Cuadro N°42
Montos reportados por ESPH
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ESPH (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡35 356,43	₡54 682,26	₡19 325,83
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡294,14	₡294,14	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡2 221,00	₡9 724,86	₡7 503,87
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total etapa 2	₡37 871,57	₡64 701,26	₡26 829,69

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la distribuidora y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, el formulario presentaba un error de fórmula, donde no se estaban calculando las cargas sociales para todos los salarios, así como en gastos de transporte, que presentaba errores en la vinculación del costo promedio de viaje en combustible, así como la modificación al costo de litro de combustible reportado por la empresa.

c) Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha.

- **Salarios:** Para esta etapa la empresa indicó que requiere un gestor 3 operaciones de las técnicas de medición, un supervisor operativo de operaciones técnicas de medición quien revisa la información y parametrización de las pruebas, un técnico especializado de operaciones técnicas de medición quien es responsable de la ejecución de la inspección y ejecución de las pruebas, un técnico general operaciones de técnicas de medición así como un supervisor facturación de actualización del sistema en los controles internos de facturación y un gestor 3 de atención directa al usuario para la firma del contrato y la actualización en sistemas empresariales.

Es importante indicar que en la información aportada por ESPH, había un error de fórmula, no se estaban calculando todas las cargas sociales a los diferentes puestos reportados, por lo que la IE hace la corrección generando diferencias entre lo solicitado por la empresa.

- **Materiales y suministros:** La empresa registró la copia del contrato, marchamos, sellos, conductor triplex #4 AWG, tape eléctrico, conectores #1, conectores #5, remate de acometida #6. aisladores 53-1, materiales necesarios para la inspección inicial y puesta en marcha.
- **Depreciación:** Para depreciación la empresa utilizó el activo respectivo al personal que ejecuta la actividad, en los casos donde participa gran cantidad de personal, como en plataforma de servicios, ESPH utilizó un activo representativo para la actividad. En la etapa 3 solo se registró el uso de las computadoras portátiles y vehículo para la inspección de campo.

Es importante indicar que el formulario presentaba un error de fórmula, al tener celdas con valor cero, por lo que la IE, hace la corrección generando diferencias con lo indicado por la empresa.

- **Transporte:** La información reportada correspondió a un vehículo tipo Pickup 4x4 y una grúa aislada y los gastos de mantenimiento incluyen las reparaciones, repuestos, e insumos para la operación del vehículo, incluido también el pago anual de la revisión técnica vehicular.

Es importante indicar que esta Intendencia detecta que hay un error en la fórmula del costo promedio de viaje de combustible, ya que presentaba un vínculo a una ruta ajena a la empresa.

Para obtener el costo promedio de litro de combustible, ESPH, en las columnas de la H10 a L12, detalla los kilómetros de la grúa y pickup necesarios para la atención del usuario interesado en interconectarse a la red de distribución, divide el monto que reporta de combustible por los

kilómetros que indica para cada vehículo, el cual de la como resultado un costo por km en combustible de ¢252,96 para la grúa y ¢136,74 para el pickup, el cual es inferior a los precios vigentes por litro de combustibles reportados en el período en el que se aprobó el último ordinario para la empresa. Por lo anterior, esta Intendencia al considerar que ESPH y Coopelesca en el 2021 se les fijó tarifa para el 2023, donde las bases de datos para combustible fueron similares entre ambas distribuidoras, le actualiza a ESPH el costo de combustible de ¢252,96 para la grúa y ¢136,74 para el pickup a ¢637 tomando como referencia los datos estimados y reportados por Coopelesca para el mismo período.

- **Viáticos:** Mediante el oficio GER-257-2023, enviado por correo electrónico el 7 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa indicó: “La empresa no reconoce viáticos para esta actividad”.

Posteriormente, mediante el oficio GER-297-2023, enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa nuevamente indicó: “Viáticos: ESPH no requiere del pago de viáticos debido a que su área servida es relativamente pequeña en términos de distancia por lo cual este costo no se incluye.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Contratos:** Mediante el oficio GER-257-2023, enviado por correo electrónico el 7 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa indicó: La empresa no contrata a terceros para actividades de generación distribuida.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593

- **Costos Indirectos:** Mediante el oficio GER-257-2023, enviado por correo electrónico el 7 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa detalló costos que no fueron contemplados, como lo es el sistema de ADMS, costos de sistemas empresariales, servicios públicos, servicios de apoyo así como reportes para Aresep y Minae.

Si bien la empresa los mencionó, no los incluyó en el formulario, por lo que esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es contemplado por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** Mediante el oficio GER-297-2023, enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Infor_Adicional” la empresa indicó: “Otros Costos: no se identificaron otros costos asociados a este proceso por lo cual no incluye ningún monto.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por ESPH y el análisis realizado por la IE, para la etapa 3, inspección final y puesta en marcha:

Cuadro N°43
Montos reportados por ESPH
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ESPH (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡21 087,41	₡32 613,79	₡11 526,38
Gasto por materiales y suministros	₡26 550,60	₡26 550,60	₡0,00
Gasto por depreciación	₡2 114,77	₡2 114,77	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡7 251,56	₡12 759,16	₡5 507,60
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total etapa 3	₡57 004,34	₡74 038,32	₡17 033,98

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la distribuidora y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, el formulario presentaba un error de fórmula, donde no se estaban calculando las cargas sociales para todos los salarios, así como en gastos de transporte, que presentaba errores en la vinculación del costo promedio de viaje en combustible, así como la modificación al costo de litro de combustible reportado por la empresa.

d) Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa).

- **Salarios:** Para esta etapa la empresa indicó que requiere un gestor 3 operaciones de las técnicas de medición, un supervisor operativo de operaciones técnicas de medición, un técnico especializado de operaciones técnicas de medición y un técnico general operaciones de técnicas de medición responsables de la reinspección de la solicitud de interconexión.

Es importante indicar que en la información aportada por ESPH, había un error de fórmula, no se estaban calculando todas las cargas sociales a los diferentes puestos reportados, por lo que la IE hace la corrección generando diferencias entre lo solicitado por la empresa.

- **Materiales y suministros:** La empresa no reportó materiales en esta etapa.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593

- **Depreciación:** Para depreciación la empresa utilizó el activo respectivo al personal que ejecuta la actividad, en los casos donde participa gran cantidad de personal, como en plataforma de servicios, ESPH utilizó un activo representativo para la actividad. En la etapa 4 solo se registra el uso de las computadoras portátiles y vehículo para la inspección de campo.

Es importante indicar que el formulario presentaba un error de fórmula, al tener celdas con valor cero, por lo que la IE, hace la corrección generando diferencias con lo indicado por la empresa.

- **Transporte:** La información reportada correspondió a un vehículo tipo Pickup 4x4 y una grúa aislada y los gastos de mantenimiento incluyen las reparaciones, repuestos, e insumos para la operación del vehículo, incluido también el pago anual de la revisión técnica vehicular.

Es importante indicar que esta Intendencia detecta que hay un error en la fórmula del costo promedio de viaje de combustible, ya que presentaba un vínculo a una ruta ajena a la empresa.

Para obtener el costo promedio de litro de combustible, ESPH, en las columnas de la H10 a L12, detalla los kilómetros de la grúa y pickup necesarios para la atención del usuario interesado en interconectarse a la red de distribución, divide el monto que reporta de combustible por los kilómetros que indica para cada vehículo, el cual de la como resultado un costo por km en combustible de ¢252,96 para la grúa y ¢136,74 para el pickup, el cual es inferior a los precios vigentes por litro de combustibles

reportados en el período en el que se aprobó el último ordinario para la empresa. Por lo anterior, esta Intendencia al considerar que ESPH y Coopelesca en el 2021 se les fijó tarifa para el 2023, donde las bases de datos para combustible fueron similares entre ambas distribuidoras, le actualiza a ESPH el costo de combustible de ¢252,96 para la grúa y ¢136,74 para el pickup a ¢637 tomando como referencia los datos estimados y reportados por Coopelesca para el mismo período.

- **Viáticos:** Mediante el oficio GER-257-2023, enviado por correo electrónico el 7 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa indicó: “La empresa no reconoce viáticos para esta actividad”.

Posteriormente, mediante el oficio GER-297-2023, enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa nuevamente indicó: “Viáticos: ESPH no requiere del pago de viáticos debido a que su área servida es relativamente pequeña en términos de distancia por lo cual este costo no se incluye.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Contratos:** Mediante el oficio GER-257-2023, enviado por correo electrónico el 7 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa indicó: La empresa no contrata a terceros para actividades de generación distribuida.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** Mediante el oficio GER-257-2023, enviado por correo electrónico el 7 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Estimaciones y cálculos” la empresa detalló costos que no fueron contemplados, como lo es el sistema de ADMS, costos de sistemas empresariales, servicios públicos, servicios de apoyo, así como reportes para Aresep y Minae.

Si bien la empresa los mencionó, no los incluyó en el formulario, por lo que esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es contemplado por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** Mediante el oficio GER-297-2023, enviado por correo electrónico el 31 de mayo de 2023, específicamente en el apartado “Infor_Adicional” la empresa indicó: “Otros Costos: no se identificaron otros costos asociados a este proceso por lo cual no incluye ningún monto.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por ESPH y el análisis realizado por la IE, para la etapa 4, reinspección:

Cuadro N°44
Montos reportados por ESPH
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ESPH (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡18 206,37	₡28 157,97	₡9 951,60
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡2 097,26	₡2 108,95	₡11,70
Gasto por transporte (promedio)	₡5 255,29	₡12 759,16	₡7 503,87
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total etapa 4	₡25 558,92	₡43 026,09	₡17 467,17

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la distribuidora y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, el formulario presentaba un error de fórmula, donde no se estaban calculando las cargas sociales para todos los salarios, así como en gastos de transporte, que presentaba errores en la vinculación del costo promedio de viaje en combustible, así como la modificación al costo de litro de combustible reportado por la empresa.

e) Indexación de los costos

El modelo general para determinar los costos asociados a cada una de las etapas de interconexión está enfocado en el periodo T+1, sin embargo, en el apartado “3.2 Aplicación por primera vez”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar la tarifa de costos de interconexión con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el ultimo estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea contesto:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan. Cabe recordar que en la sección 2.2 se indica que: "Los costos de cada rubro serán estimados para el respectivo periodo siguiendo los criterios de proyección establecidos en la sección 3.1 de la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.”

Se debe recordar que las reglas contempladas en la sección 3.2 para el cálculo por primera vez, incorporan elementos que permiten a la Intendencia solventar limitaciones de información propias de un proceso de transición, en donde no se cuenta con todos los datos requeridos por el modelo. No obstante, es importante señalarle que el resto de las disposiciones de la metodología están vigentes y son aplicables, aún en el contexto de aplicación por primera vez, tal es el caso de la indexación de costos, siguiendo lo establecido en sección 2.2 antes mencionada.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de ESPH el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2024 (se propusieron tarifas para el 2023 y 2024), por lo que no corresponde la actualización por índices de precios al consumidor, por lo que se cuenta con información disponible al 2023.

f) Cargos de interconexión anualizados

Esta Intendencia consultó a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, producto que en el apartado “2.1 Fórmula general del método de cálculo,” se refiere DER o interesado que requiera conectarse a la red de distribución, posteriormente la fórmula 1.0 indica:

“Los cargos de cada etapa (variables $CS_{Int+1,e}$, $CE_{It+1,e}$, $CIFP_{t+1,e}$ y $CR_{It+1,e}$) corresponden a cargos máximos (o tope) que podrá cobrar la empresa eléctrica respectiva. El cobro de los cargos descritos en la fórmula 1.0 se consideran de forma individual. Para todas las etapas listadas, estos cargos se aprobarán para todas las empresas distribuidoras del país.”

Lo anterior se interpreta que la aplicación corresponde de forma individual, valores para 1 solicitud del usuario interesado en interconectarse a la red de distribución. Sin embargo, en el apartado “3.2 Aplicación por primera vez” se indica:

“La IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología solicitará mediante formularios a las empresas distribuidoras la información de los costos anuales correspondientes a cada una de las etapas.”

Por lo que se solicitó aclarar si la información para la aplicación de la fijación tarifaria relacionada a los cargos de interconexión con la red de distribución debe ser para 1 solicitud o datos anuales.

A lo que la fuerza de tarea indicó:

“De conformidad con la metodología, la información que se requiere es desagregada por cada servicio o solicitud de interconexión y cada uno de los cargos de interconexión que se observan en la fórmula 1.0. La sumatoria de los costos anuales refleja los costos asociados a la cantidad de servicios que se atendieron, de modo que se puede calcular el cargo por servicio. Así, para todos los ajustes tarifarios se requiere la información con el nivel de detalle descrito y en consecuencia corresponde solicitarlo de esta manera a las empresas.”

Por lo anterior, la IE solicitó a ESPH que indicará cuantas solicitudes de interconexión estiman que se tramitarán para el 2023, siendo la respuesta de la distribuidora de 29 solicitudes; por lo anterior la IE procedió a multiplicar los valores solicitados mediante el formulario “Formato SIR Interconexión” por la cantidad de solicitudes estimadas por la empresa, siendo el resultado para cada una de las etapas para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos los siguientes datos anuales:

Cuadro N°45
ESPH: costos anualizados de cada etapa
para el período 2023
--Cifras en colones--

Etapa	Detalle de la cuenta	Datos Anualizados
Etapa 1: solicitud de interconexión	Gasto por salarios	₡247 320,21
	Gasto por materiales y suministros	₡5 800,00
	Gasto por depreciación	₡727,21
	Gasto por transporte (promedio)	₡0,00
	Gasto por viáticos	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00
	Otros costos	₡0,00
	Total etapa 1	₡253 847,43
Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección	Gasto por salarios	₡1 585 785,55
	Gasto por materiales y suministros	₡0,00
	Gasto por depreciación	₡8 529,99
	Gasto por transporte (promedio)	₡282 020,96
	Gasto por viáticos	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00
	Otros costos	₡0,00
	Total etapa 2	₡1 876 336,50
Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha	Gasto por salarios	₡945 799,96
	Gasto por materiales y suministros	₡769 967,40
	Gasto por depreciación	₡61 328,42
	Gasto por transporte (promedio)	₡370 015,64
	Gasto por viáticos	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00
	Otros costos	₡0,00
	Total etapa 3	₡2 147 111,42
Etapa 4: Reinspección	Gasto por salarios	₡816 581,19
	Gasto por materiales y suministros	₡0,00
	Gasto por depreciación	₡61 159,67
	Gasto por transporte (promedio)	₡370 015,64
	Gasto por viáticos	₡0,00
	Gasto por contratos a terceros	₡0,00
	Costos indirectos	₡0,00
	Otros costos	₡0,00
	Total etapa 4	₡1 247 756,51

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

viii. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

La empresa, determinó los costos y gastos relacionados con cada una de las etapas de interconexión a las redes de distribución de energía eléctrica, según lo aprobado en el estudio tarifario ET-075-2021, mediante la resolución RE-0010-IE-2022 y rectificadas con la resolución RE-0086-IE-2022.

La IE, luego de revisar la información aportada por el ICE, le solicitó mediante el oficio OF-0447-IE-2023 aclaraciones específicamente al tratamiento de salarios, viáticos y transporte, la empresa mediante el oficio 0510-0467-2023, responde las consultas realizadas por esta Intendencia.

Posteriormente, el 29 de mayo de 2023, mediante correo electrónico la IE, requirió ampliación de la información aportada por la distribuidora, entre las cuales se le solicitó: "Para las hojas en las que no se reporta gasto, en cada una de ellas, justifique porque no requiere el mismo." El 01 de junio de 2023, el ICE vía correo electrónico, da respuesta a los requerimientos solicitados.

Esta Intendencia analizó la justificación suministrada por la empresa con relación a lo indicado en la metodología en RE-0076-JD-2023 en el apartado "3.3 Imputación de datos" y a las consultas realizadas a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, los cuales indicaron: "De conformidad con la metodología, se asegura la existencia de montos para todas las empresas y etapas, en el caso de valores ignorados, que se encuentren de forma agregada o representen cantidades que no se pueden observar, por medio de la imputación de datos. Así, el aplicador decidirá en qué forma usar esta posibilidad y el método por aplicar, en función de los parámetros técnicos que correspondan y los datos que disponga para la fijación tarifaria"

Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 4 inciso b) y c) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N°7593.

[...] Son objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora:

- b. Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos
- c. Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley. [...]

El artículo 3 inciso b de la Ley 7593 determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad (principio de servicio al costo), de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la misma Ley.

Por su parte, el artículo 31 establece una discrecionalidad técnica en favor de la Autoridad Reguladora que la faculta a que los análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios de las fijaciones tarifarias se hagan con el modelo o metodología que

mejor se adapte a las necesidades del servicio, a efecto de que se brinde en condiciones competitivas y a costos adecuados para el usuario o consumidor, debiendo contemplar al momento de fijar las tarifas de los servicios públicos el equilibrio financiero en la prestación del servicio.

El artículo 32 de la Ley 7593, establece que para la fijación tarifaria no se aceptarán como costos, entre otros las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio y los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

Por lo anterior, los técnicos de la IE, en el ejercicio de sus facultades y competencias, no imputaron datos que la empresa no solicita en sus costos de interconexión, en apego al principio de servicio al costo y equilibrio financiero, imputar un valor que la empresa expresó no requerir, atenta contra el principio de servicio al costo establecido en la Ley 7593, por lo que no existe fundamento técnico para incluirlos como parte de los costos de interconexión en la presente fijación tarifaria.

A continuación, se detallan los resultados en cada una de las etapas de interconexión, así como los aspectos más relevantes para cada una de las cuentas de costo y gastos que reporta el ICE:

a) Etapa 1: Solicitud de interconexión.

- **Salarios:** *La empresa indicó que para el proceso de interconexión de un sistema de generación distribuida (GD) a la red de distribución, consideró única y exclusivamente los costos fijos que genera cada caso en la agencia por la atención administrativa, así como la atención por parte de los designados técnicos regionales, en la revisión de requisitos técnicos, análisis de la información aportada, especificaciones técnicas de los equipos, inspección en campo e interconexión del sistema.*

Para la etapa 1, se requiere de un funcionario de agencia que se encarga de la revisión de requisitos administrativos que debe presentar el cliente del servicio eléctrico que se desea interconectar a la red de distribución y que, como primer paso, solicita disponibilidad de potencia en el circuito en el que se encuentra interconectado su servicio eléctrico. Además de un funcionario del área técnica que revisa la documentación presentada por el cliente y realiza inspección visual en campo con el propósito de verificar detalles técnicos tales como capacidad del transformador, condiciones físicas del mismo, estado del medidor de facturación y que cumpla con la normativa actual (ubicación entre otros), condiciones técnicas del servicio eléctrico, acometida capacidad de la red secundaria.

En la información solicitada por medio del oficio OF-0447-IE-2023, se le consultó al ICE acerca de los criterios utilizados para la determinación de los minutos asignados de acuerdo con los funcionarios indicados para cada clase de puesto. Por medio del oficio 0510-0467-2023 envían el detalle de los minutos para el trámite de interconexión de los sistemas de generación distribuida.

Es importante indicar que en la información aportada por el ICE, había un error de fórmula, no se estaban calculando todas las cargas sociales a los diferentes puestos reportados, por lo que la IE hace la corrección generando diferencias entre lo solicitado por la empresa.

- **Materiales y suministros:** *La empresa no reportó gasto. En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “Dentro del archivo en mención, en la hoja “Materiales y suministros” no se reporta ningún gasto, dado que no se cuenta con una contabilidad separada que permita el detalle correspondiente.”*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es reportado por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Depreciación:** *Para esta etapa la empresa reportó los activos de equipo y mobiliario de oficina, equipo de cómputo y vehículo necesarios para la solicitud de interconexión.*
- **Transporte:** *Por medio del oficio OF-0447-IE-2023, se le solicitó al ICE enviar nuevamente la información de transporte desglosando los costos por etapas.*

En el oficio de respuesta la empresa justifica los datos reportados en el primer formulario, mas no enviaron nuevamente el archivo de transporte desglosado según lo requerido en el oficio en mención, por lo que esta Intendencia, considera el dato de transporte aportado por el ICE y lo distribuye según el peso del gasto por depreciación de vehículos para cada una de las etapas de interconexión.

La empresa sólo reporta el gasto por depreciación en la etapa 1 y 3 por lo que el gasto de transporte reconocido en esta etapa es de ₡7 018.03.

- **Viáticos:** *En la información solicitada por medio del oficio OF-0447-IE-2023, se le consultó al ICE sobre las razones por las que se incurre en viático en la etapa 1 de solicitud de interconexión. Por medio del oficio 0510-0467-2023 la empresa indicó las razones que se incurren en viáticos para las etapas de solicitud de interconexión, por lo anterior se reconoce desayuno y almuerzo para un funcionario para la atención de la solicitud de interconexión.*

- **Contratos:** *En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “En la hoja de contratos, sólo se completa la tabla de la etapa 3, ya que en esta se suscriben los mismos”.*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** *En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “Para este capítulo, las hojas de costos indirectos y otros costos no se llenan y se trasladan al capítulo 4, tal como es el caso del personal de Generación Distribuida que colabora de manera permanente en el tema.”.*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** *En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “Para este capítulo, las hojas de costos indirectos y otros costos no se llenan y se trasladan al capítulo 4, tal como es el caso del personal de Generación Distribuida que colabora de manera permanente en el tema.”.*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por ICE y el análisis realizado por la IE, para la etapa 1, solicitud de interconexión:

Cuadro N°46
Montos reportados por ICE
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ICE (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡66 480,54	₡95 050,49	₡28 569,95
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡700,02	₡700,02	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡14 036,06	₡7 018,03	-₡7 018,03
Gasto por viáticos	₡8 800,00	₡8 800,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total etapa 1	₡90 016,63	₡111 568,55	₡21 551,92

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la distribuidora y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, debido a que el formulario presentaba un error de fórmula, donde no se estaban calculando las cargas sociales para todos los salarios, así como el no reconocimiento del gasto de transporte al no presentar la empresa el desglose de transporte por etapas y ponderar el gasto por la empresa en función al gasto por depreciación de vehículos.

b) Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial.

- **Salarios:** Para la etapa 2, la empresa indicó que requiere de un ingeniero, responsable de la revisión de los requisitos administrativos en agencia como documentación técnica, se realiza en oficina y no demanda visita de campo.

En la información solicitada por medio del oficio OF-0447-IE-2023, se le consultó al ICE, acerca de los criterios utilizados para la determinación de los minutos asignados de acuerdo con los funcionarios indicados para cada clase de puesto. Por medio del oficio 0510-0467-2023 envían el detalle de los minutos para el trámite de interconexión de los sistemas de generación distribuida.

Es importante indicar que en la información aportada por el ICE, había un error de fórmula, no se estaban calculando todas las cargas sociales a los diferentes puestos reportados, por lo que la IE hace la corrección generando diferencias entre lo solicitado por la empresa.

- **Materiales y suministros:** La empresa no reportó gasto. En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “Dentro del archivo en mención, en la hoja “Materiales y suministros” no se reporta ningún gasto, dado que no se cuenta con una contabilidad separada que permita el detalle correspondiente.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es reportado por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Depreciación:** *Para esta etapa la empresa reportó los activos de equipo y mobiliario de oficina y equipo de cómputo necesarios para los estudios de ingeniería e inspección inicial.*
- **Transporte:** *Por medio del oficio OF-0447-IE-2023, se le solicitó al ICE enviar nuevamente la información de transporte desglosando los costos por etapas.*

En el oficio de respuesta la empresa justifica los datos reportados en el primer formulario, mas no enviaron nuevamente el archivo de transporte desglosado según lo requerido en el oficio en mención, por lo que esta Intendencia, considera el dato de transporte aportado por el ICE y lo distribuye según el peso del gasto por depreciación de vehículos para cada una de las etapas de interconexión.

La empresa sólo reporta el gasto por depreciación en la etapa 1 y 3 por lo que en esta etapa no se reconoce gasto de transporte.

- **Viáticos:** *Para esta etapa la empresa no reportó viáticos. En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “En la hoja de viáticos dentro de la etapa 2 no se reportan gastos, porque no se requiere el traslado al campo.” por lo que esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.*
- **Contratos:** *En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “En la hoja de contratos, sólo se completa la tabla de la etapa 3, ya que en esta se suscriben los mismos”.*
Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.
- **Costos Indirectos:** *En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “Para este capítulo, las hojas de costos indirectos y otros costos no se llenan y se trasladan al capítulo 4, tal como es el caso del personal de Generación Distribuida que colabora de manera permanente en el tema ”.*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “Para este capítulo, las hojas de costos indirectos y otros costos no se llenan y se trasladan al capítulo 4, tal como es el caso del personal de Generación Distribuida que colabora de manera permanente en el tema.”.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por ICE y el análisis realizado por la IE, para la etapa 2, estudios de ingeniería e inspección inicial:

Cuadro N°47
Montos reportados por ICE
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ICE (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡24 777,59	₡38 588,61	₡13 811,03
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡100,29	₡100,29	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡14 036,06	₡0,00	-₡14 036,06
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total etapa 2	₡38 913,94	₡38 688,91	-₡225,04

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la distribuidora y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, debido a que el formulario presentaba un error de fórmula, donde no se estaban calculando las cargas sociales para todos los salarios, así como el no reconocimiento del gasto de transporte al no presentar la empresa el desglose de transporte por etapas y ponderar el gasto por la empresa en función al gasto por depreciación de vehículos.

c) Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha.

- **Salarios:** Para la etapa 3, la empresa indicó que la agencia realiza el análisis y revisión de requisitos administrativos y la información es trasladada al área técnica para que el profesional encargado, revise requisitos y documentación técnica y proceda a realizar una inspección final en campo con el propósito de verificar que todas las características de los equipos consignadas en la documentación aportada; sean las que reúnen los equipos en sitio. En esta inspección se realiza, además, la sustitución del equipo de medición de facturación por uno con función bidireccional o bien se programa el actual. En la información solicitada por medio del oficio OF-0447-IE-2023, se le consultó al ICE, acerca de los criterios utilizados para la determinación de los minutos asignados de acuerdo con los funcionarios indicados para cada clase de puesto. Por medio del oficio 0510-0467-2023 envían el detalle de los minutos para el trámite de interconexión de los sistemas de generación distribuida.
Es importante indicar que en la información aportada por el ICE, había un error de fórmula, no se estaban calculando todas las cargas sociales a los diferentes puestos reportados, por lo que la IE hace la corrección generando diferencias entre lo solicitado por la empresa.
- **Materiales y suministros:** La empresa no reportó gasto. En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “Dentro del archivo en mención, en la hoja “Materiales y suministros” no se reporta ningún gasto, dado que no se cuenta con una contabilidad separada que permita el detalle correspondiente.”
Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es reportado por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.
- **Depreciación:** Para esta etapa la empresa reportó los activos de equipo y mobiliario de oficina y equipo de cómputo necesarios para la inspección final y puesta en marcha.
- **Transporte:** Por medio del oficio OF-0447-IE-2023, se le solicitó al ICE enviar nuevamente la información de transporte desglosando los costos por etapas.
En el oficio de respuesta la empresa justifica los datos reportados en el primer formulario, mas no enviaron nuevamente el archivo de transporte desglosado según lo requerido en el oficio en mención, por lo que esta Intendencia, considera el dato de transporte aportado por el ICE y lo distribuye según el peso del gasto por depreciación de vehículos para cada una de las etapas de interconexión.

La empresa sólo reporta el gasto por depreciación en la etapa 1 y 3 por lo que el gasto de transporte reconocido en esta etapa es de ¢7 018.03.

- **Viáticos:** *Para esta etapa el ICE reportó viáticos de desayuno y almuerzo para dos funcionarios.*
- **Contratos:** *En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “En la hoja de contratos, sólo se completa la tabla de la etapa 3, ya que en esta se suscriben los mismos”.*

Para esta etapa el ICE reportó gastos de interconexión por ¢22 548 y alquiler de medidor en caso de que el cliente lo requiera por un costo de ¢14 092.

- **Costos Indirectos:** *En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó: “Para este capítulo, las hojas de costos indirectos y otros costos no se llenan y se trasladan al capítulo 4, tal como es el caso del personal de Generación Distribuida que colabora de manera permanente en el tema.”.*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** *En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “Para este capítulo, las hojas de costos indirectos y otros costos no se llenan y se trasladan al capítulo 4, tal como es el caso del personal de Generación Distribuida que colabora de manera permanente en el tema.”.*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por ICE y el análisis realizado por la IE, para la etapa 3, inspección final y puesta en marcha:

Cuadro N°48
Montos reportados por ICE
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ICE (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡149 759,82	₡233 235,95	₡83 476,13
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡726,29	₡726,29	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡14 036,06	₡7 018,03	-₡7 018,03
Gasto por viáticos	₡17 600,00	₡17 600,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡36 640,00	₡36 640,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total etapa 3	₡218 762,17	₡295 220,27	₡76 458,09

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la distribuidora y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, debido a que el formulario presentaba un error de fórmula, donde no se estaban calculando las cargas sociales para todos los salarios, así como el no reconocimiento del gasto de transporte al no presentar la empresa el desglose de transporte por etapas y ponderar el gasto por la empresa en función al gasto por depreciación de vehículos.

d) Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa).

- **Salarios:** Para esta etapa el ICE reportó un funcionario de agencia y otro de área técnica responsable de la reinspección.

En la información solicitada por medio del oficio OF-0447-IE-2023, se le solicitó al ICE, indicar los criterios utilizados para la determinación de los minutos asignados de acuerdo con los funcionarios indicados para cada clase de puesto. Por medio del oficio 0510-0467-2023 envían el detalle de los minutos para el trámite de interconexión de los sistemas de generación distribuida.

Es importante indicar que en la información aportada por el ICE, había un error de fórmula, no se estaban calculando todas las cargas sociales a los diferentes puestos reportados, por lo que la IE hace la corrección generando diferencias entre lo solicitado por la empresa.

- **Materiales y suministros:** La empresa no reporta gasto. En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “Dentro del archivo en mención, en la hoja “Materiales y suministros” no se reporta ningún gasto, dado que no se cuenta con una contabilidad separada que permita el detalle correspondiente.”

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es reportado por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Depreciación:** *Para esta etapa la empresa reportó los activos de equipo y mobiliario de oficina y equipo de cómputo necesarios para la reinspección solicitud de interconexión.*
- **Transporte:** *Por medio del oficio OF-0447-IE-2023, se le solicitó al ICE enviar nuevamente la información de transporte desglosando los costos por etapas, en el oficio la empresa justifica los datos reportados en el primer formulario, más no se envió nuevamente el archivo de transporte desglosado según lo requerido en el oficio en mención, por lo que esta Intendencia, considera el dato de transporte aportado por el ICE y lo distribuye según el peso del gasto por depreciación de vehículos para cada una de las etapas de interconexión.*

La empresa sólo reporta el gasto por depreciación en la etapa 1 y 3 por lo que en esta etapa no se reconoce gasto de transporte.

- **Viáticos:** *Para esta etapa el ICE reportó viáticos de desayuno y almuerzo para dos funcionarios.*
- **Contratos:** *En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “En la hoja de contratos, sólo se completa la tabla de la etapa 3, ya que en esta se suscriben los mismos”.*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Costos Indirectos:** *En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “Para este capítulo, las hojas de costos indirectos y otros costos no se llenan y se trasladan al capítulo 4, tal como es el caso del personal de Generación Distribuida que colabora de manera permanente en el tema.”.*

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

- **Otros costos:** En el correo electrónico recibido el 01 de junio de 2023, el ICE indicó “Para este capítulo, las hojas de costos indirectos y otros costos no se llenan y se trasladan al capítulo 4, tal como es el caso del personal de Generación Distribuida que colabora de manera permanente en el tema.”.

Esta Intendencia considera mantener como valor 0 y no imputar un dato que afectará la tarifa de costos de interconexión, el cual no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N° 7593.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por ICE y el análisis realizado por la IE, para la etapa 4, reinspección:

Cuadro N°49
Montos reportados por ICE
Versus los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	ICE (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡149 759,82	₡233 235,95	₡83 476,13
Gasto por materiales y suministros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡143,28	₡143,28	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡14 036,06	₡0,00	-₡14 036,06
Gasto por viáticos	₡17 600,00	₡17 600,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Total etapa 4	₡181 539,16	₡250 979,23	₡69 440,06

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la distribuidora y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por salarios, debido a que el formulario presentaba un error de fórmula, donde no se estaban calculando las cargas sociales para todos los salarios, así como el no reconocimiento del gasto de transporte al no presentar la empresa el desglose de transporte por etapas y ponderar el gasto por la empresa en función al gasto por depreciación de vehículos.

e) Indexación de los costos

El modelo general para determinar los costos asociados a cada una de las etapas de interconexión está enfocado en el periodo T+1, sin embargo, en el apartado “3.2 Aplicación por primera vez”, la metodología indica que se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Ante esta situación la IE procedió a consultar a la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, ya que existía la incertidumbre si se debía aplicar la tarifa de costos de interconexión con los datos tal cual se encuentran en el último estudio tarifario ordinario aprobado para el sistema de distribución, o por si el contrario debe traerse esos montos a valor presente, al existir una disparidad entre el ultimo estado de resultados aprobado entre las empresas distribuidoras, ante esto la fuerza de tarea contesto:

“En caso de que lo requieran, la utilización de la estructura de costos del último estudio tarifario fue incorporado en la metodología tal y como lo señalan. Cabe recordar que en la sección 2.2 se indica que: "Los costos de cada rubro serán estimados para el respectivo periodo siguiendo los criterios de proyección establecidos en la sección 3.1 de la "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural", aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya."

Se debe recordar que las reglas contempladas en la sección 3.2 para el cálculo por primera vez, incorporan elementos que permiten a la Intendencia solventar limitaciones de información propias de un proceso de transición, en donde no se cuenta con todos los datos requeridos por el modelo. No obstante, es importante señalarle que el resto de las disposiciones de la metodología están vigentes y son aplicables, aún en el contexto de aplicación por primera vez, tal es el caso de la indexación de costos, siguiendo lo establecido en sección 2.2 antes mencionada.”

Por lo anterior esta Intendencia procedió a estimar los valores reportados por las empresas, indexándolos al 2023, en los casos que la información disponible fuese a un período anterior. En este caso mediante una actualización de índices, utilizando el Índice de Precios al Consumidor, la variación anual (Dic.-Dic.) para salarios, variación promedio anual para gastos, exceptuando depreciación que no se proyecta incremento, al utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, más no un incremento por variables macroeconómicas.

En el caso de ICE el último estado de resultados tarifario disponible para el sistema de distribución es para el período 2022, por lo que esta Intendencia estima los valores al 2023 según la variación del índice de precios al consumidor.

Cuadro N°50
ICE: costos de cada etapa
para el período 2023
--Cifras en colones--

Etapa	Detalle de la cuenta	Total costos (2022) 1 solicitud	2023
Etapa 1: solicitud de interconexión	Gasto por salarios	Ø95 050,49	Ø96 191,10
	Gasto por materiales y suministros	Ø0,00	Ø0,00
	Gasto por depreciación	Ø700,02	Ø700,02
	Gasto por transporte (promedio)	Ø7 018,03	Ø7 107,76
	Gasto por viáticos	Ø8 800,00	Ø8 912,51
	Gasto por contratos a terceros	Ø0,00	Ø0,00
	Costos indirectos	Ø0,00	Ø0,00
	Otros costos	Ø0,00	Ø0,00
	Total etapa 1	Ø111 568,55	Ø112 911,39
Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección	Gasto por salarios	Ø38 588,61	Ø39 051,68
	Gasto por materiales y suministros	Ø0,00	Ø0,00
	Gasto por depreciación	Ø100,29	Ø100,29
	Gasto por transporte (promedio)	Ø0,00	Ø0,00
	Gasto por viáticos	Ø0,00	Ø0,00
	Gasto por contratos a terceros	Ø0,00	Ø0,00
	Costos indirectos	Ø0,00	Ø0,00
	Otros costos	Ø0,00	Ø0,00
	Total etapa 2	Ø38 688,91	Ø39 151,97
Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha	Gasto por salarios	Ø233 235,95	Ø236 034,78
	Gasto por materiales y suministros	Ø0,00	Ø0,00
	Gasto por depreciación	Ø726,29	Ø726,29
	Gasto por transporte (promedio)	Ø7 018,03	Ø7 107,76
	Gasto por viáticos	Ø17 600,00	Ø17 825,02
	Gasto por contratos a terceros	36 640,00	Ø37 108,44
	Costos indirectos	0,00	Ø0,00
	Otros costos	Ø0,00	Ø0,00
	Total etapa 3	Ø295 220,27	Ø298 802,29
Etapa 4: Reinspección	Gasto por salarios	Ø233 235,95	Ø236 034,78
	Gasto por materiales y suministros	Ø0,00	Ø0,00
	Gasto por depreciación	Ø143,28	Ø143,28
	Gasto por transporte (promedio)	Ø0,00	Ø0,00
	Gasto por viáticos	Ø17 600,00	Ø17 825,02
	Gasto por contratos a terceros	Ø0,00	Ø0,00
	Costos indirectos	Ø0,00	Ø0,00
	Otros costos	Ø0,00	Ø0,00
	Total etapa 4	Ø250 979,23	Ø254 003,08

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

f) Cargos de interconexión anualizados

Esta Intendencia consultó a los miembros de la fuerza de tarea, encargada de desarrollar el instrumento metodológico en aplicación, producto que en el apartado “2.1 Fórmula general del método de cálculo,” se refiere DER o interesado que requiera conectarse a la red de distribución, posteriormente la fórmula 1.0 indica:

“Los cargos de cada etapa (variables $CS_{Int+1,e}$, $CE_{It+1,e}$, $CIFP_{t+1,e}$ y $CR_{It+1,e}$) corresponden a cargos máximos (o tope) que podrá cobrar la empresa eléctrica respectiva. El cobro de los cargos descritos en la fórmula 1.0 se consideran de forma individual. Para todas las etapas listadas, estos cargos se aprobarán para todas las empresas distribuidoras del país.”

Lo anterior se interpreta que la aplicación corresponde de forma individual, valores para 1 solicitud del usuario interesado en interconectarse a la red de distribución. Sin embargo, en el apartado “3.2 Aplicación por primera vez” se indica:

“La IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología solicitará mediante formularios a las empresas distribuidoras la información de los costos anuales correspondientes a cada una de las etapas.”

Por lo que se solicitó aclarar si la información para la aplicación de la fijación tarifaria relacionada a los cargos de interconexión con la red de distribución debe ser para 1 solicitud o datos anuales.

A lo que la fuerza de tarea indicó:

“De conformidad con la metodología, la información que se requiere es desagregada por cada servicio o solicitud de interconexión y cada uno de los cargos de interconexión que se observan en la fórmula 1.0. La sumatoria de los costos anuales refleja los costos asociados a la cantidad de servicios que se atendieron, de modo que se puede calcular el cargo por servicio. Así, para todos los ajustes tarifarios se requiere la información con el nivel de detalle descrito y en consecuencia corresponde solicitarlo de esta manera a las empresas.”

Por lo anterior, la IE solicitó a ICE que indicará cuantas solicitudes de interconexión estiman que se tramitarán para el 2023, siendo la respuesta de la distribuidora de 216 solicitudes; por lo anterior la IE procedió a multiplicar los valores solicitados mediante el formulario “Formato SIR Interconexión” por la cantidad de solicitudes estimadas por la empresa, siendo el resultado para cada una de las etapas para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos los siguientes datos anuales:

Cuadro N°51
ICE: costos anualizados de cada etapa
para el período 2023
--Cifras en colones--

Etapa	Detalle de la cuenta	Datos Anualizados
Etapa 1: solicitud de interconexión	Gasto por salarios	¢20 777 277,61
	Gasto por materiales y suministros	¢0,00
	Gasto por depreciación	¢151 204,38
	Gasto por transporte (promedio)	¢1 535 275,53
	Gasto por viáticos	¢1 925 101,81
	Gasto por contratos a terceros	¢0,00
	Costos indirectos	¢0,00
	Otros costos	¢0,00
	Total etapa 1	¢24 388 859,33
Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección	Gasto por salarios	¢8 435 162,18
	Gasto por materiales y suministros	¢0,00
	Gasto por depreciación	¢21 663,52
	Gasto por transporte (promedio)	¢0,00
	Gasto por viáticos	¢0,00
	Gasto por contratos a terceros	¢0,00
	Costos indirectos	¢0,00
	Otros costos	¢0,00
	Total etapa 2	¢8 456 825,69
Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha	Gasto por salarios	¢50 983 512,92
	Gasto por materiales y suministros	¢0,00
	Gasto por depreciación	¢156 878,16
	Gasto por transporte (promedio)	¢1 535 275,53
	Gasto por viáticos	¢3 850 203,62
	Gasto por contratos a terceros	¢8 015 423,90
	Costos indirectos	¢0,00
	Otros costos	¢0,00
	Total etapa 3	¢64 541 294,13
Etapa 4: Reinspección	Gasto por salarios	¢50 983 512,92
	Gasto por materiales y suministros	¢0,00
	Gasto por depreciación	¢30 947,88
	Gasto por transporte (promedio)	¢0,00
	Gasto por viáticos	¢3 850 203,62
	Gasto por contratos a terceros	¢0,00
	Costos indirectos	¢0,00
	Otros costos	¢0,00
	Total etapa 4	¢54 864 664,42

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la empresa distribuidora.

2. Tarifa resultante.

En lo que respecta al cálculo para establecer los cargos de interconexión con la red de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos de acuerdo con lo definido por Ley N° 10086; la IE analizó y revisó los costos contemplados por las empresas distribuidoras para cada una de las siguientes etapas:

- Etapa 1: Solicitud de interconexión (variable $CSInt_{t+1,e}$).
- Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial (variable $CEIt_{t+1,e}$).
- Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha (variable $CIFPt_{t+1,e}$).
- Etapa 4: Reinspección en caso de la etapa 3 resulte infructuosa- (variable $CRI_{t+1,e}$).

Siendo que en la metodología RE-0076-JD-2023, establece en la fórmula 1.0 que el cargo total de interconexión en colones para el interesado en interconectar un DER a la red de distribución para autoconsumo, se obtiene de la siguiente manera:

$$Cint_{t+1,e} = CSIn_{t+1,e} + CEIt_{t+1,e} + CIFPt_{t+1,e} + CRI_{t+1,e}$$

Donde:

$Cint_{t+1,e}$	= Cargo total de interconexión en colones durante el periodo $t+1$ para la empresa e .
$CSIn_{t+1,e}$	= Cargo final de solicitud de interconexión a pagar por parte del solicitante para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo $t+1$ y para la empresa e .
$CEIt_{t+1,e}$	= Cargo final del estudio de ingeniería e inspección inicial a pagar por parte del solicitante, en colones durante el periodo $t+1$ y para la empresa e .
$CIFPt_{t+1,e}$	= Cargo final de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión a pagar por el solicitante, en colones durante el periodo $t+1$ y para la empresa e .
$CRI_{t+1,e}$	= Cargo final de la reinspección a pagar por el solicitante en caso de ser requerida, debido a que la etapa 3 resulte infructuosa, en colones durante el periodo $t+1$ y para la empresa e .
$t + 1$	= Periodo en el que estará vigente el cargo.
e	= Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

Los cargos de cada etapa (variables $CSInt_{t+1,e}$, $CEIt_{t+1,e}$, $CIFPt_{t+1,e}$ y $CRI_{t+1,e}$) corresponden a cargos máximos (o tope) que podrá cobrar la empresa eléctrica respectiva. El cobro de los cargos descritos en la fórmula 1.0 se consideran de forma individual para cada una de las empresas y para todas las etapas listadas.

Lo anterior debe entenderse que la IE, realizó un análisis riguroso de los costos reportados por las empresas distribuidoras eléctricas, en concordancia con lo establecido el artículo 3 inciso b y el artículo 4 inciso a y b de la Ley 7593 y la metodología RE-0076-JD-2023.

En ese sentido, los datos solicitados a las empresas corresponden al costo del trámite de una solicitud de interconexión, estos montos provienen del estudio tarifario ordinario aprobado por esta Intendencia a la empresa. Posteriormente, una vez depurados los gastos, se procedió a indexarlos al 2023 (esta indexación se realizó únicamente a las empresas donde el último estudio tarifario aprobado vía ordinaria fuese de uno o más períodos anteriores), para que de esta manera los montos finales fueran comparables entre las empresas.

Finalmente, según la metodología vigente, esta Intendencia determinó el costo de cada etapa para cada una de las empresas y posteriormente se determinó un promedio simple de los cargos para cada etapa. Así las cosas, si para una distribuidora los costos propios son mayores a dicho promedio, el diferencial sobre el valor promedio quedará excluido del reconocimiento tarifario.

En los siguientes cuadros se muestran los cargos resultantes para cada una de las etapas de interconexión con la red de distribución:

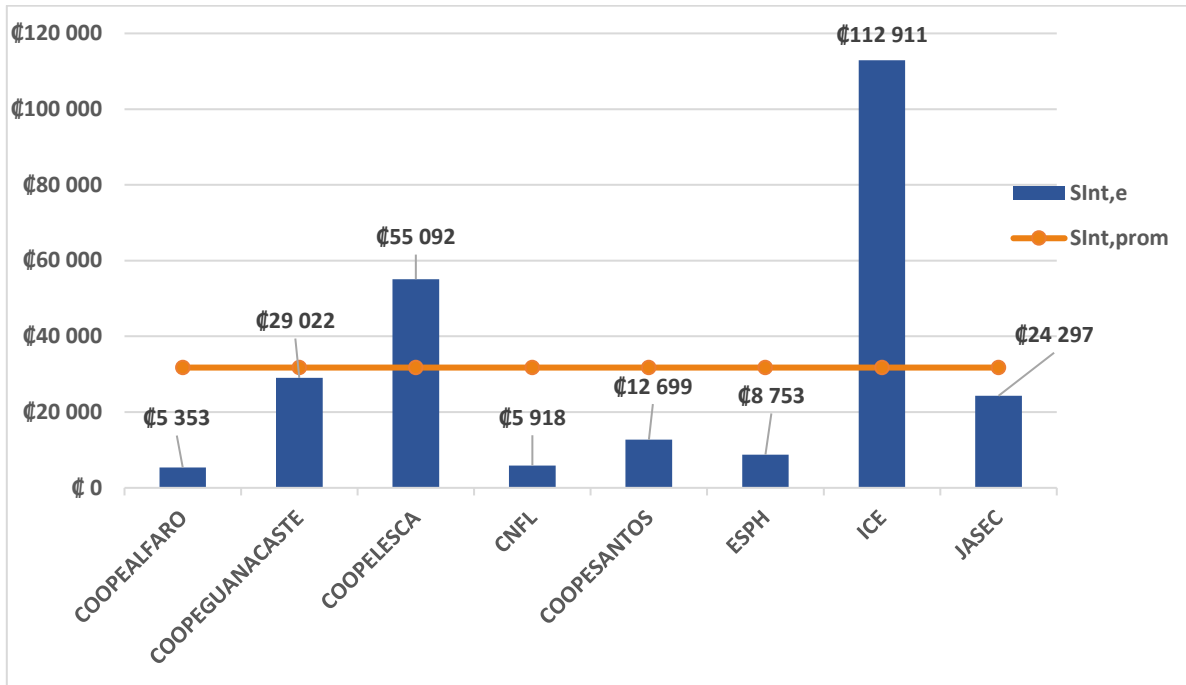
Cuadro N°52
Costos consolidados para la
Etapas 1 Solicitud de interconexión
período 2023
--Cifras en colones--

$$CSIn_{t,e} = \min(SIn_{t,e}, SIn_{t,prom})(Fórmula 1.1)$$

Variable	Valor								
	General	CAR	CG	CL	CNFL	CS	ESPH	ICE	JASEC
$CSIn_{t,e}$		5	29	31	5	12	8	31	24
		353	022	756	918	699	753	756	297
$SIn_{t,e}$		5	29	55	5	12	8	112	24
		353	022	092	918	699	753	911	297
$SIn_{t,prom}$	31 756								

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

Gráfico N°1
Costos consolidados para la
Etapa 1 Solicitud de interconexión
período 2023
--Cifras en colones--



Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

De acuerdo con los resultados obtenidos del análisis de los costos reportados por las empresas para esta etapa, el cargo promedio de la solicitud de interconexión (precio máximo) es de ₡31 756.

Siendo que ICE y Coopelesca reportan costos mayores al promedio simple de los cargos reportados por las distribuidoras para el período T, ese diferencial queda excluido del reconocimiento tarifario.

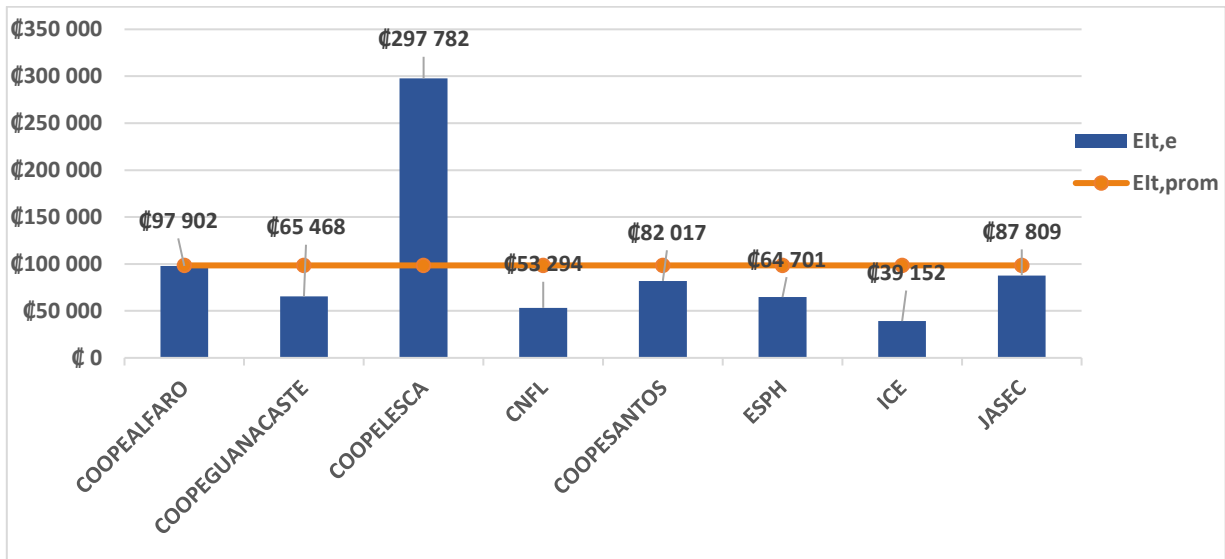
Cuadro N°53
Costos consolidados para la
Etapa 2 Estudios de ingeniería e inspección inicial
período 2023
--Cifras en colones--

$$CEI_{t,e} = \min(EI_{t,e}, EI_{t,prom})(\text{Fórmula 1.2})$$

Variable	Valor								
	General	CAR	CG	CL	CNFL	CS	ESPH	ICE	JASEC
$CEI_{t,e}$		97 902	65 468	98 516	53 294	82 017	64 701	39 152	87 809
$EI_{t,e}$		97 902	65 468	297 782	53 294	82 017	64 701	39 152	87 809
$EI_{t,prom}$	98 516								

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

Gráfico N°2
Costos consolidados para la
Etapa 2 Estudios de ingeniería e inspección inicial
período 2023--Cifras en colones--



Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

De acuerdo con los resultados obtenidos del análisis de los costos reportados por las empresas para esta etapa, el cargo promedio del estudio de ingeniería e inspección inicial a pagar por parte del solicitante (precio máximo) es de ¢98 516. Siendo que Coopelesca reporta costos mayores al promedio simple de los cargos reportados por las distribuidoras para el período T, ese diferencial queda excluido del reconocimiento tarifario.

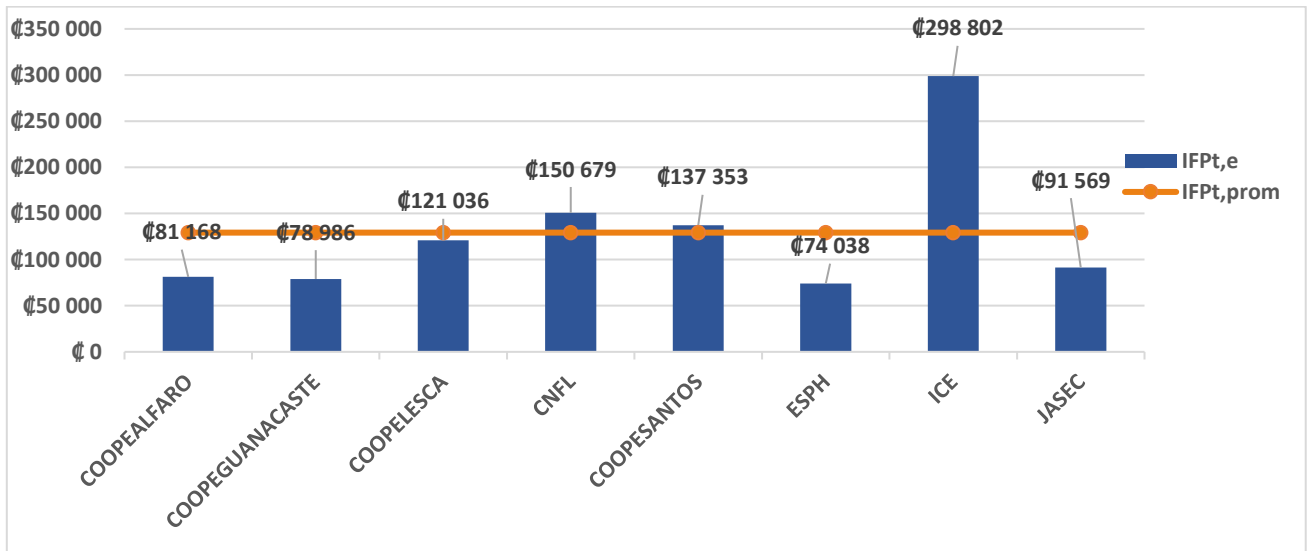
Cuadro N°54
Costos consolidados para la
Etapa 3 Inspección final
y puesta en marcha de la interconexión
período 2023
--Cifras en colones--

$$CIFP_{t,e} = \min(IFP_{t,e}, IFP_{t,prom})(F\acute{o}rmula\ 1.3)$$

Variable	Valor								
	General	CAR	CG	CL	CNFL	CS	ESPH	ICE	JASEC
$CIFP_{t,e}$		81 168	78 986	121 036	129 204	129 204	74 038	129 204	91 569
$IFP_{t,e}$		81 168	78 986	121 036	150 679	137 353	74 038	298 802	91 569
$IFP_{t,prom}$	129 204								

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras

Gráfico N°3
Costos consolidados para la
Etapa 3 Inspección final
y puesta en marcha de la interconexión
período 2023
--Cifras en colones--



Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

De acuerdo con los resultados obtenidos del análisis de los costos reportados por las empresas para esta etapa, el cargo promedio de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión a pagar por el solicitante (precio máximo) es de ¢129 204.

Siendo que CNFL, Coopesantos y el ICE reportan costos mayores al promedio simple de los cargos reportados por las distribuidoras para el período T, ese diferencial queda excluido del reconocimiento tarifario.

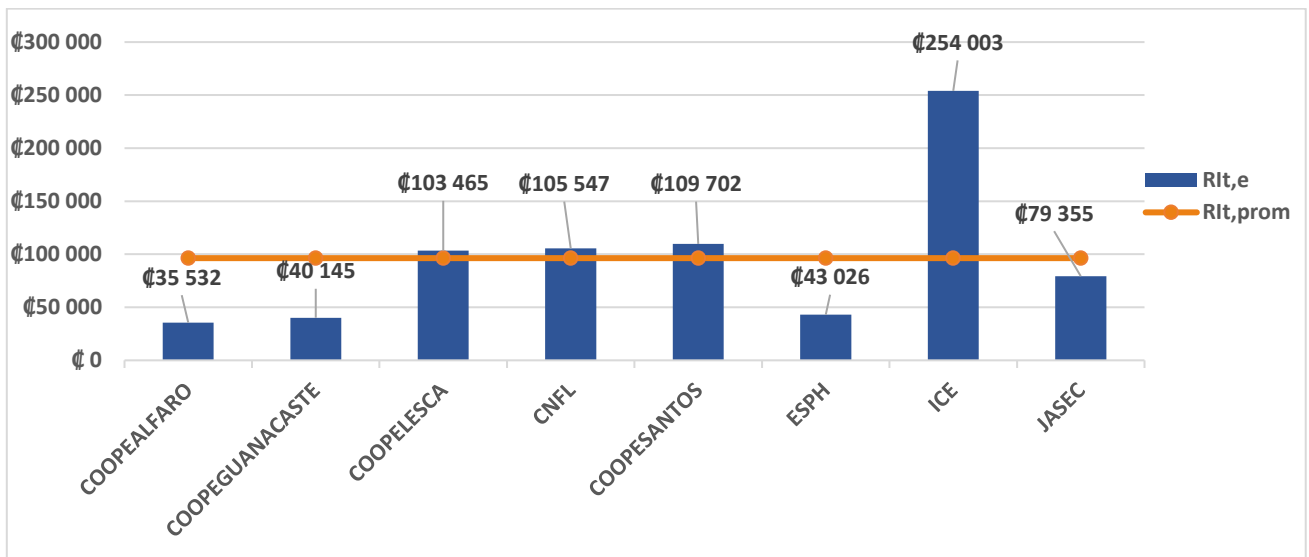
Cuadro N°55
Costos consolidados para la
Etapa 4 Reinspección de la interconexión
período 2023
--Cifras en colones--

$$CRI_{t,e} = \min(RI_{t,e}, RI_{t,prom})(\text{Fórmula 1.4})$$

Variable	Valor								
	General	CAR	CG	CL	CNFL	CS	ESPH	ICE	JASEC
$CRI_{t,e}$		35	40	96	96	96	43	96	79
		532	145	347	347	347	026	347	355
$RI_{t,e}$		35	40	103	105	109	43	254	79
		532	145	465	547	702	026	003	355
$RI_{t,prom}$	96 347								

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

Gráfico N°4
Costos consolidados para la
Etapa 4 Reinspección de la interconexión
período 2023
--Cifras en colones--



Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

De acuerdo con los resultados obtenidos del análisis de los costos reportados por las empresas para esta etapa, el cargo final de la reinspección a pagar por el solicitante en caso de ser requerida, (precio máximo) es de ¢96 347.

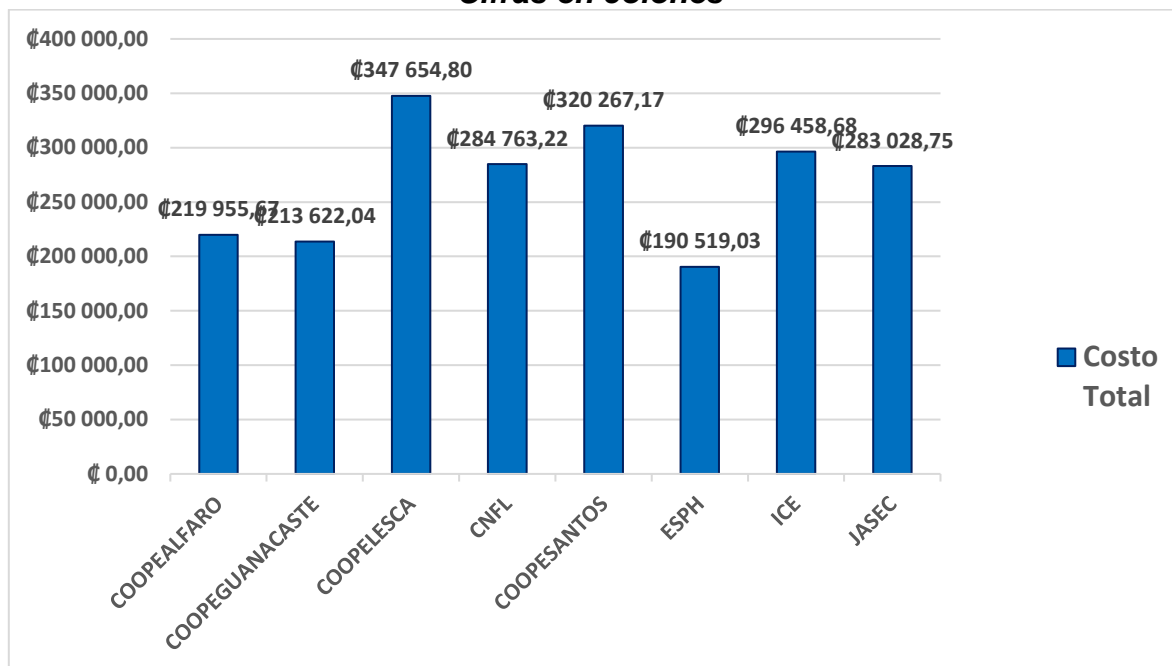
Siendo que Coopelesca, CNFL, Coopesantos y el ICE reportan costos mayores al promedio simple de los cargos reportados por las distribuidoras para el período T, ese diferencial queda excluido del reconocimiento tarifario.

Es importante advertir que la información aportada por cada una de las empresas eléctricas es el insumo principal para la tramitación del presente estudio tarifario, en este sentido, esta Intendencia después de realizar un análisis regulatorio riguroso de la información, suministrada por las 8 empresas distribuidoras, logró identificar una serie de elementos que sustentan el presente ajuste tarifario y que dan como resultado los siguientes costos en cada una de las etapas de interconexión.

Cuadro N°56
Costo total de interconexión por solicitud, según empresa distribuidora
Para el período 2023, aplicando las 4 etapas de interconexión
--Cifras en colones--

<i>Variable</i>	<i>General</i>	<i>CAR</i>	<i>CG</i>	<i>CL</i>	<i>CNFL</i>	<i>CS</i>	<i>ESPH</i>	<i>ICE</i>	<i>JASEC</i>
<i>CSIn_{t,e}</i>	31 756	5 353	29 022	31 756	5 918	12 699	8 753	31 756	24 297
<i>CEI_{t,e}</i>	98 516	97 902	65 468	98 516	53 294	82 017	64 701	39 152	87 809
<i>CIFP_{t,e}</i>	129 204	81 168	78 986	121 036	129 204	129 204	74 038	129 204	91 569
<i>CRI_{t,e}</i>	96 347	35 532	40 145	96 347	96 347	96 347	43 026	96 347	79 355
		219 956	213 622	347 655	284 763	320 267	190 519	296 459	283 029

Gráfico N°5
Costo total de interconexión por solicitud, según empresa distribuidora
período 2023
--Cifras en colones--



Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las empresas distribuidoras.

Es importante indicar que los costos totales de cada una de las empresas corresponden al monto final si el solicitante requiere de la reinspección, de lo contrario el costo total de interconexión correspondería a la suma de las etapas de la 1 a la 3.

[...]

VI. CONCLUSIONES

1. La Junta Directiva de la Aresep, por medio de la resolución RE-0076-JD-2023 aprobó la metodología para el cálculo de la tarifa Costos de interconexión, en la cual se instruye la aplicación por primera vez de lo dispuesto en este instrumento regulatorio.
2. La Intendencia de Energía como aplicador de la metodología establecida, elaboró y socializó los formularios de información requerida con las empresas distribuidoras para la aplicación por primera vez del “Capítulo I Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”.
3. La Intendencia de Energía realizó una revisión rigurosa de los costos contemplados por las empresas distribuidoras, para cada una de las etapas de las etapas de interconexión que se cumplieren con los principios de proporcionalidad, razonabilidad y servicio al costo, establecidos en la Ley N.º 7593.

4. De los costos resultantes de las empresas distribuidoras, para cada una de las etapas se determinó el valor del promedio simple de los cargos de solicitud, en consecuencia, si para una empresa sus costos propios son mayores a dicho promedio, el diferencial sobre el valor promedio queda excluido del reconocimiento tarifario.

5. Es importante advertir que la información aportada por cada una de las empresas eléctricas es el insumo principal para la tramitación del presente estudio tarifario, en este sentido, esta Intendencia después de realizar un análisis regulatorio riguroso de la información, suministrada por las 8 empresas distribuidoras, logró identificar una serie de elementos que sustentan el presente ajuste tarifario y que dan como resultado los siguientes costos en cada una de las etapas de interconexión.

El valor promedio simple para cada etapa de interconexión son los siguientes:

- Costo de solicitud de interconexión: ¢31 756.
- Costo del estudio de ingeniería e inspección inicial: ¢98 516.
- Costo de la inspección final y puesta en marcha: ¢129 204.
- Costo de la reinspección: ¢96 347.

[...]

- II. Que, en lo que se refiere a la audiencia pública, del informe técnico IN-0180-IE-2023 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

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

Según el informe de oposiciones IN-0502-DGAU-2023 (folios 424 al 425) del 17 de agosto de 2023, emitido por la Dirección General de Atención al Usuario, se presentaron 6 posiciones admitidas a la propuesta tarifaria, las cuales se analizan de seguido.

1. Coadyuvancia: Adolfo Alpízar López, cédula de identidad N° 1-1158-0800
Observaciones: *Hace uso de la palabra en la audiencia pública. No presenta escrito.*

Notificaciones: Al correo electrónico: a.alpizar@grupodedno.com

El señor Alpízar indica: “Me parece que es una forma en que se fomenta que se puedan aprovechar esos recursos de generación que actualmente no se están aprovechando y que no solo se aproveche en el sitio donde se genera, sino que se aproveche hacia todos los costarricenses. La consulta es la siguiente, es que si cuando se hace un ajuste tarifario se le aplica, si se le aplica a todas las plantas o solo a las que se gestionen nuevas. Porque cuando, porque puede haber algún tipo de contrato con la empresa distribidora o si el contrato va a quedar abierto a que se va a regir en función a los ajustes tarifarios, esa es la consulta básicamente.”

Respuesta:

Se agradece al señor Adolfo, la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se le indica que la Intendencia de Energía (IE) es consciente de la necesidad que se aprovechen de forma oportuna los recursos naturales y con ello hacer un uso eficiente de la energía; así mismo, la IE está comprometida en actuar según la facultades que le competen para garantizar que las tarifas de electricidad sean competitivas, así mismo velamos por la calidad y confiabilidad de la red eléctrica nacional, el cual tiene un impacto importante en la economía del país.

En materia eléctrica se tramitan a lo interno de la IE diferentes tipos de fijaciones tarifarias, según la naturaleza de la misma, los estudios tarifarios pueden ser de carácter ordinario (aquellos que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de la Ley 7593) los cuales pueden ser de oficio (la Aresep lo apertura) o a petición de parte (los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año) también la ley nos faculta a realizar fijaciones extraordinarias (las cuales consideran variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste) se pueden realizar de oficio o a petición de parte.

A nivel de Aresep, la organización interna establece que hay una Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) que se encarga de desarrollar los instrumentos metodológicos que posteriormente Junta Directiva aprueba y la IE debe aplicarlos tal cual indiqué la metodología tarifaria como es el caso de la metodología RE-0076-JD-2023 de generación distribuida la cual en este informe estamos aplicando; contamos con metodologías tarifarias ordinarias para los servicios de generación, distribución y trasmisión para las empresas públicas, municipales y cooperativas, metodologías para generación privada según se indica en la Ley 7200, como lo son las plantas hidroeléctricas nuevas y las existentes, entre otras las cuales se encuentran públicas en la página institucional <https://aresep.go.cr/electricidad/metodologias/>.

Referente a su consulta, se indica que en el caso puntual del capítulo 1, método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023, la fijación tarifaria se realiza por empresa distribuidora de forma individual y para todas las etapas de interconexión y el dato de la tarifa corresponde al costo del trámite de una solicitud de interconexión, por lo anterior, el ajuste se realiza por empresa y no por plantas de generación, en el caso que se desee gestionar un proyecto nuevo de generación eléctrica de capital privado se debe valorar el ordenamiento jurídico de las plantas de generación privada amparadas en la Ley 7200, así como las metodologías correspondientes, debido a que esta aplicación no sería el medio correcto para dicha valoración.

En caso de que requiera acompañamiento y/o asesoría en cuanto a la Ley 7200 de generación privada no dude en contactarnos vía correo electrónico a la dirección ienergia@aresep.go.cr, estamos en la mayor disposición de colaborar dentro de lo que el marco técnico y legal nos permite.

2. Oposición: Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L., cédula jurídica número 3-004-045260, representada por el señor Mario Patricio Solís Solís, cédula de identidad número 1-1082-184, en su condición de Gerente General, con facultades de representante Legal Judicial y Extrajudicial.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio CSGG-348-08-2023 (visible a folio 405)

Notificaciones: Al correo electrónico: gerencia@coopesantos.com

1. CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLES A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

¿Los montos asignados en los cargos de interconexión para cada una de las etapas incluyen el IVA o deben ser aplicados de manera adicional a los montos propuestos en cada etapa? Esto derivado de que en el periodo de remisión de información visibilizamos los impuestos para estas etapas, sin embargo, el informe no menciona si se incluyen o no los impuestos al valor agregado, los cuales se deben cobrar pues estos no corresponden a servicios exentos o exonerados.

Respuesta:

En el informe IN-0124-IE-2023 (folios 03 al 186) del expediente ET-047-2023, propiamente en la página 106 a la 122 (folios 108 al 124) se desarrolla lo acontecido con su representada para determinar los costos de interconexión en cada una de las etapas. En la etapa 1: solicitud de interconexión, se indicó por parte de la Intendencia de Energía:

[...] Salarios [...]

[...] Es importante indicar que en la hoja de cálculo “Resumen de costos por etapa”, la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” indican “La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja “Resumen de costos x etapa” agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto al valor agregado a los materiales y servicios brindados.” **Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por salarios no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a los rubros salariales¹.** [...]

[...] Depreciación [...]

[...] Es importante indicar que en la hoja de cálculo “Resumen de costos por etapa”, la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” indican “La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja “Resumen de costos x etapa” agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto al valor agregado a los materiales y servicios brindados.” **Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por depreciación no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a este rubro².**[...]

[...] **Otros costos:** La distribuidora indicó “en el rubro de otros costos, no consideramos ningún costo adicional relacionado a la atención de una solicitud de generación distribuida.” **Sin embargo, esta Intendencia reconoce en este segmento la línea del impuesto al valor agregado que la cooperativa incluyó en la hoja “Resumen de costos x etapa³”.**”

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopesantos y el análisis realizado por la IE, para la etapa 1, solicitud de interconexión:

¹ El subrayado no es parte del original.

² El subrayado no es parte del original.

³ El subrayado no es parte del original.

Cuadro N°29
Montos reportados por Coopesantos
Vrs los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Santos (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡10 139,02	₡10 139,02	₡0,00
Gasto por materiales y suministros	₡40,00	₡40,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡44,59	₡44,59	₡0,00
Gasto por transporte (promedio)	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por viáticos	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡1 239,84	₡1 239,84	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡166,38	₡166,38
Total etapa 1	₡11 463,45	₡11 629,82	₡166,38

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la distribuidora.

La diferencia que se presentan entre lo solicitado por la cooperativa y lo reconocido por la IE, **se debe al gasto del IVA que la distribuidora lo incluyó en una línea aparte en el resumen de costos por etapa y la IE lo incorpora como otros gastos**⁴. [...]

En la etapa 2 Estudios de ingeniería e inspección inicial se indicó por parte de esta Intendencia:

[...] Salarios [...]

[...] Es importante indicar que en la hoja de cálculo “Resumen de costos por etapa”, la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” indican “La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja “Resumen de costos x etapa” agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto al valor agregado a los materiales y servicios brindados.” **Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por salarios no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a los rubros salariales**⁵. [...]

[...] Depreciación [...]

[...] Es importante indicar que en la hoja de cálculo “Resumen de costos por etapa”, la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” indican “La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja “Resumen de costos

⁴ El subrayado no es parte del original.

⁵ El subrayado no es parte del original.

x etapa” agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto al valor agregado a los materiales y servicios brindados.” **Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por depreciación no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a este rubro**⁶. [...]

[...] **Otros costos:** La distribuidora indicó “en el rubro de otros costos, no consideramos ningún costo adicional relacionado a la atención de una solicitud de generación distribuida.” **Sin embargo, esta Intendencia reconoce en este segmento la línea del impuesto al valor agregado que la cooperativa incluyó en la hoja “Resumen de costos x etapa”**⁷.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopesantos y el análisis realizado por la IE, para la etapa 2, estudios de ingeniería e inspección inicial:

Cuadro N°30
Montos reportados por Coopesantos
Vrs los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Santos (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡39 115,91	₡39 115,91	₡0,00
Gasto por materiales y suministros	₡40,00	₡40,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡6 736,52	₡2 675,40	-₡4 061,12
Gasto por transporte (promedio)	₡34 609,11	₡17 304,55	-₡17 304,55
Gasto por viáticos	₡8 800,00	₡8 800,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡3 422,70	₡3 422,70	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡3 843,74	₡3 843,74
Total etapa 2	₡92 724,24	₡75 202,31	-₡17 521,93

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por depreciación que esta Intendencia no reconoce los minutos reportados en la depreciación del vehículo sino como máximo los minutos reportados en salarios para esta etapa, adicional, que la empresa en la hoja Resumen costos por etapa multiplica por 2 el costo de transporte, que ya contemplaba el promedio ida y vuelta en la hoja transporte **y que el gasto del IVA la distribuidora lo incluyó en una línea aparte en el resumen de costos por etapa y la IE lo incorpora como otros gastos**⁸. [...]

⁶ El subrayado no es parte del original.

⁷ El subrayado no es parte del original.

⁸ El subrayado no es parte del original.

En la etapa 3 Inspección final y puesta en marcha, se indicó por parte de esta Intendencia:

[...] Salarios [...]

[...] Es importante indicar que en la hoja de cálculo “Resumen de costos por etapa”, la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” indican “La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja “Resumen de costos x etapa” agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto al valor agregado a los materiales y servicios brindados.” **Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por salarios no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a los rubros salariales**⁹. [...]

[...] Depreciación [...]

[...] Es importante indicar que en la hoja de cálculo “Resumen de costos por etapa”, la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” indican “La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja “Resumen de costos x etapa” agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto al valor agregado a los materiales y servicios brindados.” **Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por depreciación no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a este rubro**¹⁰. [...]

[...] **Otros costos:** La distribuidora indicó “en el rubro de otros costos, no consideramos ningún costo adicional relacionado a la atención de una solicitud de generación distribuida.” **Sin embargo, esta Intendencia reconoce en este segmento la línea del impuesto al valor agregado que la cooperativa incluyó en la hoja “Resumen de costos x etapa”**¹¹.

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopesantos y el análisis realizado por la IE, para la etapa 3, inspección final y puesta en marcha:

⁹ El subrayado no es parte del original.

¹⁰ El subrayado no es parte del original.

¹¹ El subrayado no es parte del original.

Cuadro N°31
Montos reportados por Coopesantos
Vrs los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Santos (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	₡89 934,59	₡89 934,59	₡0,00
Gasto por materiales y suministros	₡20,00	₡20,00	₡0,00
Gasto por depreciación	₡6 736,52	₡4 131,99	-₡2 604,53
Gasto por transporte (promedio)	₡17 304,55	₡17 304,55	₡0,00
Gasto por viáticos	₡8 800,00	₡8 800,00	₡0,00
Gasto por contratos a terceros	₡0,00	₡0,00	₡0,00
Costos indirectos	₡2 152,08	₡2 152,08	₡0,00
Otros costos	₡0,00	₡3 675,96	₡3 675,96
Total etapa 3	₡124 947,75	₡126 019,18	₡1 071,43

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por depreciación que esta Intendencia no reconoce los minutos reportados en la depreciación del vehículo sino como máximo los minutos reportados en salarios para esta etapa **y que el gasto del IVA la distribuidora lo incluyo en una línea aparte en el resumen de costos por etapa y la IE lo incorpora como otros gastos**¹². [...]

En la etapa 4 Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa)., se indicó por parte de está Intendencia:

[...] **Salarios** [...]

[...] Es importante indicar que en la hoja de cálculo “Resumen de costos por etapa”, la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” indican “La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja “Resumen de costos x etapa” agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto al valor agregado a los materiales y servicios brindados.” **Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por salarios no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a los rubros salariales**¹³. [...]

¹² El subrayado no es parte del original.

¹³ El subrayado no es parte del original.

[...] Depreciación [...]

[...] Es importante indicar que en la hoja de cálculo “Resumen de costos por etapa”, la cooperativa asigna el gasto de IVA para cada etapa, en el documento “Justificación Aplicación Ley 10086” indican “La información aportada en el Formato SIR Interconexión, para la hoja “Resumen de costos x etapa” agrega a cada uno de los totales el costo del IVA, pues es importante indicar que el generador distribuido deberá cancelar el impuesto al valor agregado a los materiales y servicios brindados.” **Sin embargo, según la legislación vigente, el gasto por depreciación no está sujeto al impuesto al valor agregado por lo que esta Intendencia no reconoce el gasto por IVA a este rubro**¹⁴. [...]

[...] **Otros costos:** La distribuidora indicó “en el rubro de otros costos, no consideramos ningún costo adicional relacionado a la atención de una solicitud de generación distribuida.” **Sin embargo, esta Intendencia reconoce en este segmento la línea del impuesto al valor agregado que la cooperativa incluyó en la hoja “Resumen de costos x etapa”**¹⁵.”

Así las cosas, en el siguiente cuadro se presenta el detalle de los costos presentados por Coopesantos y el análisis realizado por la IE, para la etapa 4, reinspección:

Cuadro N°32
Montos reportados por Coopesantos
Vrs los montos resultantes de la revisión
por parte de la IE
--Cifras en colones--

Detalle de la cuenta	Santos (1 solicitud)	IE (1 solicitud)	Diferencia absoluta
Gasto por salarios	¢66 068,09	¢66 068,09	¢0,00
Gasto por materiales y suministros	¢20,00	¢20,00	¢0,00
Gasto por depreciación	¢6 706,71	¢3 464,89	-¢3 241,81
Gasto por transporte (promedio)	¢17 304,55	¢17 304,55	¢0,00
Gasto por viáticos	¢8 800,00	¢8 800,00	¢0,00
Gasto por contratos a terceros	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Costos indirectos	¢1 402,74	¢1 402,74	¢0,00
Otros costos	¢0,00	¢3 578,55	¢3 578,55
Total etapa 4	¢100 302,09	¢100 638,83	¢336,73

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por la distribuidora.

Tal y como se observa en el cuadro anterior, las diferencias resultantes entre la información brindada por la cooperativa y la revisión realizada por los técnicos de esta Intendencia, se presenta en la cuenta de gasto por

¹⁴ El subrayado no es parte del original.

¹⁵ El subrayado no es parte del original.

*depreciación que esta Intendencia no reconoce los minutos reportados en la depreciación del vehículo sino como máximo los minutos reportados en salarios para esta etapa y que el gasto del IVA la distribuidora lo incluyo en una línea aparte en el resumen de costos por etapa y la IE lo incorpora como otros gastos*¹⁶.

Por lo anterior se demuestra que no lleva razón el recurrente al indicar que en el informe no se menciona si se incluyen o no el impuesto al valor agregado ya que ampliamente en el informe IN-0124-IE-2023 propiamente de los folios 108 al 124 en el análisis de lo suscitado con la información de Coopesantos en cada una de las etapas de interconexión, se detalla que la empresa pretendía cargar el Impuesto al Valor Agregado (IVA) a los rubros salariales y depreciación contrario a la legislación vigente dado que el activo ya contempla el impuesto en la transacción de compra y es parte del valor total de activo (el costo del activo incluye todos aquellos rubros que se generaron en la operación para que el activo sea útil y utilizable, como lo es fletes, seguros, impuestos, etc.), el costo total del activo el cual es sujeto a la depreciación por desgaste natural del activo ya contempla el impuesto correspondiente, así mismo para salarios Coopesantos pretendía afectar con un impuesto del IVA del 13% contrario a lo que establece la ley donde el salarios se ve afectado por el impuesto sobre la renta según los tramos definidos por el Ministerio de Hacienda, el cual aplica para el asalariado en su calidad de persona física con actividad lucrativa el cual puede aplicar los créditos fiscales que dispone la ley.

Por lo anterior no es correcto lo pretendido por Coopesantos de cargar el total de costos para cada etapa un 13% de IVA donde incluía salarios y depreciación, como se indicó en el informe IN-0124-IE-2023 en cada una de las etapas de interconexión en la cuenta de otros gastos está Intendencia reconoció el impuesto al valor agregado únicamente de las cuentas sujetas a la afectación del IVA, lo anterior también es visible en el archivo de cálculo disponible en el folio 191 del ET-047-2023 anexo 3 con la memoria de cálculo de costos de interconexión en su aplicación por primera vez (archivo en Excel que fundamenta los cálculos de la tarifa).

Finalmente se indica que las tarifas resultantes producto de la aplicación por primera vez del capítulo 1, método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023, son las tarifas finales que aplican para cada una de las empresas reguladas, si el prestador aplica un costo adicional al monto indicado por parte de la Autoridad Reguladora estaría cobrando una tarifa no autorizada el cual estaría sujeto al procedimiento sancionatorio vigente.

¹⁶ El subrayado no es parte del original

2. CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA LA COMPRAVENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

1. *En el caso del establecimiento de la Tarifa de Reconocimiento de Excedentes para los Sistemas de Generación Distribuida que se interconectan al Sistema de Distribución de Coopesantos, R.L., la ARESEP toma en cuenta la tarifa que dicha autoridad había fijado al Parque Eólico Los Santos mediante resolución del RE-0041-IE-2020, sin embargo, en las recientes aplicaciones tarifarias al Sistema de Distribución de Coopesantos, no se le reconoció dicha tarifa, sino que se estableció el precio de la energía generada por el PELS a la tarifa de venta de energía del ICE a Coopesantos, es decir, más baja que la aprobada para el PELS. En virtud de lo anterior, según nuestro criterio, la ARESEP debió utilizar en el cálculo de la tarifa de reconocimiento de excedentes la tarifa que el ICE cobra a la Cooperativa y no la establecida para el PELS, por cuanto en la práctica, de acuerdo con lo establecido por la ARESEP esta no se aplica ni se reconoce.*

2. *¿Cuál será el tratamiento para trasladar el monto del reconocimiento económico de los excedentes hacia el generador distribuido?, ¿Se aplicará como un descuento a la factura del servicio eléctrico o la empresa distribuidora debe generar una factura independiente hacia el generador distribuido? En caso de generarse una factura adicional el generador distribuido debe estar debidamente inscrito en el Ministerio de Hacienda bajo la actividad comercial correspondiente para su correcta tributación. Es muy importante que la autoridad reguladora pueda definir este tema antes de la aprobación y entrada en vigencia de dicha tarifa.*

Respuesta:

Esta Intendencia analizará las posiciones dentro del informe del expediente ET-049-2023.

3. Oposición: *Instituto Costarricense de Electricidad, cédula jurídica número 4-000-042139, representada por el señor Randall Hume Salas, cédula de identidad número 3-0276-0808, en su condición de Representante ante la Aresep.*

Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio 5407-127-2023 (visible a folio 406)*

Notificaciones: *Al correo electrónico: aalvaradohe@ice.go.cr , rhume@ice.go.cr*

El señor Hume aclara que no se opone a las propuestas elaboradas por Aresep, presentando una coadyuvancia parcial siendo que al analizar las propuestas se realizan una serie de observaciones con el fin de que estas sean valoradas por el ente regulador y se consideren previo a la resolución.

1. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 1: Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023. Expediente ET-047-2023.

Se solicita al ente regulador que establezca una metodología para el cobro de una tarifa de interconexión para sistemas de gran tamaño.

A modo de aclaración, los costos para interconectar un sistema mayor a los 250 KW conllevan costos adicionales que difieren respecto a los costos contemplados en la metodología vigente. De ahí la importancia de hacer una clasificación adecuada para la asignación de costos, en apego al principio del servicio al costo definido en la Ley 7593.

2. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 2: Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023. Expediente ET-048-2023).

No hay objeción a lo propuesto por el ente regulador.

3. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 3: Método de cálculo de la tarifa para la compraventa de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023. Expediente ET-049-2023.

Conforme a la propuesta de ARESEP se visualiza una tarifa por este concepto de forma trimestral, mientras que, en el caso de las demás empresas distribuidoras, esta tarifa se definió de forma anual.

Al considerar una tarifa trimestral, se parte de la premisa que se buscaba incorporar la estacionalidad en las diferentes épocas del año; sin embargo, llama la atención que para el III trimestre la tarifa sea superior al primer y segundo trimestre, periodos donde usualmente disminuye la disponibilidad del recurso hídrico, lo cual a todas luces evidencia que no se está considerando la estacionalidad.

Con fundamento en lo expuesto se solicita en el caso de que la tarifa trimestral no considere la estacionalidad, se proceda a definir una tarifa anual.

4. Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del “Capítulo 4: Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN” en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023. Expediente ET-050-2023.

De conformidad con la Ley 10 086, en el transitorio V se indicó lo siguiente:

TRANSITORIO V- Los contratos de los generadores distribuidos en modalidad medición neta sencilla, que se encuentren vigentes a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, mantendrán su vigencia hasta su vencimiento; siendo potestativo para cualquier generador distribuido rescindir su contrato actual de conformidad con las condiciones contractuales y suscribir uno nuevo conforme a las modalidades establecidas en la presente ley.

En la actualidad, los contratos vigentes se encuentran en la modalidad medición neta sencilla, bajo estos contratos no resulta aplicable el cargo definido en el capítulo 4. Además, es necesario que ARESEP contraponga los costos para la integración de recursos energéticos distribuidos versus los ingresos que se obtendrían vía tarifaria, y valore la forma de retribuir al operador un descalce entre ambos conceptos.

En este sentido, al no tener clientes vinculados a esta tarifa y separar los costos en un estudio ordinario del sistema de distribución, atentaría contra el principio de equilibrio financiero del ICE ya que no existiría en el corto plazo un mecanismo para el reconocimiento de estos costos, por la vía ordinaria o extraordinaria. Además, tampoco se podrá recuperar las desviaciones en un proceso de liquidación tarifaria, por cuanto no se contempló este aspecto en la metodología.

Por lo tanto, se requiere revisar la metodología y definir el mecanismo adecuado para el reconocimiento de los costos atribuibles al capítulo 4.

Petitoria:

De conformidad con los argumentos expresados supra se solicita a ARESEP lo siguiente:

- 1. Para el capítulo 1, se solicita al ente regulador que establezca una metodología para el cobro de una tarifa de interconexión para sistemas de gran tamaño.*
- 2. Respecto al capítulo 3, se solicita en el caso de que la tarifa trimestral no incorpore la estacionalidad, se proceda a definir una tarifa anual.*
- 3. En el caso del capítulo 4, se requiere revisar la metodología y definir el mecanismo adecuado para el reconocimiento de los costos atribuibles a este capítulo.*

Respuesta:

Se agradece la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se da respuesta a los puntos indicados por el ICE:

1. *La petición tarifaria realizada de oficio por parte de la Intendencia de Energía (IE), mediante el expediente ET-047-2023 correspondiente a la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos y la IE debe apegarse al ordenamiento jurídico y en este contexto a la metodología vigente (RE-0076-JD-2023).*

En este sentido, la Intendencia de Energía es un ente aplicador de los instrumentos regulatorios desarrollados por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y aprobados por la Junta Directiva, razón por la cual no puede apartarse de lo establecido en las metodologías tarifarias ni tampoco establecer una metodología y tarifa en función al tamaño del sistema a interconectar, en los términos sugeridos por el ICE, considerando que debe limitarse a lo dispuesto en la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023 en los términos aprobados por la Junta Directiva.

De lo anterior se deduce la imposibilidad que tiene la Intendencia de Energía de modificar o variar las metodologías existentes, como parte del proceso de fijación tarifaria; cualquier cambio en las metodologías tarifarias vigentes o el establecimiento de nuevas tarifas como lo sería el establecer una metodología para el cobro de una tarifa de interconexión para sistemas de gran tamaño son temas que deben ser canalizados por medio del CDR, que es la instancia competente para tales efectos.

2. *En cuanto al capítulo 3, esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-049-2023.*

3. *En cuanto al capítulo 4, esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-050-2023.*

4. Coadyuvancia: *Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, cédula jurídica 3-002-697843, representada por el señor Edgar Allan de Jesús Benavides Vílchez cedula de identidad: 4-0102-1032, en su condición de presidente y representante Judicial y Extrajudicial.*

Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito el señor Rubén Zamora Castro, cédula de identidad 1-1054-0273, en su condición de apoderado general específico para atender ante la Aresep gestiones, exponer en audiencias, presentar escritos. (visible a folio 407)*

Notificaciones: Al correo electrónico: ruben@zamoracr.com, rzc@aguilarcastillolove.com.

1. Tarifa de interconexión

El señor Zamora, manifiesta su posición argumentando la importancia que se estén considerando las 4 etapas, que al trasladar dichos costos se evitan los subsidios cruzados considerando que las empresas distribuidoras requerirán realizar inversiones y aumento en sus costos que deben trasladarse a los usuarios con recursos distribuidos.

Así mismo considera que la medición interna va a ser necesaria para el cálculo del consumo natural, si bien no está contemplado en la tarifa, considera que se debe exigir un sistema de medición que tenga la confiabilidad para realizar las mediciones y comunicación de los resultados, así como las adecuaciones de la red que deben determinarse por parte de la empresa distribuidora.

2. Tarifa T-DER

El CEDET expresa la necesidad de esta metodología, por cuanto la tarifa de acceso está enfocada en costos fijos del respaldo de la red de distribución y la tarifa de interconexión costos puntuales del trámite de interconexión, con lo cual, todo lo demás quedaba por fuera, de ahí la necesidad de una metodología que viniese a recoger todos esos otros costos e inversiones, a efectos de que no se le trasladaran como un subsidio al resto de los usuarios.

Así mismo manifiesta que las diferencias en las tarifas pueden deberse a que algunos costos deban actualizarse en fijaciones futuras, por lo que considera importante no perder de vista que ésta es una primera fijación.

3. Tarifa de excedentes

Se indica que es una excelente medida de la Intendencia que desde esta primera fijación está considerando las reestructuras tarifarias horarias pero también estacionales (ICE y Coopesantos).

Los valores de las tarifas máximas están sumamente altos si los comparamos con las tarifas de generación de otras empresas de generación o distribuidoras que incluso si contemplan costos de inversión y rentabilidad que en este caso no aplican, sin embargo, aunque estén muy por encima de lo esperado, al ser tarifas máximas, a menos entonces las empresas distribuidoras podrán usar referencias mucho menores a esas tarifas máximas.

Petitoria:

Coadyuvamos con las fijaciones antes mencionadas y seguiremos dando seguimiento a efectos de que en siguientes fijaciones se pueda ir actualizando la información de costos.

Respuesta:

En este contexto, la Autoridad Reguladora le agradece la participación en el proceso de audiencia pública, adicionalmente es importante indicar que la Intendencia de Energía en su compromiso por garantizar la oportunidad, continuidad y calidad de la prestación del suministro eléctrico así como el cumplimiento con los principios de proporcionalidad, razonabilidad y servicio al costo está trabajando en adecuar la contabilidad regulatoria (RIE-068-2016) para que permita una apropiada asignación de los costos relacionados a recursos energéticos distribuidos para garantizar que no existan subsidios de los restantes usuarios del sistema de distribución de las empresas reguladas, de tal manera que los costos actuales y los que las empresas requieran incurrir conforme aumente la participación en generación distribuida se trasladen según se dispone en la Ley 10086 y la RE-0076-JD-2023 para las aplicaciones futuras de la tarifa de interconexión y T-DER.

En cuanto al sistema de medición y adecuaciones a la red, es importante indicar que la Autoridad Reguladora está trabajando en la actualización de las normas técnicas de calidad de electricidad producto de la entrada en vigencia de la Ley 10086, específicamente el reglamento técnico “SUPERVISIÓN DE LA COMERCIALIZACIÓN DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN, (AR-RT-SUCOM)” así como el reglamento técnico “SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN, (AR-RT-SUCAL)” y la norma POASEN “NORMA TÉCNICA PLANEACIÓN, OPERACIÓN Y ACCESO, AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.” de tal forma que se contemplen los aspectos relacionados a los recursos energéticos distribuidos tal y como lo establece el marco jurídico y reglamentario vigente.

Por lo anterior se le invita la participación al proceso de audiencia pública de dichas normas técnicas que oportunamente la Aresep comunicará.

Finalmente la coadyuvancia a la fijación de la tarifa de acceso, esta Intendencia se referirá dentro del informe del expediente ET-048-2023, así como lo relacionado con la tarifa de excedentes se analizará dentro del informe del expediente ET-049-2023.

5. Oposición: *Compañía Nacional de Fuerza y Luz, Sociedad Anónima, cédula jurídica número 3-101-000046, representada por el señor José Mario Jara Castro, cédula de identidad número 1-0994-0273, en su condición de Gerente General, con facultades de representante Judicial y Extrajudicial.*

Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio 2001-1041-2023 (visible a folio 408)*

Notificaciones: *Al correo electrónico: gerenciageneral@cnfl.go.cr*

La CNFL propone:

1. ET-0047-2023/IN-0124-IE-2023/CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS.

Se solicita a la ARESEP, incluir en la aplicación tarifaria de tarifas de interconexión, la siguiente aclaración:

Para sistemas de más de 1 MW de capacidad, la empresa distribuidora debe desarrollar un estudio de interconexión particular, cuyo costo debe ser cubierto por el interesado. El costo, plazo y procedimiento para la aplicación del estudio de interconexión por parte de la empresa distribuidora será establecido por la ARESEP.

2. ET-0047-2023/IN-0124-IE-2023/CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS.

Se solicita que se realice una homologación más definida de los componentes en los costos a considerar para cada una de las etapas de interconexión, con el fin de que los costos incorporados en la tarifa no sean tan distantes entre sí para cada empresa distribuidora y se logre una mejor homogeneidad de los elementos a utilizar para su cálculo.

3. ET-0048-2023/IN-0126-IE-2023/CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO.

Indicar la (s) tarifa (s) a aplicar a los clientes que mantienen el contrato vigente de neteo sencillo, adicionalmente que quede especificado dentro del alcance de la tarifa o en un transitorio.

4. ET-0049-2023/IN-0127-IE-2023/CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA COMPRAVENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.

Se solicita que se incluya en la aplicación de la tarifa de compra de excedentes, la siguiente excepción para la CNFL:

Para los clientes con tarifa residencial horaria de la CNFL, la energía generada y depositada al sistema de distribución los días sábado y domingo, en el periodo de 10:00 am a 12:30 pm y de 5:30 pm a 8:00 pm, susceptible de ser comprada mediante la tarifa de excedentes, será registrada y reconocido como energía de bloque valle.

5. ET-0050-2023/IN-0125-IE-2023/CAPÍTULO 4: PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN.

Aclarar la forma en que se garantizará este cargo de los recursos energéticos distribuidos.

6. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023. ASPECTOS GENERALES: CATÁLOGO DE CUENTAS DE CONTABILIDAD REGULATORIA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA: INCORPORACIÓN EN LOS FORMULARIOS INDICADOS EN LA RE-0032-IE-2019 LA INFORMACIÓN DE LAS CUENTAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Adaptar los formularios de contabilidad regulatoria presentados en los estudios tarifarios con la información necesaria de Generación Distribuida con el fin de poder cumplir con la incorporación de estos datos en la próxima petición tarifaria que realice la CNFL, S.A.

7. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023. ASPECTOS GENERALES: CATÁLOGO DE CUENTAS DE CONTABILIDAD REGULATORIA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Enviar por parte de la ARESEP un nuevo catálogo de cuentas regulatorias donde se incorpore todo lo relacionado con Generación Distribuida, ya que sería el insumo esencial para poder incluir en las peticiones tarifarias que realice la CNFL.

8. ET-0047-2023, ET-0048-2023, ET-0049-2023 y ET-0050-2023. ASPECTOS GENERALES: APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ

Se solicita que la implementación por primera vez de estas tarifas se realice cuatro meses después de su publicación, con el fin de contar con el tiempo necesario para realizar las modificaciones al sistema comercial y sus respectivas pruebas, con el propósito de confirmar la correcta aplicación de las lógicas que se crearán y lograr la correcta funcionabilidad de las tarifas propuestas por la ARESEP.

Petitoria:

Se solicita se tomen en cuenta las peticiones realizadas en todo lo expuesto; en caso de que no sean consideradas las peticiones o modificaciones presentadas, se solicita fundamentar y establecer de forma clara las razones por las que dichas peticiones no son consideradas.

Respuesta:

Se agradece la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se da respuesta a los puntos indicados por CNFL:

1. La petición tarifaria realizada de oficio por parte de la Intendencia de Energía (IE), mediante el expediente ET-047-2023 correspondiente a la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos y la IE debe apegarse al ordenamiento jurídico y en este contexto a la metodología vigente (RE-0076-JD-2023).

En este sentido, la Intendencia de Energía es un ente aplicador de los instrumentos regulatorios desarrollados por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y aprobados por la Junta Directiva, razón por la cual no puede apartarse de lo establecido en las metodologías tarifarias ni tampoco establecer una metodología y tarifa en función al tamaño del sistema a interconectar, según lo sugerido por la CNFL; razón por la cual la IE debe limitarse a lo dispuesto en la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023 en los términos aprobados por la Junta Directiva.

La metodología en el capítulo 1 define las etapas asociadas a los cobros de interconexión, que realizará la empresa distribuidora de energía eléctrica a los DER así como el método de cálculo a aplicar, transparentando y estandarizando los criterios técnicos que deben utilizarse para establecer los cargos de interconexión.

En este contexto, no es posible incluir lo solicitado por CNFL en cuanto al estudio de interconexión para sistemas de más de 1 MW en la aplicación de la presente tarifa dado que metodología en mención no fue desarrollada en función de la capacidad de los sistemas de los recursos energéticos distribuidos que se interconecten a la red de distribución, cualquier cambio a las metodologías vigentes o las normas técnicas debe ser canalizado por medio del CDR, que es la instancia competente para tales efectos.

2. La metodología RE-0076-JD-2023 en la fórmula 1.0 establece la forma de determinar el cargo total asociado al interesado en interconectar un DER a la red de distribución para autoconsumo y en la fórmula 1.5 establece como determinar los costos por etapa, indicando lo siguiente:

[...]

2.1.5 Costos por etapa:

Para cada una de las empresas distribuidoras (variable e) el costo total promedio de cada una de las etapas i (i=solicitud de interconexión; estudio de ingeniería e inspección inicial; inspección final y puesta en marcha; y reinspección) se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \text{CTP}_{i,t+1,e} = & \text{SAS}_{i,t+1,e} + \text{MSU}_{i,t+1,e} + \text{DEP}_{i,t+1,e} + \text{TRA}_{i,t+1,e} \\ & + \text{VIA}_{i,t+1,e} + \text{CON}_{i,t+1,e} + \text{IND}_{i,t+1,e} \\ & + \text{OTR}_{i,t+1,e} \end{aligned} \quad \text{(Fórmula 1.5)}$$

Donde:

- $\text{CTP}_{i,t+1,e}$ = Costo total promedio asociado a la respectiva etapa de la interconexión (variable i). En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
- $\text{SAS}_{i,t+1,e}$ = Costo promedio de salarios y cargas sociales promedios asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
- $\text{MSU}_{i,t+1,e}$ = Costo promedio en materiales y suministros asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
- $\text{DEP}_{i,t+1,e}$ = Costo promedio por depreciación de los activos asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
- $\text{TRA}_{i,t+1,e}$ = Costo promedio del transporte asociado a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
- $\text{VIA}_{i,t+1,e}$ = Costo promedio de los viáticos asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
- $\text{CON}_{i,t+1,e}$ = Costo promedio de los contratos con terceros asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
- $\text{IND}_{i,t+1,e}$ = Costos indirectos promedio. Se trata de los costos asignados a la respectiva actividad de interconexión por parte de los otros centros de costos o servicios. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
- $\text{OTR}_{i,t+1,e}$ = Otros costos asociados a la respectiva etapa de la interconexión que no estén contemplados en los rubros anteriores, debidamente justificados por la empresa y avalados por la ARESEP. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.

- i* = Cada una de las 4 etapas de la interconexión: 1= solicitud de interconexión; 2= estudio de ingeniería e inspección inicial; 3= inspección final y puesta en marcha; y 4= reinspección
- t + 1* = Periodo en el que estará vigente el cargo.
- e* = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

Cuando no corresponda alguno de los rubros de costos en alguna de las etapas decargos de interconexión o cuando dos o más de estos rubros de costos estén mezclados entre sí, deberá indicarse en los cálculos correspondientes, con la debida justificación. [...]

Por lo anterior se muestra que la metodología RE-0076-JD-2023 definió la homologación de los elementos que se deben considerar en el cálculo de las tarifas de interconexión en cada una de las etapas, así mismo en cumplimiento a la metodología aprobada por la Junta Directiva, esta Intendencia elaboró una serie formularios para que las empresas distribuidoras presentarán la información de los costos correspondientes a cada una de las etapas, siendo que el 24 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0316-IE-2023, la IE convocó a reunión a los enlaces técnicos designados por las empresas distribuidoras, para la socialización de los formularios de solicitud de información requeridos para la aplicación por primera vez de la metodología derivada de la Ley 10086 y finalmente el 31 de marzo de 2023, se realizó la reunión virtual por medio del cual se explicó los requerimientos para la aplicación de la metodología tarifaria derivada de la implementación de la Ley 10086 explicando como debían llenarse los formularios que se solicitaron a las empresas distribuidoras.

La Intendencia, realizó un análisis riguroso de los costos reportados por las empresas distribuidoras eléctricas, en concordancia con lo establecido el artículo 3 inciso b y el artículo 4 inciso a y b de la Ley 7593 y la metodología RE-0076-JD-2023 el cual el consta en los antecedentes del presente informe y del informe IN-0124-IE-2023 (folios 03 al 186) del expediente ET-047-2023 así como en los anexos de dicho informe, donde se evidencia las distintas solicitudes de información que realizó la IE en el análisis y depuración de la información remitida por los prestadores del servicio público.

La información aportada por cada una de las empresas eléctricas fue el insumo principal para la tramitación del presente estudio tarifario, los elementos a considerar fueron los mismos para cada empresa, tal cual se definen en la RE-0076-JD-2023 y en los formularios remitidos a las distribuidoras, la diferencia que se origina entre las empresas es la eficiencia en algunas distribuidoras realizan las mismas etapas de interconexión a un costo menor, haciendo un uso racional de los recursos y por ello es importante que la metodología haya definido para el presente capítulo los costos para cada etapa como precio máximo de manera que el diferencial, el exceso en los costos que pretendían algunas distribuidoras quedó excluido del reconocimiento tarifario.

3. *Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-048-2023.*

4. *Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-049-2023.*

5. *Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-050-2023.*

6. *Esta Intendencia está trabajando en adecuar la contabilidad regulatoria (RIE-068-2016) para que permita una apropiada asignación de los costos relacionados a recursos energéticos distribuidos, lo que implica el levantamiento de los planes de cuentas para estandarizar, simplificar y transparentar los costos relacionados a recursos energéticos distribuidos de tal manera que los costos actuales y los que las empresas requieran incurrir conforme aumente la participación en generación distribuida se trasladen según se dispone en la Ley 10086 y la RE-0076-JD-2023 para las aplicaciones futuras de la tarifa de interconexión y T-DER.*

Una vez se cuente con los planes de cuenta de contabilidad regulatoria para generación distribuida se analizará y se indicará a las empresas distribuidoras la forma de presentar esos costos a la luz de la RE-032-2019.

7. *Como se indicó en el punto anterior, la IE está trabajando en la formulación del plan de cuentas de generación distribuida y la incorporación a la contabilidad regulatoria, el cual se comunicará oportunamente a las distribuidoras.*

8. *La metodología RE-0076-JD-2023, en el capítulo 1, apartado 3.2 aplicación por primera vez establece los plazos para la IE de inicio de oficio el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N°. 7593 y realizar la solicitud de convocatoria a audiencia pública a la Dirección General de Atención al Usuario a más tardar sesenta días naturales a partir de la fecha de publicación y entrada en vigor de esta metodología tarifaria. Como se indicó en puntos anteriores, IE debe apegarse al ordenamiento jurídico y en este contexto a la metodología vigente (RE-0076-JD-2023).*

En este sentido, está Intendencia es un ente aplicador de los instrumentos regulatorios desarrollados por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y aprobados por la Junta Directiva, razón por la cual no puede apartarse de lo establecido en las metodologías tarifarias, la IE debe limitarse a lo dispuesto en la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023 en los términos aprobados por la Junta Directiva

De lo anterior se deduce la imposibilidad que tiene la Intendencia de Energía de modificar los plazos para la aplicación por primera vez, cualquier cambio a lo estipulado en la metodología vigente debe ser canalizado por medio del CDR, que es la instancia competente para tales efectos.

6. Oposición: Asociación Cámara Costarricense De Empresarios Generación Distribuida, cédula jurídica número 3-002-793035, representada por el señor Jan Christopher Borchgrevink Danielson cedula de residencia: 157800002725, en su condición de presidente con facultades de representante Judicial y Extrajudicial.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio CGD-PE-0019-2023 (visible a folio 409)

Notificaciones: Al correo electrónico: direccionejecutiva@camaracgd.com

El señor Danielson, presenta la siguiente posición:

I REQUERIMIENTO INDISPENSABLE Y URGENTE DE ACLARACIÓN CONCEPTUAL EN ESTA FIJACIÓN DE TARIFAS EXPEDIENTES ET-047-2023, ET-048-2023, ET-049-2023 Y ET-050-2023.

El oponente hace referencia a una serie de situaciones que han venido aconteciendo por parte de las empresas de distribución eléctrica entre los cuales cita:

- CNFL publicó el reglamento temporal para la atención de recursos energéticos distribuidos para autoconsumo.
- El ICE publicó las Disposiciones temporales para la atención de los recursos energéticos distribuidos para autoconsumo en el ICE.

En el caso del ICE el documento “Contrato de servicio de interconexión modalidad autoconsumo por medio de recursos distribuidos” estableció desde el 13 de julio anterior lo siguiente:

VIGÉSIMA SEXTA: CONTABILIZACIÓN Y COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES PARA MODALIDAD CON ENTREGA DE EXCEDENTES

Para el caso de la modalidad con entrega de excedentes, la **DISTRIBUIDORA** establecerá una contabilidad de energía recibida en la red para su eventual liquidación una vez que la ARESEP defina el techo de la banda tarifaria de compra de excedentes.

Se establecerá las siguientes condiciones para la liquidación de excedentes se considerará lo siguiente:

Durante los meses de baja excedencia del Sistema Eléctrico Nacional, la **DISTRIBUIDORA** comprará energía a 27 ¢/kWh, por el contrario, para los meses de alta excedencia la **DISTRIBUIDORA** se comprará energía a 2.7 ¢/kWh

Los meses de baja excedencia son febrero, marzo, abril y mayo, por el contrario, los meses de alta excedencia serán los meses restantes.

Los excedentes **serán contabilizados** a partir del próximo mes facturación una vez sea interconectado el **GDA**, la **DISTRIBUIDORA** no compensará dichos excedentes hasta que la **ARESEP** defina la tarifa de compra/venta de excedentes y pueda ser adoptada por la empresa **DISTRIBUIDORA**.

Se alega que las tarifas que están por definirse por parte de esta Autoridad reguladora están estipuladas como tarifas máximas, lo cierto del caso es que, al definirse por el ICE una tarifa no autorizada vía contrato de interconexión, el PDER tendría que aceptar dicha tarifa por el plazo de vigencia del contrato sin una indicación de la variación propia de las tarifas por cada vez que esa Intendencia realice la fijación así como una aceptación a una tarifa significativamente menor a las propuestas por la Aresep. Totalmente contrario a la Ley 10.086 y la regulación general en materia de tarifas.

Lo que para el oponente denota claramente la intención de la empresa distribuidora de no aplicar aquello que determine la Aresep si no aplicar sus propias reglas para la compensación económica de los excedentes.

Por su parte, la CNFL estableció respecto de la interconexión, requisitos asociados a la modalidad sin entrega de excedentes considerando la metodología tarifaria de cargos por interconexión, al respecto, su reglamento temporal indicó que:

Artículo 18. Etapas para la interconexión de generación distribuida sin entrega de excedentes a la red

Para la interconexión de sistemas de generación distribuida para autoconsumo sin entrega de excedentes se deberá cumplir las siguientes etapas:

1. Solicitud de disponibilidad de potencia en circuito
2. Solicitud de inspección
3. Solicitud de reinspección (en caso de que la inspección resulte en un rechazo)
4. Presentación de la declaración jurada.
5. Solicitud de instalación del medidor de generación e interconexión

Artículo 19. Previo a la solicitud de disponibilidad de potencia en circuito

Antes de presentar una solicitud de disponibilidad de potencia la persona interesada debe verificar que el circuito al que se interconectará el DER no haya alcanzado su capacidad de penetración, publicada en el portal Web de la CNFL. Además, el servicio no debe contar con medición totalizada.

Similar situación ocurrió en un caso de la empresa Coopelesca donde la cooperativa indicó:

El Usuario debe pagar por dicho trámite las tarifas de Interconexión cuya Metodología aprobó la ARESEP recientemente mediante la Resolución RE-0076-JD-2023 del 4 de mayo de 2023 la cual aplica tanto a generadores distribuidos con o sin entrega de excedentes, puesto que va dirigida a cualquier recurso energético distribuido sin ninguna diferencia si entrega o no entrega excedentes, como consta en el Alcance de la Metodología:

1.2. Alcance

- a) El método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión es definido para los siguientes DER: (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo (b) los sistemas de almacenamiento de energía; (c) cualquier otro DER o interesado que requiera interconectarse a la red de distribución, de acuerdo con lo definido por Ley N°10086.

En consecuencia, TODO sistema de generación distribuida para autoconsumo se debe realizar el trámite de interconexión, el cual, contempla las siguientes etapas:

Definir las etapas asociadas a los cobros de interconexión que realizará la empresa distribuidora de energía eléctrica a los DER, a saber: **Etapa 1:** Solicitud de la interconexión, **Etapa 2:** Estudios de ingeniería e inspección inicial, **Etapa 3:** Inspección final y puesta en marcha, **Etapa 4:** Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa.)

Las etapas antes mencionadas son las que no se realizaron en la instalación de paneles solares de Llantas del Pacífico y dicha omisión debe subsanarse en este momento mediante los documentos, estudios e inspecciones correspondientes.

Donde es claro que la empresa de distribución de energía eléctrica, además operadora y propietaria de la red toma la metodología tarifaria contenida en la resolución RE-0076-JD-2023 para utilizarla a su favor, particularmente la correspondiente a cargos de interconexión, estableciendo para sí requisitos previos diferentes de la declaración jurada que establece la Ley y el Reglamento.

Seguidamente, mencionan lo establecido en el artículo 8 de la Ley 10086 por medio del cual se definen las obligaciones de los generadores distribuidos y personas físicas o jurídicas que posean y operen DER así como del Reglamento a la Ley 10.086, Decreto Ejecutivo 43.879-Minae, el cual estableció en su artículo 9 las responsabilidades y obligaciones del PDER con un sistema de GDA en operación sin isla, en paralelo con o sin entrega de excedentes.

A lo cual concluyen que la Ley No. 10.086 y tampoco el Reglamento a dicha Ley determinan requisitos previos para la puesta en operación de proyectos de GDA bajo la modalidad sin entrega de excedentes, por el contrario, ambos instrumentos normativos establecen como mecanismo de control para la interconexión tanto 1) la declaración jurada emitida por un profesional en ingeniería, 2) como el

cumplimiento de la normativa vigente y adicionalmente se dispone que las empresas distribuidoras podrán realizar las verificaciones que estimen convenientes.

Así mismo destacan que la declaración jurada descrita en la Ley no es un documento vacío de contenido legal y normativo, tampoco de contenido técnico, muy por el contrario, la misma ley estableció los requisitos que podrán ser validados por las empresas propietarias y operadoras de la red de distribución para dichas declaraciones juradas, entre ellas:

- 1) Que el profesional que la suscribe la certificación se encuentre inscrito en el CFIA e inclusive podría verificarse su condición de activo.*
- 2) El cumplimiento de las exigencias técnicas aplicables conforme a la normativa vigente.*
- 3) El cumplimiento de los requisitos de calidad, confiabilidad y seguridad de los equipos y sus componentes.*

Afirman que la autorización que describe el Reglamento es para la modalidad con entrega de excedentes, no así para la modalidad sin entrega de excedentes, sin embargo, como se mostró anteriormente, las empresas de distribución eléctrica han utilizado la resolución RE-0076-JD-2023 para confundir y generar requisitos que ni la Ley ni el Reglamento han establecido, de aquí que esa Cámara empresarial en defensa de los intereses de los usuarios, requiere con urgencia la intervención de la Aresep.

De lo anterior se denota con total claridad que las empresas de distribución de energía eléctrica han aplicado a su discreción y de manera aislada aspectos de la metodología tarifaria contenida en resolución RE-0076-JD-2023 obteniendo provecho de la ausencia de otros instrumentos como normas técnicas e inclusive la misma definición final del “Procedimiento de capacidad de penetración de recursos energéticos distribuidos (DER) por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN (Ley 10.086)” derivando del único instrumento regulatorio vigente un sin número de requisitos de interconexión y condiciones obligatorias para los usuarios.

Petitoria:

Con base en lo anterior, se solicita de manera urgente e inmediata que, en esta fijación tarifaria se aclare y reitere con mayor precisión y suficiente amplitud las potestades de Aresep, su rol en la promoción y regulación de los recursos energéticos distribuidos, la limitación de las empresas eléctricas a definir tarifas o requisitos previos sin fundamento legal, el alcance y propósito de la resolución RE-0076-JD-2023 entendiéndose que ese instrumento regulatorio es el procedimiento definido para establecer las tarifas aplicables a los DERs y este no sustituye ni reemplaza las normas existentes, la Ley 10.086, su Reglamento, las Normas Técnicas vigentes, tampoco debe derivarse de éste requisitos para la interconexión, aceptación o de determinación de condiciones previas para que un PDER cuente

con un recurso energético distribuido. Tales acciones son propias de las potestades de la Aresep y las empresas de distribución de energía eléctrica no podrán atribuirse funciones no definidas por Ley 10.086, su reglamento o norma y procedimiento de la Aresep.

II CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-047-2023.

El oponente indica los objetivos del capítulo 1 establecidos en la RE-0076-JD-2023, ante lo cual destacan que la propuesta tarifaria para el cargo de interconexión, que si bien el inciso d) define las 4 etapas a la interconexión, el inciso a) sub inciso a) indica con total claridad que estas este capítulo es aplicable a los (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo, de acuerdo con lo definido por Ley N° 10086.

Seguidamente mencionan el artículo 8 de la Ley 10086, por medio del cual concluyen que las tarifas deben estar dadas en función a la modalidad de operación y la ley definió que, la modalidad sin entrega de excedentes requiere una declaración jurada y por tanto, las 4 etapas definidas por esta metodología y los costos asociados a esta podrán ser aplicables según su modalidad de operación (Art. 8 inciso b de la Ley 10.086). No consta en la Ley 10.086, su Reglamento, o resolución RE-0076-JD-2023, que el cobro de la tarifa de cargo por interconexión deba realizarse en todas sus etapas para todas las modalidades, al contrario, si existe 4 etapas con cargos separados es indicador suficiente para determinar que podrá aplicarse el cobro de una o varias etapas y que esto dependerá de la modalidad de operación.

Para este caso, el Reglamento a la Ley 10.086, Decreto Ejecutivo 43.879-Minae, estableció en su artículo 9 que son responsabilidades y obligaciones del PDER con un sistema de GDA en operación sin isla, en paralelo con o sin entrega de excedentes a la red que: “Previo a instalar un sistema de generación distribuida para autoconsumo en operación paralela con entrega de excedentes deberá obtener la autorización por parte de la empresa eléctrica para su instalación, siempre que se satisfaga la normativa aplicable”

Donde para ellos es más que claro que los requisitos previos de autorización asociados a – al menos- la etapa 1 y 2 de la T-Interconexión son aplicables únicamente a los casos en modalidad con entrega de excedentes.

Petitoria:

Indicar en la presente fijación tarifaria que, para las instalaciones en modalidad sin entrega de excedentes, se aplicará la tarifa por cargo de interconexión únicamente en lo que resulte aplicable a esta modalidad de conformidad con la Ley 10.086,

artículo 8 incisos b) y e) y Decreto Ejecutivo 43.879-Minae artículo 9; aclarar que la tarifa podrá aplicarse en una o varias de sus etapas según la modalidad de operación, no deberá entenderse que las 4 etapas son aplicables en su totalidad a cualquier modalidad de operación puesto que esto resulta contrario a la Ley 10.086 y su Reglamento.

III CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-048-2023

Petitoria:

*El resultado del modelo tarifario aplicado a la tarifa de acceso con base en el consumo natural contraviene el objetivo de la misma metodología en cuanto a que no **b) Enviar señales de precios adecuadas y oportunas, que propicien la adecuada integración de la generación distribuida al Sistema Eléctrico Nacional, de modo que las tarifas finales reflejen las condiciones económicas y técnicas que se requieren.***

IV CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA LA COMPRA- VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-049-2023

Petitoria:

Se solicita que la Intendencia de Energía aclare a todas las empresas de distribución de energía eléctrica, particularmente el Grupo ICE, no determinen vía contrato de interconexión la tarifa de compra venta de excedentes como un valor fijo y que esta determinación de la tarifa debe responder a los objetivos de la metodología tarifaria, particularmente la de Propiciar una valoración adecuada de la energía excedente que permita a las empresas realizar la optimización de compra-venta de energía de acuerdo con las alternativas existentes en el mercado eléctrico nacional para satisfacer su demanda. Adicionalmente, se solicita a la Intendencia de Energía aclarar qué se entiende por negociación de compraventa de excedentes de energía de conformidad con la conclusión No. 4 del informe IN-127-IE-2023 y cuáles son los derechos aplicables a un PDER para negociar excedentes de energía eléctrica.

V CAPÍTULO 4: MÉTODO DE CÁLCULO PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN” EN ACATAMIENTO A LO DISPUESTO EN LA RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023. EXPEDIENTE ET-050-2023.

Petitoria:

Solicitar a la Intendencia de Energía una revisión a todas las empresas de distribución de energía eléctrica respecto de una adecuada separación contable entre los costos que se reconocen en las tarifas para el suministro de energía eléctrica en todas sus etapas y las tarifas por los costos, rentabilidad, inversiones y canon que incurren las empresas por la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN de conformidad con esta fijación tarifaria.

Respuesta:

Se agradece la participación en el proceso de audiencia pública, seguidamente se da respuesta a los puntos indicados por la Cámara Costarricense de Generación Distribuida:

I Esta Intendencia es respetuosa del ordenamiento jurídico y competencias que le atañen, siendo que el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) en el artículo 22 determina las responsabilidades que competen a la Dirección General de Atención al Usuario, siendo que en el inciso 11 del citado artículo se indica:

[...]

11. Llevar a cabo la gestión de los procedimientos de resolución de quejas, denuncias, controversias y conflictos de competencia por razón de territorio, así como aquellos procedimientos en los cuales, se conozca sobre presuntas infracciones a los artículos 38, 41 y 44 de la Ley 7593, sean estos promovidos por un tercero o por la propia Autoridad Reguladora, controlando la ejecución de cada una de sus etapas: admisión, investigación preliminar, conciliación (cuando aplique), instrucción del procedimiento, análisis de fondo, recomendaciones y propuesta de resolución dirigidas al órgano decisor (Regulador General o Junta Directiva, según corresponda). [...]

Así mismo, el artículo 9 inciso 17 del RIOF establece entre las funciones del Regulador General, entre las que se indican:

[...]

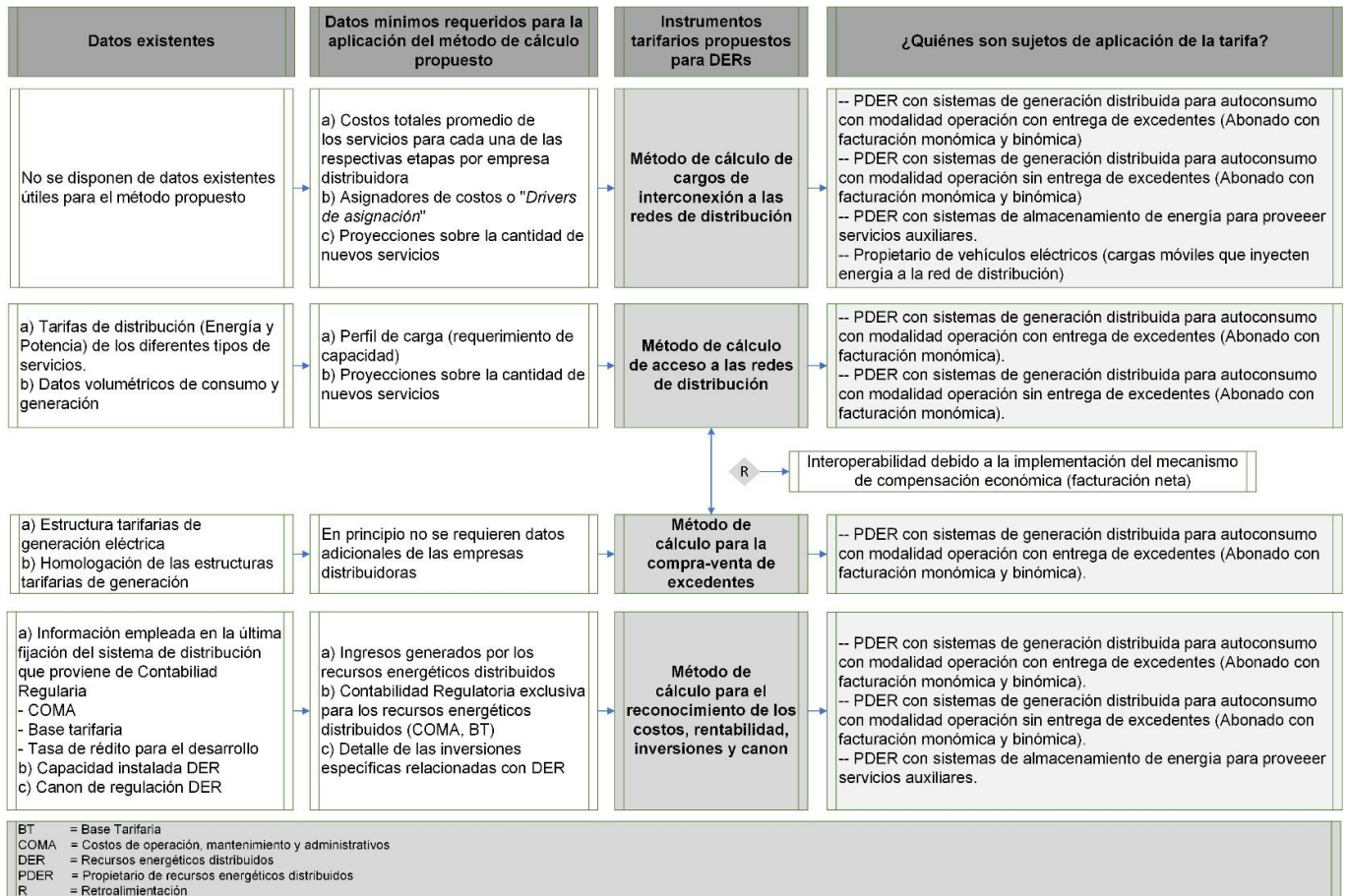
17. Ordenar la apertura de quejas, denuncias y controversias; También deberá dictar los actos preparatorios y medidas cautelares que fueren aplicables y dictar la resolución final. Además deberá conocer de los recursos de su competencia. Se exceptuarán los procedimientos administrativos que corresponden a la Junta Directiva de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6 de este reglamento. [...]

Al respecto, se indica a la Cámara de Generadores Distribuidos que esta Intendencia, considerando la responsabilidad que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos tal y como lo define la Ley 7593, dada la naturaleza e implicaciones de los hechos expuestos por la Asociación Cámara Costarricense De Empresarios Generación Distribuida trasladó mediante el oficio OF-0862-IE-2023 del 05 de septiembre de 2023 la oposición presentada por esta Cámara mediante el oficio CGD-PE-0019-2023, exclusivamente el punto 1 para que la DGAU realice la valoración de la información presentada y determine lo que corresponda de acuerdo con el procedimiento de resolución de denuncias y controversias.

II En la RE-0076-JD-2023, en el apartado Aspectos Generales, A. Diagrama general de la metodología para la fijación tarifaria de los recursos energéticos distribuidos en la columna Instrumentos tarifarios propuestos para DER's. Método de cálculo de cargos de interconexión a las redes de distribución seguidamente en la columna ¿Quiénes son sujetos de aplicación de la tarifa? se indicó para dicho segmento entre otras cosas que sería de aplicación para PDER con sistemas de generación distribuida para autoconsumo con modalidad operación con entrega excedentes (Abonado con facturación monómica y binómica) y para PDER con sistemas de generación distribuida para autoconsumo con modalidad operación sin entrega excedentes (Abonado con facturación monómica y binómica)

A continuación se adjunta dicho diagrama:

A. Diagrama general de la metodología para la fijación tarifaria de los recursos energéticos distribuidos



Así mismo, en la metodología en mención, en el apartado E. Definiciones inciso Z se indicó la siguiente definición para generador distribuido:

[...]

z) **Generador distribuido:** persona física o jurídica que posea y opere un sistema de generación distribuida para autoconsumo a pequeña escala, a partir de fuentes de energía renovables, en la modalidad de operación con entrega de excedentes a la red, operación sin entrega de excedentes a la red y operación en isla. [...]

Por lo anterior es importante indicar que los sistemas sin entrega de excedentes están interconectados con la red de distribución, y se encuentran contemplados la metodología tarifaria RE-0076-JD-2023 y por lo tanto debe aplicarse lo dispuesto en dicho instrumento regulatorio, cualquier cambio a lo estipulado en la metodología vigente debe ser canalizado por medio del CDR, que es la instancia competente para tales efectos.

III Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-048-2023.

IV Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-049-2023.

V Esta Intendencia analizará la posición dentro del informe del expediente ET-050-2023.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos procedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas para los costos de interconexión, en su aplicación por primera vez, tal y como se dispone:

**POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar las tarifas para los costos de interconexión, en su aplicación por primera vez, de la siguiente forma:

**Costo total de interconexión por empresa distribuidora para el período 2023
Por solicitud, aplicando las 4 etapas de interconexión
--Datos en colones--**

$$CInt_{t+1,e} = CSIn_{t+1,e} + CEI_{t+1,e} + CIFP_{t+1,e} + CRI_{t+1,e} \quad (\text{Fórmula 1.0})$$

colones durante el periodo t y para la empresa e.											
Etapa 2	Costo del estudio de ingeniería e inspección inicial a pagar por parte del solicitante, en colones durante el periodo t y para la empresa e	CEI _{t,e}	98 516	97 902	65 468	98 516	53 294	82 017	64 701	39 152	87 809
Etapa 3	Costo de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión a pagar por el solicitante, en colones durante el periodo t y para la empresa e.	CIFP _{t,e}	129 204	81 168	78 986	121 036	129 204	129 204	74 038	129 204	91 569
Etapa 4	Costo de la reinspección a pagar por el solicitante en caso de ser requerida, en colones durante el periodo t y para la empresa e.	CRI _{t,e}	96 347	35 532	40 145	96 347	96 347	96 347	43 026	96 347	79 355
Costo total de interconexión			219 956	213 622	347 655	284 763	320 267	190 519	296 459	283 029	

Fuente: Intendencia de Energía con datos proporcionados por las distribuidoras.

- II. Indicar que los costos totales de cada una de las empresas corresponden al monto final, en caso de que el solicitante requiera de la reinspección; de lo contrario el costo total de interconexión correspondería a la suma de los montos determinados para las etapas de la 1 a la 3.

- III. Señalar como respuesta a las posiciones interpuestas lo externado en el Considerando II de esta resolución, así como agradecer a los participantes de la audiencia pública por sus aportes.
- IV. Establecer que los precios rigen a partir del 1 de octubre de 2023.

De conformidad con el acuerdo de Junta Directiva N°06-83-2021, del acta de la sesión extraordinaria 83-2021, celebrada el 23 de setiembre de 2021 y ratificada el 28 de setiembre del mismo año, se incorpora a esta resolución el anexo del informe técnico IN-0180-IE-2023 del 6 de setiembre de 2023, que sirve de base para el presente acto administrativo.

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. Los recursos ordinarios podrán interponerse ante la Intendencia de Energía, de acuerdo con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

Según 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.—(IN2023809491).

Anexo 1: Memoria de cálculo de costos de interconexión en su aplicación por primera vez (archivo en Excel que fundamenta los cálculos de la tarifa).

RESOLUCIÓN RE-0093-JD-2023
ESCAZÚ, A LAS QUINCE HORAS Y VEINTIOCHO MINUTOS DEL VEINTIOCHO
DE AGOSTO DE DOS MIL VEINTITRÉS

MODIFICACIÓN PARCIAL A LA “METODOLOGÍA PARA LA FIJACIÓN ORDINARIA DE TARIFAS PARA EL SERVICIO DE TRANSPORTE REMUNERADO DE PERSONAS, MODALIDAD AUTOBÚS”, DICTADA MEDIANTE LA RESOLUCIÓN RJD-035-2016 DEL 25 DE FEBRERO DE 2016 Y SUS REFORMAS, RELACIONADA CON LA FORMULACIÓN PARA EL RECONOCIMIENTO DE COSTOS ASOCIADOS AL SISTEMA DE PAGO ELECTRÓNICO.

EXPEDIENTE IRM-003-2023

RESULTANDO:

- I. Que el 25 de febrero de 2016, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), mediante la resolución RJD-035-2016, aprobó la *“Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”*, la cual fue publicada en el Alcance Digital N°35 a La Gaceta N°46 del 7 de marzo de 2016.
- II. Que el 2 de febrero de 2017, se firmó el *“Convenio de Cooperación para el desarrollo del Proyecto Sistema de Pago Electrónico en el Transporte Público Remunerado de Personas, entre el Ministerio de Obras Públicas y Transportes, el Consejo de Transporte Público, el Instituto Costarricense de Ferrocarriles, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y el Banco Central de Costa Rica”*. (Folios 157 a 167)
- III. Que el 9 de agosto de 2017, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), mediante el artículo 6 del acta de sesión 783-2017, aprobó el proyecto Pago Electrónico en el Transporte Público, como iniciativa estratégica de desarrollo tecnológico para diseñar, construir e implementar un sistema de pago electrónico en el transporte público remunerado de personas (modalidad autobús y tren), con el fin de llevar a cabo el cobro de los pasajes con un medio electrónico que sustituya el uso de efectivo en la recaudación tarifaria del sector, y que contribuya con la mejora de la eficiencia y seguridad del sistema de pagos nacional. (Folios 567 y 568)
- IV. Que el 11 de enero del 2018, se firmó el *“Convenio entre el Ministerio de Obras Públicas y Transportes, el Consejo de Transporte Público, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el Instituto Costarricense de Ferrocarriles,*

el Banco Central de Costa Rica y los Representantes de la industria del Transporte Público Remunerado de Personas (modalidad autobús), para el diseño y construcción del Sistema de Pago Electrónico en el Transporte Público". (Folios 168 a 179)

- V. Que el 13 de abril de 2018, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RJD-060-2018, aprobó una modificación parcial a la *"Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús"*, resolución RJD-035-2016 y sus reformas, la cual fue publicada en el Alcance Digital N°88 a La Gaceta N°77 del 3 de mayo de 2018 y en el Alcance Digital N°90, a La Gaceta N°78 del 4 de mayo del 2018.
- VI. Que el 11 de diciembre de 2018, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0215-JD-2018, aprobó una modificación parcial a la *"Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús"*, resolución RJD-035-2016 y sus reformas, la cual fue publicada en el Alcance Digital N°214 a La Gaceta N°235 del 19 de diciembre de 2018.
- VII. Que el 24 de marzo de 2020, fue publicada en el Alcance Digital N°57 a La Gaceta N°59, la Ley N°9831, *"Comisiones máximas del sistema de tarjetas"*, que le encargó al BCCR la determinación de las comisiones máximas a cobrar por los emisores de tarjetas y otros dispositivos de pago, su revisión periódica (al menos una vez al año en forma ordinaria) y su publicación en su página web y en los medios de comunicación u medios electrónicos que determine.
- VIII. Que el 21 de setiembre de 2020, la Junta Directiva del BCCR, en cumplimiento del mandato de la Ley N°9831, mediante el artículo 5 del acta de la sesión 5959-2020, aprobó el *"Reglamento del Sistema de Tarjetas"*, publicado en el Alcance Digital N°251 a La Gaceta N°236 del 24 de setiembre de 2020. En lo que interesa de dicho reglamento, en el *"Capítulo IX" "De las Comisiones"*, se establecieron para el año 2021 (primera fijación ordinaria de comisiones máximas) los valores de las comisiones máximas de intercambio y adquirencia que recibirán los emisores de las tarjetas de pago, para diversas actividades comerciales, estableciendo una diferenciación para los servicios de transporte público regulados por la Aresep.
- IX. Que el 19 de marzo de 2021, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0061-JD-2021, aprobó una modificación parcial a la *"Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús"*, resolución RJD-035-2016 y sus reformas, la cual fue publicada en el Alcance Digital N°67 a La Gaceta N°60 del 26 marzo de 2021.

- X.** Que el 8 de junio de 2021, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0173-JD-2021, aprobó una modificación parcial a la “*Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús (RJD-035-2016)*”, la cual fue publicada en el Alcance Digital N°125 a La Gaceta N°122 del 25 junio de 2021.
- XI.** Que el 4 de agosto de 2021, la Junta Directiva del BCCR, mediante el artículo 9 del acta de la sesión 6016-2021, aprobó una reforma integral “*Reglamento del Sistema de Pagos*”, publicada en el Alcance Digital N°159 a La Gaceta N°155 del 13 de agosto de 2021, que entre otras incorporó el “*Libro XV*” “*Sistema Nacional de Pago Electrónico del Transporte Público SINPE-TP*” concebido como un sistema único a nivel nacional, para ser utilizado en todas las rutas del país (universal), tanto en autobuses como en trenes (bimodal), con el fin de garantizar una misma experiencia a los usuarios, sean estos nacionales o extranjeros. (Folios 180 a 313)
- XII.** Que el 5 de octubre de 2021, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0206-JD-2021 dictó la “*Política Regulatoria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos*”, publicada en el Alcance N° 209 a la Gaceta N°199 del 15 de octubre de 2021.
- XIII.** Que el 12 de noviembre de 2021, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0211-JD-2021 dictó la “*Política Regulatoria de los Servicios de Movilidad de Personas, Infraestructura y otros Servicios de Transporte*”, publicada en el Alcance N° 238 a la Gaceta N°225 del 12 de noviembre de 2021.
- XIV.** Que el 12 de enero de 2022, la Junta Directiva del BCCR, mediante el artículo 7 del acta de la sesión 6043-2022, aprobó una modificación al “*Reglamento del Sistema de Tarjetas*”, publicado en el Alcance Digital N°5 a La Gaceta N°8 del 14 de enero de 2022. En lo que interesa, entre otras cosas, en el “*Capítulo IX*” “*De las Comisiones*” de dicho reglamento, se estableció para el año 2022 (segunda fijación ordinaria de comisiones máximas) los valores de las comisiones máximas de intercambio y adquirencia que recibirán los emisores de las tarjetas de pago, para diversas actividades comerciales, estableciendo una diferenciación para los servicios de transporte público regulados por la Aresep. (Folios 314 a 431)
- XV.** Que el 5 de julio de 2022, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0038-JD-2022, aprobó una modificación parcial a la “*Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús*”, resolución RJD-035-2016 y sus reformas, la cual fue publicada en el Alcance Digital N°157 a La Gaceta N°142 del 27 julio de 2022.

- XVI.** Que el 22 de julio de 2022, la Dirección de la División Sistemas de Pago del BCCR, mediante el oficio DSP-0056-2022, remitió a la Aresep una *“Propuesta conceptual para el reconocimiento tarifario de los costos del Sistema Nacional de Pago Electrónico en el Transporte Público (SINPE-TP)”*, dicho documento fue elaborado por un equipo técnico interinstitucional conformado según los convenios firmados y fue aprobado por el Comité Coordinador del Proyecto del Sistema de Pago Electrónico en el transporte público (SPETP) en la sesión SPETP-CC-084-2022, celebrada el 18 de julio del 2022. (Folio 432)
- XVII.** Que el 26 de julio de 2022, la Reguladora General Adjunta (RGA), mediante el oficio OF-0478-RGA-2022, remitió al CDR el oficio del DSP-0056-2022 de la División Sistemas de Pago del BCCR con la propuesta conceptual para el reconocimiento tarifario de los costos del SINPE-TP, para los efectos correspondientes. (Folio 455)
- XVIII.** Que el 26 de julio de 2022, la Intendencia de Transporte (IT), mediante el oficio OF-0816-IT-2022, trasladó al CDR el oficio del DSP-0056-2022 de la División Sistemas de Pago del BCCR con la propuesta conceptual para el reconocimiento tarifario de los costos del SINPE-TP, en el cual señaló que *“(…) se considera un insumo técnico importante para que sea valorado para la necesaria actualización de la metodología ordinaria (…)”*. *Se hace traslado del citado oficio, con el propósito de que la estructura de costos y mecanismos de reconocimiento tarifario planeados sean valorados para las modificaciones que correspondan en las metodologías tarifarias vigentes (ordinaria y extraordinaria) con ocasión de la implementación y operación de SINPE-TP en el servicio de transporte público modalidad autobús*”. (Folio 456)
- XIX.** Que el 6 de setiembre de 2022, la Dirección de la División Sistemas de Pago del BCCR, mediante el oficio DSP-0072-2022, remitió a la Junta Directiva de la Aresep, un oficio donde entre otras cosas, presenta un recuento de los hitos para conocer la situación y dimensionar el nivel de recursos comprometidos por el Banco para el desarrollo y la administración de la infraestructura de pagos de SINPE-TP. (Folio 475)
- XX.** Que el 10 de octubre de 2022, la Secretaria de Junta Directiva (SJD), mediante el oficio OF-0757-SJD-2022, de conformidad con el acuerdo 13-70-202, del acta de la sesión ordinaria 70-2022 celebrada el 4 de octubre de 2022, así como lo

discutido y resuelto por la Junta Directiva mediante el acuerdo 10-64-2022 del acta de sesión 64-2022 se celebrará el 9 de setiembre de 2022, en relación con el oficio GER-0189-2022 del BCCR, entre otras cosas indicó que *“tomará las decisiones necesarias para que el redondeo de tarifas no esté condicionado a la emisión de monedas de baja denominación, ni a la consolidación del proyecto de pago electrónico.”* (Folios 567 y 568)

- XXI.** Que el 28 de octubre de 2022, el CDR, mediante el oficio OF-0365-CDR-2022, solicitó al Regulador General, autorización para prescindir de las actividades 4 a 11 de la etapa 7.1 del procedimiento de DR-PO-03 vigente para el desarrollo de la propuesta de modificación de la *“Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”*, resolución RJD-035-2016 y sus reformas, relacionada con el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico. (Folios 567 y 568)
- XXII.** Que el 1° de noviembre de 2022, mediante la resolución RE-0515-RG-2022, el Regulador General por motivos de conveniencia, oportunidad y urgencia, autorizó al CDR, prescindir de las actividades 4 a 11 de la etapa 7.1 del procedimiento de DR-PO-03 vigente para el desarrollo de la propuesta de modificación de la *“Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”*, resolución RJD-035-2016 y sus reformas, relacionada con el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico. (Folios 567 y 568)
- XXIII.** Que el 7 de diciembre de 2022, el CDR, mediante el oficio OF-0411-CDR-2022, consultó a la Dirección de la División Sistemas de Pago del BCCR, la posibilidad de disponer cada mes de los valores efectivamente aplicados de las comisiones de la pasarela de pago de transporte y de adquirencia, así como de la tarifa del gestor del SINPE-TP, en el sitio web del Banco o en su defecto mediante consulta directa mediante oficio de la Aresep, de modo que al momento de aplicar la metodología para la fijación ordinaria de tarifas del servicio de transporte remunerado de personas se logre utilizar el valor disponible más reciente. (Folios 476 a 477)
- XXIV.** Que el 8 de diciembre de 2022, la Junta Directiva del BCCR, mediante los numerales 2 y 3 del artículo 8 del acta de la sesión 6095-2022, aprobó una modificación al *“Reglamento del Sistema de Tarjetas”*, publicada en el Alcance Digital N°269 a La Gaceta N°236 del 12 de diciembre de 2022. En lo que interesa, entre otras cosas, en el *“Capítulo X” “De las Comisiones”* de dicho reglamento, se estableció para el año 2023 (tercera fijación ordinaria de comisiones máximas) los valores de las comisiones máximas de intercambio y

adquirencia que recibirán los emisores de las tarjetas de pago, para diversas actividades comerciales, estableciendo una diferenciación para los servicios de transporte público regulados por la Aresep.

- XXV.** Que el 16 de diciembre de 2022, la Dirección de la División Sistemas de Pago del BCCR, mediante el oficio DSP-0207-2022, remitió al CDR la respuesta a lo consultado en el oficio OF-0411-CDR-2022. Indicando que el Banco realizará los arreglos necesarios para que los valores efectivamente aplicados de las comisiones de la pasarela de pago de transporte y de adquirencia, así como de la tarifa del gestor del SINPE-TP estén disponibles en su sitio web, y además que por el momento la tarifa del gestor del SINPE-TP es cero. (Folios 478 a 480)
- XXVI.** Que el 16 de diciembre de 2022, la Fuerza de Tarea de la Metodología Ordinaria de Buses, mediante el informe IN-0084-CDR-2022, remitió al Director de CDR el informe técnico preliminar de las propuestas de modificación de la *“Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”*, resolución RJD-035-2016 y sus reformas, y a la *“Metodología para la fijación extraordinaria de tarifas para el servicio público de transporte remunerado de personas, en la modalidad autobús”*, establecida mediante la resolución RJD resolución RE-060-JD-2021, relacionadas con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico y la aplicación de redondeo en tarifas finales. (Folios 567 y 568)
- XXVII.** Que el 16 de diciembre de 2022, el CDR, mediante el oficio OF-0426-CDR-2022, remitió para el análisis respectivo a la IT, a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) y al Consejero del Usuario (CU) el informe técnico preliminar de las propuestas de modificación parcial a las metodologías tarifarias indicadas en el punto anterior, relacionadas con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico y la aplicación de redondeo en tarifas finales. (Folios 567 y 568)
- XXVIII.** Que el 16 de diciembre de 2022, el CDR, realizó la presentación para explicar a la IT y a la DGAU las propuestas de modificación parcial a las metodologías tarifarias indicadas el punto anterior, remitidas con el oficio OF-0426-CDR-2022.
- XXIX.** Que el 21 de diciembre de 2022, la IT, mediante el oficio OF-1516-IT-2022 en atención al oficio OF-0426-CDR-2022, remitió al CDR sus observaciones a las propuestas de modificación parcial a las metodologías tarifarias en mención. (Folios 567 y 568)

- XXX.** Que el 21 de diciembre de 2022, la DGAU y el CU, mediante el oficio OF-2733-DGAU-2022 en atención al oficio OF-0426-CDR-2022, remitieron al CDR sus observaciones a las propuestas de modificación parcial a las metodologías tarifarias en mención. (Folios 567 y 568)
- XXXI.** Que el 23 de diciembre de 2022, la Fuerza de Tarea de la Metodología Ordinaria de Buses, mediante el informe IN-0088-CDR-2022, remitió al Director de CDR el informe técnico de las propuestas de modificación de la *“Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”*, resolución RJD-035-2016 y sus reformas, y a la *“Metodología para la fijación extraordinaria de tarifas para el servicio público de transporte remunerado de personas, en la modalidad autobús”*, establecida mediante la resolución RJD resolución RE-060-JD-2021, relacionadas con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico y la aplicación de redondeo en tarifas finales. (Folios 567 y 568)
- XXXII.** Que el 23 de diciembre de 2022, el CDR, mediante el oficio OF-0438-CDR-2022, remitió al Regulador General el informe técnico de las propuestas de modificación parcial a las metodologías tarifarias indicadas en el punto anterior, relacionadas con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico y la aplicación de redondeo en tarifas finales. (Folios 567 y 568)
- XXXIII.** Que el 9 de febrero de 2022, el Regulador General, mediante el oficio OF-0146-RG-2023, solicitó al CDR la separación de las propuestas de manera que se presente en forma independiente la propuesta con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico y la propuesta de la aplicación del redondeo en tarifas finales. (Folios 567 y 568)
- XXXIV.** Que el 10 de febrero de 2023, el CDR, mediante el memorando ME-0007-CDR-2023, trasladó a la Fuerza de Tarea de la Metodología Ordinaria de Buses el oficio OF-0146-RG-203 para su atención. (Folios 567 y 568)
- XXXV.** Que el 10 de febrero de 2023, la Fuerza de Tarea de la Metodología Ordinaria de Buses, elaboró el informe IN-0004-CDR-2023, *“Informe técnico de la propuesta de modificación parcial a la “Metodología para fijación ordinaria de tarifas para el servicio remunerado de personas, modalidad autobús”, resolución RJD-035-2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico”* y lo remitió al CDR, para su trámite correspondiente. (Folios 84 a 156)

- XXXVI.** Que el 14 de febrero de 2023, el CDR, mediante el oficio OF-0036-CDR-2023, remitió al Regulador General, la propuesta de modificación de la “*Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús*”, resolución RJD-035-2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico. (Folio 499)
- XXXVII.** Que el 30 de marzo de 2023, el Regulador General, mediante el oficio OF-0393-RG-2023, remitió a la Junta Directiva de la Aresep, el informe técnico IN-0004-CDR-2023 y el oficio OF-0036-CDR-2022 que motiva, justifica y traslada para el conocimiento respectivo, la propuesta de modificación de la de la “*Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús*”, resolución RJD-035-2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico. (Folio 500)
- XXXVIII.** Que el 12 de abril de 2023, la Junta Directiva de la Aresep, mediante el acuerdo 06-29-2023 del acta de la sesión ordinaria 29-2023, celebrada en dicha fecha y ratificada el 18 de abril del mismo año, dispuso entre otras cosas:
- “I. Ordenar a la Administración, para que someta al procedimiento de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley 7593; la modificación parcial a la “Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”, establecida en la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico (...)”*
- (Folios 2 a 79)
- XXXIX.** Que el 18 de abril de 2023, la Secretaría de la Junta Directiva (SJD), mediante el oficio OF-0259-SJD-2023, comunicó al CDR, a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) y al Departamento de Gestión Documental (DEGD) para lo que corresponda el acuerdo 06-29-2023 del acta de la sesión ordinaria 29-2023 de la Junta Directiva de la Aresep, celebrada el 12 de abril de 2023 y ratificada el 18 de abril del mismo año. (Folios 2 a 79)
- XL.** Que el 19 de abril de 2023, la SJD, mediante el oficio OF-0264-SJD-2023, solicitó al DEGD, la apertura del expediente administrativo para someter a audiencia pública la propuesta de modificación parcial a la “*Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús*”, establecida en la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico. (Folio 1)

- XLII.** Que el 4 de mayo de 2023, en La Gaceta N°77 y en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra, se publicó la convocatoria a la audiencia pública virtual para conocer la propuesta de modificación parcial a la “*Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús*”, dictada mediante la resolución RJD-035-2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico, a realizarse el 29 de mayo de 2023. (Folios 509 a 512)
- XLIII.** Que el 17 de mayo de 2023, la Asociación Cámara Nacional de Transportes S.A. (Canatrans), mediante la nota CNT-64-2023, presentó unas consultas relacionadas con la propuesta de modificación parcial a la “*Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús*”, dictada mediante la resolución RJD-035-2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico. (Folio 516)
- XLIV.** Que el 24 de mayo de 2023, el CDR, mediante el oficio OF-0166-CDR-2023, atendió las consultas de Canatrans sobre la propuesta de modificación parcial a la “*Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús*”, dictada mediante la resolución RJD-035-2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico. (Folios 518 a 521)
- XLV.** Que el 29 de mayo de 2023, de conformidad con el acta AC-0113-DGAU-2023, emitida por DGAU, se realizó la audiencia pública virtual. (Folios 534 a 553)
- XLVI.** Que el 5 de junio de 2023, la DGAU, mediante el informe IN-0323-DGAU-2023, emitió el “*Informe de oposiciones y coadyuvancias*” presentadas en la audiencia pública virtual. (Folios 554 a 556)
- XLVII.** Que el 22 de junio de 2023, el señor Luis Guillermo Hernández Villalobos, mediante correo electrónico de las diez horas y cuarenta y siete minutos, enviado a la dirección electrónica consejero@aresep.go.cr, consultó sobre la respuesta a sus objeciones al expediente IRM-003-2023 en la audiencia pública del 29 de mayo de 2023. (Folio 557)

- XLVII.** Que el 22 de junio de 2023 y con una aclaración del 29 de junio de 2023, mediante correo electrónico de las catorce horas y cuarenta y seis minutos y de las diez horas y siete minutos, respectivamente, la Consejería del Usuario, le indicó al señor Hernández Villalobos que el asunto a esa fecha todavía se encontraba en trámite y que oportunamente se le brindaría la respuesta a su manifestación una vez se dictara el acto final correspondiente. (Folio 558)
- XLVIII.** Que el 22 de julio de 2023, la señora Viviana Fernández Ángulo, mediante correo electrónico de las trece horas y cuarenta y ocho minutos, enviado a la dirección electrónica usuario@aresep.go.cr, consultó sobre la notificación de la respuesta a lo manifestado por ella en la audiencia pública del 9 (sic) de mayo de 2023. (Folios 563)
- XLIX.** Que el 4 de julio de 2023, el señor Tyrone Mayorga Sánchez, mediante correo electrónico de las veintitrés horas y cincuenta y ocho minutos, enviado a la dirección electrónica usuario@aresep.go.cr, consultó sobre la respuesta a sus consultas presentadas en la audiencia pública del 29 de mayo de 2023. (Folios 559 y 560)
- L.** Que el 26 de julio de 2023, la DGAU, mediante correo electrónico de las catorce horas y cuarenta y siete minutos, luego de aclarar a la señora Viviana Fernández Ángulo que la audiencia fue el 29 de mayo de 2023, le comunico que el asunto a esa fecha todavía se encontraba en trámite y que oportunamente se le brindaría la respuesta a su manifestación una vez se dictara el acto final correspondiente. (Folios 562 y 563)
- LI.** Que el 28 de julio de 2023, la DGAU, mediante el oficio OF-1545-DGAU-2023, trasladó al CDR para su atención la consulta del señor Mayorga Sánchez, contenida en el documento interno GD 008871-2023. (Folio 565)
- LII.** Que el 4 de agosto de 2023, el CDR, mediante el oficio OF-0246-CDR-2023, le informó al señor Mayorga Sánchez que el asunto a esa fecha todavía se encontraba en trámite y que oportunamente se le brindaría la respuesta a su manifestación una vez se dictara el acto final correspondiente. (Folio 561)
- LIII.** Que el 4 de agosto de 2023, la Fuerza de Tarea de la Metodología Ordinaria de Buses, mediante el informe IN-0042-CDR-2023, remitió al CDR el informe de análisis de posiciones presentadas en la audiencia pública de la propuesta de modificación parcial a la *“Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”*, establecida en la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico. (Folios 570 a 644)

- LIV.** Que el 4 de agosto de 2023, la Fuerza de Tarea de la Metodología Ordinaria de Buses, mediante el informe IN-0043-CDR-2023, remitió al CDR, el informe el informe técnico final de la propuesta de modificación parcial a la *“Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”*, establecida en la resolución RJD-035-2016, del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico. (Folios 645 a 719)
- LV.** Que el 4 de agosto de 2023, el CDR, mediante el oficio OF-0248-CDR-2023, le remitió al Regulador General en su condición de presidente de la Junta Directiva de la Aresep, el informe de respuesta a posiciones admitidas en la audiencia pública virtual, así como la propuesta técnica final de la modificación parcial a la *“Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”*, establecida mediante la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico; elaborados por la Fuerza de Tarea de la Metodología Ordinaria de Buses, mediante los informes IN-0042-CDR-2023 y IN-0043-CDR-2023. (Folios 720 a 721)
- LVI.** Que el 4 de agosto de 2023, la SJD, mediante el memorando ME-0110-SJD-2023, trasladó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), los informes remitidos por el CDR, mediante el oficio OF-0248-CDR-2023, para su respectivo análisis post audiencia pública. (Folio 722)
- LVII.** Que el 17 de agosto de 2023, la DGAJR, mediante el oficio OF-0515-DGAJR-2023, emitió el *“Análisis post audiencia pública de la propuesta de modificación parcial a la “Metodología para fijación ordinaria de tarifas para el servicio remunerado de personas, modalidad autobús”, dictada mediante la resolución RJD-035-2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico. (Folios 723 a 732)*
- LVIII.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593, en su artículo 5 dispone que la Aresep es el ente competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos, de conformidad con las metodologías que ella misma determine y debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de tales servicios públicos, dentro de los cuales se encuentra en su inciso f), el transporte público remunerado de personas modalidad autobús.
- II. Que de acuerdo con los artículos 45 de la Ley 7593 y 6 inciso 16) del “*Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado*” (RIOF), corresponde a la Junta Directiva de la Aresep, dictar y modificar las metodologías regulatorias que se aplican en los diversos sectores regulados bajo su competencia; cumpliendo el procedimiento de audiencia pública, establecido en el artículo 36 de la Ley 7593.
- III. Que el desarrollo de los instrumentos regulatorios para el ejercicio de la potestad tarifaria, se encuentra condicionado por el desarrollo de los conocimientos científicos y tecnológicos, los cambios en las políticas públicas regulatorias y distributivas, la eficiencia económica, entre otros aspectos.
- IV. Que la Aresep tiene dentro de sus tareas, una revisión de los instrumentos regulatorios, para adaptarlos, en primer lugar, a las cambiantes valoraciones, fines e intereses de la sociedad, generalmente expresados en políticas al amparo de la Ley.
- V. Que desde el punto de vista de la regulación, los conocimientos, modelos e información disponible sufren constantes cambios, lo que obliga a adaptar los instrumentos regulatorios a esos nuevos conocimientos, a las experiencias de otras latitudes y los cambios al ordenamiento jurídico.
- VI. Que la mejora continua regulatoria demanda la investigación, desarrollo e innovación en la regulación y el perfeccionamiento de los instrumentos regulatorios y de la reglamentación vigente.
- VII. Que la modificación parcial a la “*Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús*”, resolución RJD-035-2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico, se justifica y se fundamenta en incorporar ajustes que permitan formular, detallar, ampliar y explicitar lo previsto en el texto vigente en relación con el reconocimiento de los costos correspondientes al Sistema Nacional de Pago Electrónico en el

Transporte Público (SINPE-TP) desarrollado por el BCCR, en el marco de los convenios interinstitucionales firmados para ese propósito, luego del inicio del plan piloto para su implementación y que se cuenta con los insumos técnicos para su incorporación en la estructura de costos de la tarifa del servicio, cuyo análisis está en el informe IN-0043-CDR-2023 del 4 de agosto de 2023 del CDR.

Dicha justificación se fundamenta en el citado informe -IN-0043-CDR-2023-, la cual literalmente es la siguiente:

“(…)

4. JUSTIFICACIÓN

4.1. Marco Legal

La Ley N°7593 transformó al Servicio Nacional de Electricidad en una institución autónoma denominada Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, a la cual se le otorgó personalidad jurídica y patrimonio propio, así como autonomía técnica y administrativa para el ejercicio de sus funciones, cuyo objetivo primordial es ejercer la regulación de los servicios públicos, de una forma exclusiva y excluyentes.

De conformidad con la Ley N°7593, la Aresep es ente competente para fijar las tarifas y precios de acuerdo con las metodologías que ella misma determine y debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos enumerados en el artículo 5 del citado cuerpo normativo, dentro de los cuales se encuentra el transporte público remunerado de personas, salvo el aéreo.

En este sentido, tanto para fijar precios y tarifas así como para establecer metodologías regulatorias en los servicios públicos objeto de regulación, la Aresep cuenta con potestades exclusivas y excluyentes; mismas que han sido ampliamente reconocidas por la Procuraduría General de la República en sus dictámenes C-416-2014 del 24 de noviembre de 2014 y C-023-2017 el 1° de febrero de 2017 y abordadas por la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia y el Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda, en los siguientes votos respectivamente, sentencia N° 577 del 10 de agosto de 2007 y sentencia 005-2008 del 15 de abril de 2008.

A lo interno del Ente Regulador de acuerdo con los artículos 45 de la Ley N°7593 y 6 inciso 16) del “Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado” (RIOF), le corresponde a la Junta Directiva de Aresep, dictar

y modificar las metodologías regulatorias que se aplican en los diversos sectores regulados bajo su competencia; como es el caso del transporte público remunerado de personas, modalidad autobús, cumpliendo el procedimiento de audiencia pública, establecido en el artículo 36 de la misma Ley N°7593, para efectos de garantizar la participación ciudadana consagrada en el artículo 9 de la Constitución Política.

De acuerdo con el marco jurídico antes descrito, se encuentra el debido sustento en la Ley N°7593, para que la Aresep en el ejercicio de sus competencias en la regulación de los servicios públicos, modifique las metodologías tarifarias para el servicio de transporte público remunerado de personas, modalidad autobús dictadas mediante las resoluciones RJD-035-2016 y sus reformas “Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”.

4.2. Sobre la formulación para el reconocimiento de los costos asociados al sistema automatizado de pago electrónico

El avance en los sistemas de pago electrónico en los servicios de transporte público se ha venido incrementando desde principios de este nuevo siglo, donde ya muchas grandes ciudades alrededor del mundo han logrado adoptar e implementar las distintas tecnologías y medios de pago electrónicos en las distintas modalidades de transporte público (trenes, autobuses, ferris, entre otros).

En el servicio de transporte remunerado de personas en la modalidad autobús, desde los períodos de concesión 2007-2014 y 2014-2021, se incorporó como parte de las obligaciones de los concesionarios, la utilización de sistemas electrónicos de cobro de la tarifa por el servicio, que fueran aprobados por el ente concedente, que en coordinación con la Aresep, y de acuerdo con los convenios con otras instituciones, se definieran los protocolos técnicos, normativa y demás especificaciones técnicas para dichos sistemas de cobro.

Dentro del contexto previamente descrito, en el año 2016 se aprobó la “Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”, mediante la resolución RJD-035-2016, la cual a pesar de que ya ha sufrido algunas modificaciones, no había sido objeto de revisión en lo referente al reconocimiento de los costos asociados con el sistema de pago electrónico, ya que no es hasta el año 2022 que se dispone de los insumos necesarios para detallar y formular lo señalado en la sección “4.4.7 Costos del sistema automatizado de pago electrónico y seguridad”, que establece lo siguiente:

“4.4.7 Costos del sistema automatizado de pago electrónico y seguridad.

El costo mensual del sistema automatizado de pago electrónico y seguridad (CSPEr), se determinará una vez que se haya definido sus componentes, características y cantidades por ruta, los procedimientos de reconocimiento de la depreciación (método, factores, vida útil y valor de rescate) y la rentabilidad, los costos asociados a la administración del sistema, sistema de información al usuario, así como la determinación del valor de dichos componentes. Todos los elementos indicados serán establecidos en la resolución que la Aresep emita al respecto, considerando que, para efectos de participación ciudadana, deben previamente ser objeto de audiencia pública de conformidad con el artículo 36 de la Ley 7593, donde además de indicar la frecuencia de revisión o actualización, se indicará el momento en que entrará a regir el reconocimiento de ese costo como parte de esta metodología.”

En las dos siguientes secciones se detalla la gobernanza institucional que ha permitido el diseño, construcción, desarrollo e implementación del sistema de pago electrónico en el servicio de transporte remunerado de personas modalidad autobús, a partir de lo cual es posible detallar, ampliar y explicitar lo previsto en la metodología vigente con el objeto de reconocer los costos correspondientes a este sistema en la prestación del servicio.

4.2.1. Gobernanza, diseño, construcción e implementación del sistema de pago electrónico

En el año 2017 se firmó el “Convenio de Cooperación para el desarrollo del Proyecto Sistema de Pago Electrónico en el Transporte Público Remunerado de Personas, entre el Ministerio de Obras Públicas y Transportes, el Consejo de Transporte Público, el Instituto Costarricense de Ferrocarriles, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y el Banco Central de Costa Rica”. El objeto de dicho convenio interinstitucional fue establecer las condiciones necesarias para implementar un sistema de pago electrónico en el servicio de transporte remunerado de personas, modalidades autobús y ferrocarril, que permitiera atender las políticas de modernización del sector del transporte público, promovidas en el Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018, Plan Nacional de Transportes 2011-2035, Plan Estratégico Institucional 2017-2022 de Aresep, y Plan Estratégico 2012–2017 de INCOFER. Este convenio sentó las bases de la gobernanza interinstitucional para la dirección del proyecto del sistema de pago electrónico en el transporte público, creando un Comité Director y un Comité Coordinador, así como la definición de un mecanismo para la constitución de comisiones auxiliares y equipos técnicos.

Durante el mismo año 2017, la Junta Directiva del BCCR, con base en los compromisos asumidos a partir de la suscripción del convenio de 2017, mediante el artículo 6 de la sesión 5783-2017, aprobó el proyecto del sistema de pago electrónico en el transporte público como un proyecto estratégico del Banco, destinando recursos para financiar el diseño, la construcción e implementación de su plataforma de pagos, como solución tecnológica de desarrollo in house.

A inicios del año 2018, se firmó otro convenio denominado “Convenio entre el Ministerio de Obras Públicas y Transportes, el Consejo de Transporte Público, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el Instituto Costarricense de Ferrocarriles, el Banco Central de Costa Rica y los Representantes de la industria del Transporte Público Remunerado de Personas (modalidad autobús), para el diseño y construcción del Sistema de Pago Electrónico en el Transporte Público”. Así mismo, como parte de la industria, firmaron representantes de las siguientes cámaras autobuseras: Asociación Cámara Nacional de Transporte (Canatrans), Asociación Cámara Nacional de Autobuseros (Canabus), Cámara de Autobuseros de San José (Cámara de San José), Asociación Cámara de Autobuseros de Heredia (Cámara de Heredia), Asociación Cámara de Autobuseros del Atlántico (Catlántico) y Asociación Cámara de Empresarios Autobuseros y Transportistas Unidos de la Provincia de Guanacaste (Cámara de Guanacaste).

Los objetivos específicos del Convenio de 2018 según la Cláusula Primera son los siguientes:

“(…)

1) Establecer un acuerdo de la industria del transporte público que coordine a las cámaras de operadores (modalidad autobús), en torno al desarrollo de la infraestructura del Sistema de Pago Electrónico.

2) Definir los “principios rectores” que guíen el diseño, la construcción y el funcionamiento del Sistema de Pago Electrónico.

3) Aceptar la dirección del BCCR para liderar el desarrollo de la regulación y las discusiones del Sistema de Pago Electrónico, en lo que respecta a sus competencias relacionadas con el desarrollo del sistema de pagos costarricense.

4) Crear el Comité de Pago en el Transporte Público, conforme con la propuesta de reforma que impulsa el BCCR para el Reglamento del Sistema de Pagos.

5) Acordar como industria del transporte público el diseño general del Sistema de Pago Electrónico y las Partes que lo integran (definición del qué): instrumento de pago basado en la cuenta, Sistema Central de Recaudo, tipo de validadores y reglamentación, entre otros.

6) Aceptar que la aprobación del diseño, construcción y puesta en funcionamiento del Sistema de Pago Electrónico se conduzca dentro de lo dispuesto por el Reglamento del Sistema de Pagos que le corresponde aprobar a la Junta Directiva del BCCR, luego de someterlo a consulta pública.

7) Declarar que la industria del transporte desea ser parte del Sistema Nacional de Pagos Electrónicos (Sinpe), aceptando sus reglas de participación y procedimientos de funcionamiento para que el Sistema Central de Recaudo se construya como un servicio integrado a esa plataforma.

8) Asignar al proyecto del Sistema de Pago Electrónico los representantes, el personal técnico y los recursos que el BCCR requiera de los operadores del transporte para atender sus necesidades.

9) Otorgar potestades a los representantes nombrados en el Comité de Pago en el Transporte Público, para que con su participación en los equipos técnicos puedan tomar las decisiones requeridas para desarrollar y poner en funcionamiento el Sistema de Pago Electrónico (ejecución del cómo).

10) Establecer los lineamientos generales que deben regir los procesos de contratación de los proveedores de servicio para el funcionamiento del Sistema de Pago Electrónico (procesador de pasajes y adquirente, entre otros).

(...)"

En la Cláusula Segunda del convenio de 2018, se presentan los principios rectores del sistema de pago electrónico en el transporte público: un sistema único de alcance nacional, intermodal (autobuses y trenes), abierto (basado o estándares o tecnologías que no estén reservados para uno o varios proveedores particulares), interoperable, eficiente, seguro, inclusivo, enfocado al usuario, disponible en horario 24x7, transparente, cómodo (basado en el uso de instrumentos de pago por proximidad, donde los usuarios puedan pagar el servicio utilizando los fondos de las cuentas abiertas de las entidades financieras).

Por su parte, la Cláusula Quinta estableció los lineamientos generales que guiaron el diseño y la construcción del sistema de pago electrónico:

- Instrumento de pago: utilizar como instrumentos de pago tarjetas de débito, crédito y prepago emitidas con un microporcesador (sic) criptográfico EMV (Europay-MasterCard- VISA) y la tecnología de pago sin contacto (contactless), además de sus accesorios vinculados (wearables).

- *Gestión de pasajes: utilizar en todas las rutas y unidades de transporte en las que se implemente el sistema de pago electrónico, equipos de validación (dispositivos de lectura de pasajes) que cumplan con las especificaciones técnicas, físicas y operativas que defina el Comité de Pago en el Transporte Público.*
- *Gestión del recaudo: diseñar la infraestructura de pago con un único Sistema Central de Recaudo (SCR), mediante el cual se gestione en forma centralizada el 100% de las transacciones procesadas por medio del pago electrónico. Asimismo, construir el SCR como un servicio integrado a la plataforma tecnológica del Sistema Nacional de Pagos Electrónicos (Sinpe), administrada por el Banco Central de Costa Rica.*
- *Regulación del sistema: regular la infraestructura y el funcionamiento del sistema de pago electrónico en el Reglamento del Sistema de Pagos del Banco Central de Costa Rica, así como con la normativa y estándares de operación que se derivan de dicho reglamento.*
- *Contratación de los proveedores de servicios: seleccionar a los proveedores de servicio que operen con los roles de procesador de pasajes y adquirente mediante mecanismos de contratación que propicien la competencia entre los concursantes, todo de conformidad con los principios rectores y términos establecidos en el presente convenio.*

En Cláusula Sexta se estipulaba que la infraestructura de pagos que se construyera dentro del marco de coordinación interinstitucional del Convenio debía tenerse como el sistema oficial para el transporte público costarricense, en cumplimiento de los requerimientos contractuales establecidos por el ente concedente. Adicionalmente, se indica en dicha cláusula que una vez en funcionamiento el sistema de pago electrónico en una unidad de transporte, no se podrá operar con otro tipo de mecanismo de pago alternativo, salvo el uso de efectivo durante el periodo que coexistan ambos medios de pago.

Finalmente, y para los efectos anteriores, en la Cláusula Séptima en concordancia con la Ley N°7593 y la normativa aplicable, se indicaba que los costos en que incurran los operadores con la implementación y el funcionamiento del sistema de pago electrónico deberán ser reconocidos en la metodología tarifaria del servicio.

El Comité Director, estableció en el Plan de Proyecto del Sistema de pago electrónico en el transporte público en Costa Rica, presentado ante la Contraloría General de la República (CGR), que la estrategia para la

construcción y puesta en funcionamiento de la plataforma pago electrónico, denominado Sistema Nacional de Pagos Electrónicos en Transporte Público (SINPE-TP) se desarrollaría en tres fases:

- **Fase de diseño:** modelado del negocio, diseño conceptual de corto y largo plazo, así como el plan constructivo para el desarrollo de la herramienta tecnológica. La modelación contempló el diseño detallado del sistema, a partir del levantamiento de los requerimientos técnicos (necesidades y expectativas) de los reguladores, operadores y usuarios finales. Periodo de enero del 2018 a setiembre del 2020.
- **Fase de construcción e implementación:** construcción y puesta en funcionamiento del diseño conceptual de corto plazo, puesta en marcha de la primera versión del sistema. Periodo de octubre del 2020 a diciembre del 2022, actualmente en proceso, con la construcción (octubre 2020-agosto 2021); la implementación en el servicio de tren (setiembre 2021-diciembre 2022) y la implementación en el servicio autobús (enero 2022-diciembre 2022).
- **Fase de masificación:** desarrollo e implementación de la estrategia de largo plazo, mediante un despliegue gradual de SINPE-TP hasta lograr su cobertura en todas las rutas nacionales de autobús, de conformidad con las características de localización y tipo de tarifa (única y fraccionada). Período enero del 2023 a diciembre del 2027 (5 años).

El SINPE-TP es un sistema desarrollado y gestionado por el BCCR, como servicio integrado a la plataforma tecnológica del Sistema Nacional de Pagos Electrónicos (SINPE) diseñado a la medida dentro del ámbito de su especialización como un sistema de pagos, de manera que no incluye el sistema de información para la movilidad u otros que no tengan relación con dicha especialización, que de acuerdo con la estrategia de separación de sistemas por especialidad, definida por el Comité Director (sesión SPETP-CD-005-2019), deberá ser desarrollado y gestionado por el Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT) y el Consejo de Transporte Público (CTP). Este último sistema gestionará la información que producen las unidades de transporte, como los datos de georreferenciación, paradas intermedias, cumplimiento de rutas, frecuencias de viajes, tiempo de recorridos, etc.

A partir de lo anterior, esta propuesta de modificación para incluir la formulación para el reconocimiento de los costos asociados al sistema de pago electrónico se circunscribe a lo que se ha desarrollado, diseñado, contratado e implementado dentro de la Gobernanza descrita, concentrándose en el sistema de pagos desarrollado y gestionado por el BCCR, para el cual se dispone los insumos necesarios que definen los componentes, sus características, los procedimientos de reconocimiento, así como la

determinación del valor de los mismos. Para el sistema de información al usuario y el sistema de seguridad, a la fecha de elaboración de esta propuesta de modificación, no se cuenta con la información necesaria para la definir los componentes y características, ya que no se han desarrollado por el competente, razón por la cual no se incluyen por ahora en la estructura de costos del servicio.

4.2.2. Disposiciones para el SINPE-TP en el Reglamento del Sistema de Pagos del BCCR

Con el fin de establecer la normativa necesaria para operación del SINPE-TP, el BCCR el 4 agosto del 2021, dentro de sus competencias legales, luego del proceso de consulta pública general y la participación de los interesados, aprobó mediante el artículo 9 del acta de la sesión 6016-2021 de su Junta Directiva, una reforma integral al “Reglamento del Sistema de Pagos” (RSP), publicado en el Alcance Digital N°159 a La Gaceta N°155 del 13 de agosto de 2021, donde entre otras cosas incorporó el “Libro XV–Sistema de Pago Electrónico en el Transporte Público (SINPE-TP)”, en el cual se establecieron disposiciones relacionadas con la definición, el alcance y las funciones del servicio SINPE-TP; el manejo de información; la implementación del sistema con los operadores; las relaciones con los bancos adquirentes y las entidades emisoras de tarjetas; el ciclo de compensación, liquidación, y las responsabilidades de las partes, entre otras.

Dentro de esas disposiciones establecidas por el BCCR en el ejercicio de sus competencias, conviene a efectos de la presente propuesta, citar literalmente las siguientes:

“(…)

CAPÍTULO I DE LAS DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 159. Definición del servicio. Se define el Sistema Nacional de Pago Electrónico en el Transporte Público (SINPE-TP) como el servicio de cobro a pasajeros y de pago a operadores administrado por el BCCR, para realizar la recaudación tarifaria de los servicios de transporte público.

Artículo 160. Alcance del servicio. SINPE-TP funciona en el servicio de transporte de pasajeros en ferrocarril operado o concesionado por INCOFER y en los servicios de transporte de pasajeros en autobús regulados y autorizados por el MOPT/CTP, así como en los peajes de las carreteras nacionales. En todos los casos, el sistema operará con el procesamiento y la liquidación de las transacciones mediante el modelo basado en la cuenta.

Artículo 161. Funciones de SINPE-TP. El servicio SINPE-TP realiza la gestión operativa de todas las transacciones electrónicas producidas por la recaudación tarifaria de los servicios de transporte público, mediante la aplicación de las tarifas autorizadas y el procesamiento centralizado del registro, validación, liquidación y almacenamiento de dichas transacciones.

También son funciones de SINPE-TP las actividades asociadas con la administración de la información, monitoreo de la infraestructura y gestión de riesgos, así como cualquier otra función necesaria para mantener la seguridad y el buen funcionamiento del sistema.

(...)

CAPÍTULO II DEL TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

(...)

Artículo 164. Manejo y custodia de información. La información de los servicios de transporte público que procesen las plataformas o equipos tecnológicos integrados a SINPE-TP, será administrada por el BCCR y custodiada con estricta reserva para cumplir con los fines exclusivos de dicho sistema, los requerimientos de los reguladores y las necesidades de divulgación del sistema de pagos nacional.

Los participantes del servicio de transporte público que se vinculen con SINPE-TP estarán obligados a remitir al BCCR cualquier información que este les requiera, incluyendo la que esté en poder de sus proveedores de servicio, para los propósitos del funcionamiento del sistema.

Ningún proveedor de servicio podrá alegar derechos sobre la información de SINPE-TP a la cual tiene acceso con la ejecución de sus funciones, y está obligado a utilizarla exclusivamente para cumplir con los fines por los cuales se le concede dicho acceso.

(...)

CAPÍTULO V DE LAS RELACIONES CON LAS ENTIDADES FINANCIERAS

Artículo 172. Relaciones del servicio de adquirencia. Las relaciones tecnológicas del servicio de adquirencia serán establecidas por sus proveedores con el BCCR, mediante el funcionamiento del Sistema Central de Recaudo, en virtud de que el BCCR es el que mantiene la relación directa con los operadores para los efectos del servicio de validación de SINPE-TP.

(...)

Artículo 174. Comisión de los adquirentes. Con los servicios de adquirencia, SINPE-TP operará basado en el principio de menor costo, mediante el siguiente procedimiento:

a) Suministrar al BCCR en noviembre de cada año, las tasas de comisión que definan para sus servicios de adquirencia con SINPE-TP. Estas tasas serán las que rijan durante el siguiente año calendario para la prestación de sus servicios a SINPE-TP y deberán cumplir con las disposiciones del Reglamento del Sistema de Tarjetas de Pago.

b) SINPE-TP gestionará el cobro de las transacciones por medio del adquirente que ofrezca la menor tasa de adquirencia.

c) Cuando dos o más adquirentes igualen la tasa de adquirencia menor, se les notificará para que puedan hacer una nueva definición de tasas de comisión. En el caso de que la situación de igualdad se mantenga, las transacciones se tramitarán por medio del adquirente que posea la mayor cantidad de dispositivos de pago emitidos.

d) Cuando el adquirente sea también emisor de dispositivos de pago, SINPE-TP cobrará por su medio las transacciones de sus tarjetahabientes, y le reconocerá por esas transacciones la tasa de comisión que resulte del promedio simple de la tasa de intercambio fijada para el transporte público con la aplicación del Reglamento del Sistema de Tarjetas de Pago y la menor tasa de comisión de adquirencia ofrecida por los adquirentes de SINPE-TP.

e) Como esquema contingente para asegurar la continuidad de negocio, SINPE-TP podrá utilizar soluciones de enrutamiento alternas a las establecidas en los incisos anteriores, siempre siguiendo el principio de menor costo. (El original no está resaltado)

(...)

CAPÍTULO VI DEL CICLO DE LIQUIDACIÓN DE FONDOS

Artículo 178. Actividades del ciclo. El ciclo de liquidación de fondos de SINPE-TP se ejecutará en todos los días calendario, con las siguientes actividades:

No.	Actividad	Día	Horario (horas : minutos)
1	Registro en los validadores y recepción en el Sistema Central de Recaudo de SINPE-TP de las transacciones realizadas.	t=0	De 00:00 a.m. a 11:59 p.m.
2	Envío de transacciones al cobro por medio del adquirente.	t+1	01:00 a.m.
3	Aplicación del débito de la liquidación en la cuenta de reserva del adquirente.	t+1	03:00 a.m.
4	Liquidación de los ingresos tarifarios en las cuentas de fondos de los operadores del transporte.	t+1	05:00 a.m.

La liquidación de los ingresos tarifarios en las cuentas de los operadores se hará efectiva en todos los días calendario.

Artículo 179. Garantía de la liquidación a operadores. SINPE-TP garantiza que la liquidación a los operadores de los ingresos tarifarios incluirá los montos de todas las transacciones procesadas por el sistema, previa deducción de los costos que corresponda con cargo a ellas y con independencia de los resultados de su gestión cobratoria con los emisores, de forma que los cobros fallidos que no estén cubiertos por la garantía del emisor serán asumidos por el BCCR como un costo derivado de su rol de proveedor de servicio.

(...)

CAPÍTULO VII DE LA INCORPORACIÓN DE OPERADORES A SINPE-TP

Artículo 181. Puesta en marcha de SINPE-TP. El BCCR definirá el plan anual de puesta en marcha de SINPE-TP, atendiendo los aspectos técnicos, operativos y tecnológicos requeridos por el sistema.

Se entiende este plan anual como el programa de incorporación de rutas regulares que guíe la ejecución gradual y ordenada del proceso de masificación y cobertura nacional de SINPE-TP.

Para llevar a cabo esta planificación anual, el BCCR utilizará como referencia la estrategia de incorporación de rutas establecido por la Junta Directiva del CTP.

Artículo 182. Requisitos de incorporación. El BCCR establecerá mediante la **Serie de Normas y Procedimientos del SINPE** los requisitos y las condiciones que deberán cumplir los operadores para preparar a sus empresas y unidades de transporte, con los requerimientos tecnológicos y operativos que les permita participar como usuarios de SINPE-TP. (El original no está resaltado)

(...)

Artículo 184. Oficialidad del pago electrónico. SINPE-TP es el sistema de pago electrónico oficial por medio del cual se realiza la recaudación tarifaria del transporte público de personas en las modalidades de autobús y tren, con el fin de facilitar al sector de transporte público costarricense la generación de información completa sobre la recaudación tarifaria; la implementación de los planes operativos (los modelos tarifarios básicos y de integración entre rutas, regiones y modalidades), y la mejora de la experiencia del cliente.

Se promoverá la incorporación gradual de los pasajeros al uso del pago electrónico; no obstante, se utilizarán ambos medios de pago, tanto el efectivo como el pago electrónico en el transporte público. (El original no está resaltado)

(...)

CAPÍTULO VIII

DE LAS RESPONSABILIDADES DE LOS USUARIOS

Artículo 185. Responsabilidades de los reguladores. *Son responsabilidades de los reguladores, las siguientes:*

a) Presentar formalmente ante el BCCR sus requerimientos de información como usuario de SINPE-TP, conforme con el conjunto de datos que le corresponde gestionar al sistema en relación con el pago electrónico en el transporte público.

b) Desarrollar las infraestructuras tecnológicas internas necesarias para interactuar con SINPE-TP, mediante los estándares y procedimientos automatizados dispuestos por dicho sistema para el intercambio y procesamiento de información.

c) Coordinar con el BCCR los asuntos que se relacionen con SINPE-TP, e informarle de cualquier situación que afecte o intervenga con su funcionamiento. Esta coordinación incluye la remisión oportuna de los requerimientos técnicos derivados de sus necesidades de interacción con el sistema.

d) El CTP es responsable de registrar en SINPE-TP la información relacionada con el esquema de operación del transporte público (sectores, rutas y ramales, concesionarios, permisionarios, unidades de transporte, horarios de servicio y frecuencia de recorridos), así como la demás información que se requiera para el normal funcionamiento del sistema.

e) El CTP deberá gestionar con los operadores un mecanismo de acreditación para cobradores e inspectores de autobuses, que les permita identificarse con esos roles en SINPE-TP. Dicho mecanismo es requerido con el fin de estandarizar el proceso de autenticación de los cobradores en los equipos de validación que operen para el sistema.

f) La ARESEP es responsable de registrar y mantener actualizada en SINPE-TP, la información oficial de las tarifas vigentes para cada sector o ruta autorizada (cuando aplique) y para pasajeros regulares y personas adultas mayores, así como la demás información de su competencia que se requiera para el funcionamiento del sistema y el correcto cobro de las tarifas autorizadas.

g) Para la supervisión de cumplimiento de las obligaciones que asumen los operadores frente al funcionamiento de SINPE-TP, el BCCR se apoyará, en primera instancia, en los procesos de revisión que llevan a cabo las áreas técnicas del CTP, adicional a las visitas de inspección que podrán realizar los técnicos del BCCR.

Artículo 186. Responsabilidades de los operadores. Son responsabilidades de los operadores, las siguientes:

a) Preparar sus sistemas de información y procedimientos operativos para interactuar con los estándares de funcionamiento de SINPE-TP, de conformidad con los requerimientos dispuestos para el sistema mediante la Serie de Normas y Procedimientos del SINPE.

b) Adquirir e instalar en sus unidades de transporte únicamente validadores homologados por el BCCR, así como la demás infraestructura básica necesaria para registrar y transmitir a SINPE-TP las transacciones de la recaudación tarifaria. Es responsabilidad de los operadores mantener actualizados y en buen estado de funcionamiento los validadores, así como fácilmente accesibles para los pasajeros.

El requerimiento de la homologación del validador por parte del BCCR es exclusivamente para las funcionalidades de pago requeridas por SINPE-TP. Esta homologación se realizará ya sea que el validador constituya un dispositivo individual o forme parte de un equipo que integre otras funcionalidades.

c) Registrar oportunamente en SINPE-TP, la información relacionada con la asignación de unidades de transporte y cobradores a sus rutas, así como la demás información que se requiera para el correcto funcionamiento del sistema; ello cumpliendo con las disposiciones y procedimientos emitidos por el MOPT/CTP e INCOFER para la regulación del servicio de transporte.

d) Reportar al BCCR, por los canales de comunicación de SINPE-TP, las situaciones y fallos que afecten o amenacen el funcionamiento de los validadores utilizados para operar en el sistema. Con tales propósitos, el BCCR deberá establecer el procedimiento que los operadores deberán seguir para realizar este tipo de reportes.

e) Verificar diariamente en su cuenta de fondos la liquidación de los ingresos tarifarios recibida de SINPE-TP y reportar al BCCR cuanto antes cualquier inconsistencia en la acreditación. Para realizar esta verificación el operador podrá acceder a la información en detalle que requiera del Sistema Central de Recaudo.

f) Garantizar que sus cobradores y personal administrativo que opere con SINPE-TP, se certifiquen en los cursos de capacitación impartidos por el BCCR para los usuarios del sistema.

g) Nombrar un responsable que se desempeñe como enlace técnico con el BCCR, para coordinar la atención de las actividades operativas relacionadas con la implementación y el funcionamiento de SINPE-TP, participar en las reuniones a las cuales le convoque la División Sistemas de Pago, y presentar al BCCR observaciones y sugerencias relacionadas con la mejora y el desarrollo del sistema. (El original no está resaltado).

(...)

Artículo 188. Responsabilidades de los pasajeros. Son responsabilidades de los pasajeros de los servicios de transporte público, las siguientes:

a) Asegurarse de utilizar en SINPE-TP dispositivos de pago válidos que cuenten con los fondos suficientes para cubrir los cargos por los viajes realizados. El pasajero cuyo dispositivo de pago no pueda ser validado exitosamente por SINPE-TP, deberá utilizar algún medio de pago alternativo para poder viajar en la unidad de transporte, en el tanto exista autorización al respecto.

b) Colaborar con el proceso de inspección del pago de la tarifa, en el momento en que el cobrador o un inspector se lo solicite.

c) En el caso de que su dispositivo de pago se encuentre registrado en la lista de denegación, realizar cuanto antes las gestiones necesarias para que sea retirado de dicha lista, pudiendo utilizar los canales que le habilite su emisor con esos fines, o bien con el uso de las funcionalidades provistas por el BCCR mediante SINPE-TP.

d) Conciliar frecuentemente la información de las transacciones realizadas en SINPE-TP con la respectiva cuenta de fondos asociada, para asegurarse de su correspondencia con los cargos aplicados por el emisor en su cuenta de fondos. Es responsabilidad de los pasajeros reportar a SINPE-TP, por medio del canal móvil del servicio o los canales alternativos de comunicación que disponga el BCCR para el sistema, cualquier inconsistencia que detecte en la información.

e) Cuando corresponda, registrarse en la aplicación del canal móvil de SINPE-TP mediante el uso de su dispositivo de pago como elemento de autenticación. Por medio de dicho canal el pasajero podrá interactuar con el sistema y recibir notificaciones. (El original no está resaltado).

(...)

Artículo 191. Responsabilidades del BCCR. Son responsabilidades del BCCR, las siguientes:

a) Liquidar la recaudación tarifaria a los operadores, conforme con el ciclo de liquidación de fondos de SINPE-TP.

b) Crear canales de comunicación electrónicos seguros y accesibles para atender las solicitudes de los usuarios de SINPE-TP, así como las que presenten las autoridades nacionales en relación con la información administrada por el sistema.

c) Habilitar mecanismos que permitan a los usuarios realizar consultas y registrar solicitudes de trámites, bajo condiciones adecuadas de seguridad y cumpliendo con el ordenamiento jurídico aplicable al manejo de información privada o sensible. Esta habilitación deberá garantizar el suministro a los reguladores y operadores de la información administrada por SINPE-TP que requieran para atender sus funciones, lo cual podrá llevarse a cabo mediante el intercambio automático de datos con sus sistemas de información.

d) El BCCR es responsable de la seguridad e integridad de los datos que procesa, transmite y almacena en virtud de la gestión que desempeña como administrador de SINPE-TP.

e) Generar en SINPE-TP los desarrollos tecnológicos y operativos necesarios para que el sistema atienda adecuadamente las necesidades de los usuarios, así como la dinámica del sector al cual dirige sus servicios.

f) Emitir los documentos de la Serie de Normas y Procedimientos del SINPE (para el servicio SINPE-TP) y ponerlos a disposición de los usuarios por los medios que faciliten su acceso, incluidas las listas de proveedores tecnológicos habilitados y validadores homologados para que puedan ser consultados por los operadores.

g) Vigilar y dar seguimiento al cumplimiento por parte de los adquirentes y emisores, de las guías de las marcas de tarjetas.

h) Capacitar a cobradores, inspectores y demás personal administrativo de los operadores que lo requieran, en aspectos relacionados con el funcionamiento y la ejecución de operaciones en SINPE-TP.

i) Autorizar a los operadores en SINPE-TP como requisito previo para operar con el sistema.

j) Mantener una oficina administrativa debidamente preparada para atender a los usuarios de SINPE-TP.

k) Disponer de mecanismos de atención a usuarios, así como de canales electrónicos ágiles y de fácil acceso que permitan a los pasajeros gestionar la exclusión de sus dispositivos de pago de las listas de denegación.

l) Establecer indicadores de gestión y mecanismos de seguimiento para evaluar el desempeño de los operadores y proveedores de servicio de SINPE-TP, debiendo elaborar un informe anual con los resultados de dicha evaluación para ser presentado a las juntas directivas del CTP, ARESEP, INCOFER y BCCR, así como a los miembros de la Comisión Asesora de SINPE-TP y a las demás entidades que por ley estén involucradas con el transporte público costarricense. (El original no está resaltado)

De los artículos citados del Reglamento del Sistema de Pagos, conviene resumir para efectos de esta modificación lo siguiente:

- El SINPE-TP es el servicio de cobro a pasajeros y de pago a los operadores, administrado por el BCCR para la recaudación tarifaria de los servicios de transporte de personas en la modalidad autobús y tren, basado en un modelo de cuenta.
- El SINPE-TP tiene la función de la gestión operativa de todas las transacciones electrónicas relacionadas con la recaudación tarifaria del servicio en un proceso centralizado para el registro, validación, liquidación y almacenamiento de las transacciones. La información del sistema será administrada y custodiada por el BCCR con estricta reserva para los fines exclusivos del sistema, reguladores y necesidades de divulgación.

- *Se establecen las relaciones con las entidades financieras y las reglas para operar el SINPE-TP con la comisión de adquirencia a menor costo. Cada año los posibles proveedores del servicio de adquirencia deberán suministrar al BCCR el valor de la comisión para el año siguiente y gestionará el cobro por el que ofrezca la menor tasa de adquirencia. Una entidad financiera adquirente provee los servicios de procesar y presentar al cobro, ante los emisores de tarjetas, las transacciones recibidas como parte de la gestión de la recaudación tarifaria de los servicios de transporte público que realiza a nombre de SINPE-TP.*
- *En el SINPE-TP la liquidación de los ingresos tarifarios a los operadores del servicio de transporte tendrá un ciclo de ejecución diaria donde al día siguiente a las 5:00 am se depositarán los ingresos en las cuentas de los prestadores del servicio de transporte. El sistema garantiza que la liquidación, reduciendo los costos asociados, se realizará independientemente de la gestión de cobro de los emisores de los medios de pago.*
- *El SINPE-TP es el sistema de pago electrónico oficial por medio del cual se realiza la recaudación tarifaria del transporte público de personas en la modalidad de autobús, y la incorporación de los operadores del servicio de transporte será gradual de acuerdo a plan que se establezca para dicho fin. Se promoverá la incorporación gradual de los pasajeros al uso de pago electrónico, no obstante, se utilizará como medio de pago, tanto el efectivo y como el pago electrónico en el transporte público.*
- *El BCCR establecerá mediante la Serie de Normas y Procedimientos del SINPE los requisitos y condiciones que deben cumplir los operadores del servicio de transporte en sus empresas y en las unidades de transporte, así como requerimientos tecnológicos y operativos para participar como usuarios en el SINPE-TP.*
- *Las principales responsabilidades para los reguladores del servicio (MOPT, CTP y Aresep, cada uno actuando en su ámbito legal de competencia) incluyen presentar al BCCR los requerimientos de información; desarrollar la infraestructura tecnológica interna para interactuar con el SINPE-TP y la coordinación con el BCCR; en el caso particular de la Aresep, debe registrar y mantener actualizado las tarifas vigentes por ruta y tipo de usuario en el sistema.*

- *Las responsabilidades de los operadores del servicio incluyen adecuar los sistemas de información y procedimientos operativos para interactuar con el SINPE-TP de conformidad con las Serie de Normas y Procedimientos del SINPE; adquirir e instalar en las unidades únicamente validadores homologados por BCCR así como otra infraestructura básica para el registro y transmisión de las transacciones; mantener actualizados y en buen estado de funcionamiento los validadores; registrar en SINPE-TP la información relacionada con la asignación de unidades de transporte, y cualquier otra para el correcto funcionamiento del sistema; reportar fallos o situaciones que afecten el funcionamiento de los validadores; entre otras.*
- *Los pasajeros tienen dentro de sus responsabilidades asegurarse que al utilizar el SINPE-TP el dispositivo de pago cuente con fondos suficientes, así como realizar las gestiones necesarias para retirar de la lista de denegación cualquier dispositivo que hay entrado en esa condición.*
- *El BCCR tiene como responsabilidades, entre otras: liquidar la recaudación tarifaria conforme al ciclo de liquidación de fondos; crear canales electrónicos de comunicación para atender las solicitudes de todos los usuarios del SINPE-TP; habilitar mecanismos que permitan a los usuarios realizar consultas y registrar solicitudes de trámites; de la seguridad e integridad de los datos gestionados en el sistema; emitir los documentos de la Serie de Normas y Procedimientos del SINPE (para el servicio SINPE-TP) y ponerlos a disposición de los usuarios; generar en el SINPE-TP los desarrollos tecnológicos y operativos necesarios para que el sistema atienda adecuadamente las necesidades de los usuarios.*

Por otro lado, en el “Libro XL- Tarifas y Comisiones”, se establece que el BCCR es quien debe fijar las tarifas por el uso de la plataforma del SINPE, tal y como se señala los siguientes artículos del Reglamento del Sistema de Pagos:

“(…)

CAPÍTULO I DEL SERVICIO

Artículo 526. Definición del servicio. *Tarifas y Cobros (TCS) es el servicio de compensación multilateral neta, por medio del cual se cobran las tarifas por el uso de la plataforma del SINPE y las comisiones interbancarias.*

(…)

CAPÍTULO IV DE LAS TARIFAS Y COMISIONES

Artículo 529. Fijación de tarifas y comisiones. *Las comisiones por los servicios que se provean entre sí los afiliados por medio del SINPE, así como las tarifas por la utilización de los servicios del SINPE, son fijadas por el BCCR en moneda nacional, con excepción del servicio PIN. En el caso de los asociados regionales, las tarifas en colones serán convertidas y cobradas en dólares estadounidenses utilizando el tipo de cambio definido por el Departamento de Contabilidad del BCCR, vigente el día en que se realiza el cobro.*

El cobro de tarifas y comisiones aplica a partir del momento en que el afiliado inicia su operación en el SINPE; haciéndose efectivo el primer cobro, el primer día hábil del mes siguiente al inicio de operación. No se considerará para el cobro, el período requerido para la realización de pruebas.

En los casos del retiro de servicios, los cobros por suscripción se harán por el mes completo en que la entidad decida retirarse como participante de un servicio, debiendo también cobrarse las tarifas que procedan por las transacciones que procese durante ese periodo.

Artículo 530. Revisión y ajuste de las tarifas y comisiones. *La estructura de tarifas y comisiones del SINPE será revisada y ajustada, con base en la metodología aprobada por la Junta Directiva del BCCR. Las modificaciones a la estructura de tarifas y comisiones rigen a partir del mes siguiente a su aprobación y respectiva publicación en La Gaceta.*

(...)”

Dentro del articulado anterior conviene señalar para efectos de esta modificación que el BCCR es el responsable de definir, revisar y ajustar las comisiones por los servicios que se provean entre sí los afiliados por medio del SINPE, así como las tarifas por la utilización de los servicios del SINPE, dentro de los cuales se incluye el sistema SINPE-TP, como es el caso de la tarifa del gestor del SINPE-TP, descrita más adelante.

4.2.3. Componentes de costos del sistema automatizado de pago electrónico (SINPE-TP)

Dentro del marco de gobernanza institucional del Proyecto del Sistema de Pago Electrónico en el transporte público, por acuerdo del Comité Coordinador, en la reunión SPETP-CC-081-2022, celebrada el 7 de febrero del 2022, se conformó un equipo técnico para elaborar una propuesta para el reconocimiento tarifario de los costos de SINPE-TP, con la participación de funcionarios de las instituciones públicas que lideran el proyecto y representantes del Comité Técnico de Operadores. La propuesta elaborada por el equipo técnico citado fue conocida y aprobada por el Comité

Coordinador en la reunión SPETP-CC-084-2022, celebrada el 18 de julio del 2022, y en la que se acordó también que debía ser enviada a la Aresop. El documento titulado “Propuesta conceptual para el reconocimiento tarifario de los costos del Sistema Nacional de Pago Electrónico en el Transporte Público (SINPE-TP)” fue remitida a la Autoridad Reguladora por la Dirección de la División Sistemas de Pago del BCCR, con el oficio DSP-0056-2022 del 22 de julio de 2022.

El documento de la propuesta del BCCR se retroalimenta de la experiencia obtenida en la Fase de construcción e implementación, para el lanzamiento del plan piloto en el servicio de autobuses, que se inició durante el año 2022, con la instalación paulatina de 200 validadores en rutas de tarifa única distribuidas en las ciudades de San José, Cartago, Alajuela y Heredia, según la información del siguiente cuadro:

Cuadro 1. Participantes del plan piloto de implementación del SINPE-TP

Descripción de la Ruta	Provincia	Prestador	Flota equipada	Fecha inicio del plan piloto
2 San José-Sabana-Cementerio-Barrio La Pitahaya	San José	Autotransportes Sabana - Cementerio S.A.	8	29/04/2022
7 San José-Sabana-Estadio	San José	Trancesa S.A.	28	29/04/2022
425 Heredia-Guararí-La Mipa-532Bernardo Benavides-Miraflores	Heredia	Grupo Acuzá Barveña Ltda	18	14/07/2022
244 Grecia-San Vicente-La Arena-Guayabal-Santa Gertrudis	Alajuela	Autotransportes Santa Gertrudis Ltda	23	21/07/2022
328 Cartago-Tejar-San Isidro-Higuito-Parque Industrial	Cartago	Autotransportes El Guarco S.A.	22	28/07/2022
40 San Jose- Moravia y ramales	San José	Autotransportes Moravia S.A.	51	29/09/2022
43 San José-Paracito y ramales	San José	Transportes Paracito S.A.	24	29/09/2022
142 San José-Coronado y Coronado- Cascajal	San José	Autobuses Unidos de Coronado S.A.	31	02/11/2022

Con dicha implementación, más allá de probar las funcionalidades del SINPE-TP, y que los usuarios conozcan y obtengan la experiencia de pagar con medios electrónicos, permite la recolección de información relevante para afinar la estimación de los costos por reconocer para el sistema de pago electrónico como parte de la estructura de costos del servicio.

El documento con la propuesta del BCCR incluye las referencias al marco normativo del SINPE-TP, describe la metodología seguida para la identificación de los costos por reconocer en la estructura de costos de la tarifa del servicio, y por último plantea propuestas sobre los mecanismos para su reconocimiento, así como un glosario de términos relacionados. Este documento se adjunta como un anexo a este informe técnico.

La propuesta del Comité Coordinador para la identificación de los costos del sistema, emplea los fundamentos del sistema de costeo basados en actividades (ver la Figura 1), llegando a establecer los costos asociados para cada una de las actividades: registrar, transmitir, compilar, procesar, contabilizar y controlar cada una de las transacciones de pago realizadas en el SINPE-TP.



Figura 1. Actividades de valor del sistema de pago electrónico

Fuente: "Propuesta conceptual para el reconocimiento tarifario de los costos del Sistema Nacional de Pago Electrónico en el Transporte Público (SINPE-TP)", documento remitido por el BCCR con el oficio DSP-0056-2022.

A continuación, se citan cada uno de los costos identificados en la propuesta:

"(...)

1. Equipo de validación. Consiste en el costo de los validadores que se instalan en las unidades de transporte para registrar las transacciones (pago de pasajes). Deben corresponder a equipos homologados por el BCCR. La forma de imputación es el precio final por cada dispositivo, de conformidad con el inventario de equipos homologados por el BCCR.

La base legal del costo está amparada en los artículos 162, 186 y 191 del Reglamento del Sistema de Pagos y en la Norma Técnica - Homologación de validadores para SINPE-TP, emitidos por el BCCR. En lo que respecta a

las fuentes de información, el Sistema Central de Recaudo podrá proveer información actual e histórica sobre la cantidad, fechas de conexión/actualización/desconexión y tipos de validadores registrados por los operadores de transporte. Por otra parte, el costo también corresponde a una determinada cantidad de validadores por cada unidad de transporte (usualmente uno por unidad, pero será la que se determine en definitiva con el diseño del sistema para los diferentes tipos de rutas, de acuerdo con sus necesidades particulares), junto con el respectivo costo de instalación (anclaje y conexión con la alimentación eléctrica). Por lo tanto, el costo del validador incluye el kit de instalación y los equipos de protección exigidos para SINPE-TP (por ejemplo, UPS).

En resumen, y además del costo del equipo, este componente de la estructura de costos incluye las siguientes partidas: placa y demás accesorios necesarios para anclar el validador a la unidad de transporte (kit de instalación); instalación del equipo en la unidad de transporte (física y electrónica); capacitación técnica para uso de los equipos; batería de litio con una autonomía mínima de 6 horas para alimentar el equipo de validación y la garantía del proveedor (fabricación e instalación).

2. Seguro de equipos de validación. Consiste en el aseguramiento de los equipos de validación contra robo, hurto y actos vandálicos. La forma de imputación es la prima pagada sobre la protección que da el seguro. La base legal del costo está amparada en los artículos 4 y 5 de la Ley Reguladora del Mercado de Seguros (Ley 8653, del 1 de julio del 2008) y en la Norma Complementaria - SINPE-TP - Servicio de Autobús, emitida por el BCCR.

El tipo de costo es fijo, por equipo asegurado. Como fuentes de información se utilizarán estudios de mercado con las compañías aseguradoras (precios de referencia del mercado relevante).

3. Paquete de datos. Este costo consiste en el intercambio automatizado de información con la pasarela de transporte, para transmitir las transacciones al Sistema Central de Recaudo y actualizar los validadores mediante el uso de los servicios de internet. Incluye las siguientes partidas: servicio de telecomunicaciones con un mínimo de ancho de banda de 2,0 Gigas, exclusivo para SINPE-TP.

La forma de imputación es el precio del paquete mensual de datos contratado por validador. La base legal del costo está amparada en el artículo 186 del Reglamento del Sistema de Pagos y en la Norma Técnica - Homologación de validadores para SINPE-TP, emitidos por el BCCR. El tipo de costo es fijo, por unidad de transporte.

4. Mantenimiento preventivo del equipo de validación. Este costo consiste en el conjunto de actividades realizadas para prevenir y mitigar fallos en los equipos de validación. Se produce en forma sistemática, de acuerdo con lo establecido para la operación del servicio de validación de SINPE-TP y el nivel de servicio acordado entre el operador y su proveedor. Incluye las siguientes partidas: mano de obra en limpieza de los equipos y en pruebas de diagnóstico.

La forma de imputación es el precio mensual establecido para la contratación, y por unidad de transporte. La base legal del costo está amparada en el artículo 186 del Reglamento del Sistema de Pagos y en la Norma Complementaria - SINPE-TP - Servicio de Autobús, emitidos por el BCCR. El tipo de costo es fijo, por equipo atendido.

5. Mantenimiento correctivo del equipo de validación. Este costo consiste en el conjunto de actividades realizadas para reparar los equipos de validación que sufren algún fallo o desperfecto. Además, se lleva a cabo cada vez que se presente un incidente con alguno de los equipos de validación. Incluye las siguientes partidas: repuestos del validador y del kit de instalación, mano de obra en reparaciones y pruebas de diagnóstico.

La forma de imputación es un costo estimado de la atención del incidente, de acuerdo con el costo necesario para recuperar el funcionamiento normal del equipo dañado. La base legal del costo está amparada en el artículo 186 del Reglamento del Sistema de Pagos y en la Norma Complementaria - SINPE-TP - Servicio de Autobús, emitidos por el BCCR. El tipo de costo es contingente (no programado), en función de los incidentes que se presenten.

6. Comisión del servicio de pasarela de transporte. Este costo corresponde a la tasa de comisión cobrada por el proveedor de la pasarela de transporte sobre sus servicios de procesamiento de transacciones, para gestionar en un contexto seguro el enlazamiento de los flujos de información de las transacciones EMV/Contactless con el Sistema Central de Recaudo y los bancos adquirentes. Entre otras funciones, la pasarela se encarga de tokenizar las transacciones, solicitar al Sistema Central de Recaudo la tarifación de las operaciones, implementar esquemas de gestión de riesgo, administrar procesos de recuperación de deuda y actualizar las listas de denegación de tarjetas.

La forma de imputación es la tasa porcentual aplicada sobre el volumen de las transacciones efectivamente cobradas. La base legal son los artículos 159, 161 y 184 del Reglamento del Sistema de Pagos, emitido por el BCCR,

y lo pactado en el contrato administrativo mediante la cual el BCCR adquiere el servicio, el cual corresponde actualmente a la Contratación Directa 2021CD-000090-0004900001, denominada “Contratación de horas de servicio para una solución de pasarela de transporte, componente esencial del Sistema Nacional de Pago Electrónico en el Transporte Público”.

Como fuentes de información se utiliza el Sistema Central de Recaudo, el que suministrará información precisa sobre el volumen de los pagos procesados por el proveedor de la pasarela de transporte, lo que constituye la base de cálculo para determinar el costo de sus servicios. Por lo tanto, el Sistema Central de Recaudo proveerá los insumos necesarios para establecer el costo real de los servicios de pasarela como porcentaje de los ingresos tarifarios de los operadores.

7. Comisión del servicio de adquirencia. *Este costo se refiere a la tasa de comisión de adquirencia cobrada por los bancos adquirentes sobre el procesamiento y liquidación de las transacciones de SINPE-TP. Dentro de esa tasa, los adquirentes incluyen la comisión de las entidades emisoras de las tarjetas utilizadas por los usuarios para el pago de los pasajes, conocida como “comisión de intercambio”.*

La forma de imputación es la tasa porcentual aplicada sobre el volumen de las transacciones efectivamente cobradas. La base legal son los artículos 172 y 174 del Reglamento del Sistema de Pagos y la Norma Complementaria - SINPE-TP – Servicio de Autobús, emitidos por el BCCR. Por su parte, el Sistema Central de Recaudo proveerá insumos para calcular el costo real de los servicios como porcentaje de los ingresos tarifarios del operador.

8. Tarifa del gestor de SINPE-TP. *Este costo consiste en el costo general cobrado por el BCCR como integrador y proveedor de la plataforma SINPE-TP. Incluye el funcionamiento del Sistema Central de Recaudo, la administración de las reglas tarifarias, la custodia de la información transaccional del sistema, la habilitación de canales de comunicación con los usuarios, la homologación de validadores y la ejecución de los procesos de liquidación de la recaudación tarifaria, entre otros.*

La forma de imputación es una tasa porcentual aplicada sobre el volumen monetario de las transacciones efectivamente cobradas por medio de SINPE-TP. La base legal es el artículo 538 del Reglamento del Sistema de Pagos y la Norma Complementaria - SINPE-TP – Servicio de Autobús, emitidos por el BCCR. Por su parte, el Sistema Central de Recaudo proveerá insumos para calcular el costo real de los servicios como porcentaje de los ingresos tarifarios del operador.

9. Acopio de datos. Este costo consiste en la extracción de datos del Sistema Central de Recaudo para el procesamiento y la preparación de la información transaccional en las condiciones de forma requeridas por el operador de transporte, como insumo para atender sus procesos internos de registro, control y análisis. Asimismo, considera la agregación de las transacciones mediante reportes y la generación de insumos de información para el operador. Incluye las siguientes partidas: desarrollo de software, equipo de hardware y telecomunicaciones. La base legal son los artículos 159, 161, 184 y 186 del Reglamento del Sistema de Pagos y la Norma Complementaria - SINPE-TP – Servicio de Autobús, emitidos por el BCCR.

10. Procesamiento administrativo de datos. Este costo consiste en el manejo interno de la información de los ingresos tarifarios recaudados por medio de SINPE-TP, conforme con las necesidades de los operadores para el registro, control y análisis. Incluye actividades administrativas y gerenciales relacionadas con los procesos de tesorería y la gestión interna de la información. El costo considera actividades como monitoreo, procesamiento de datos, registro contable y generación de reportes.

(...)"

Una vez revisados los componentes de costo incluidos en la propuesta del BCCR, se determina que los que son totalmente nuevos o inexistentes en toda su dimensión en los rubros de la estructura de costos de la metodología ordinaria vigente corresponden al equipo de validación, el paquete de datos, el seguro y el mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos de validación, el acopio de datos, así como las comisiones del servicio de la pasarela de transporte y la adquirencia y la tarifa del gestor del SINPE-TP. Dado que estos componentes se consideran necesarios para la prestación del servicio para aquellas rutas donde se haya implementado el sistema automatizado de pago electrónico, lo que procede es su formulación, detallado y ampliación en lo previsto en la metodología ordinaria vigente, para su efectivo reconocimiento en cada aplicación de dicha metodología, ya que corresponden a componentes de costo e inversión. Por otro lado, dado que dentro de la estructura de costos de la metodología ordinaria existe un componente para cubrir todos los costos asociados al personal administrativo para el apoyo a la operación, y considerando que la propuesta del BCCR indica que el componente asociado procesamiento administrativo de datos corresponde a las actividades administrativas y gerenciales para el manejo interno de la información de los ingresos tarifarios, relacionadas con los procesos de tesorería y la gestión interna de la información, dicho componente

se excluye de esta modificación, hasta tanto no se cuente con la información necesaria para concluir que el componente de costos existente en la metodología es insuficiente para atender los requerimientos administrativos del sistema automatizado de pago electrónico.

A continuación, se detalla la forma como son incorporados los componentes citados dentro de la estructura de costos de la metodología, considerándolos, de acuerdo con el inciso a del artículo 6 de la Ley N°7593, como inversiones realizadas, costos incurridos o gastos efectuados, de manera tal que, para su efectiva incorporación en la tarifa, dicha condición será revisada y demostrada dentro del proceso de revisión tarifaria en el respectivo estudio tarifario.

a. Sobre el equipo de validación

Los equipos de validación requeridos para el sistema automatizado de pago electrónico instalados en cada unidad de transporte, se consideran dentro de la metodología como activos fijos, para los cuales el reconocimiento de la inversión realizada por su adquisición se realiza mediante el costo por concepto de depreciación y la rentabilidad sobre el capital invertido no depreciado. No obstante, lo anterior para aquellos casos de excepción donde el prestador del servicio haya implementado un mecanismo diferente a la adquisición de los equipos de validación, el costo correspondiente a este componente se reconocerá considerando el costo del arrendamiento o concepto equivalente, en forma similar a lo que sucede cuando las unidades de transporte no son propiedad del prestador del servicio.

Para efectos del reconocimiento de la depreciación, se considera que este tipo de activo sufre un desgaste igual y constante con el paso del tiempo, a lo largo de su vida útil, para lo cual se propone usar el método de la línea recta, el cual además de coincidir con el tratamiento dado a otros activos en la metodología vigente y lo propuesto por el BCCR, permite su reconocimiento igual y proporcional sin provocar cambios bruscos en la tarifa. Para efectos de establecer la vida útil y valor de rescate del equipo de validación, se considera como un equipo electrónico especializado, con un porcentaje de depreciación anual según lo establecido, en el artículo 8, inciso f) de la Ley N° 7092 (“Ley del Impuesto sobre la Renta”) y sus reformas, y en el artículo 17, inciso h) y Anexo 2 del Decreto N° 43198-H “Reglamento a la Ley de impuesto sobre la Renta” y sus reformas, que define una vida útil de cinco años y sin valor de rescate al cabo de dicho período, valores que coinciden tanto con la propuesta del BCCR como lo establecido en la metodología para el sistema automatizado de conteo de pasajeros.

Para efectos del reconocimiento de la rentabilidad del capital invertido en el equipo de validación y no depreciado, se utiliza el procedimiento seguido para otros activos fijos similares, que consiste en aplicar una tasa de rentabilidad a la proporción de la inversión no depreciada, para lo cual se determina la depreciación acumulada a partir del método de línea recta, considerando como criterio tarifario que el activo se encuentra a mitad de su vida útil, como una posición intermedia que elimina la necesidad de conocer en qué año de los cinco años se encuentra cada equipo de validación incluido en la revisión de la tarifa y a la vez un reconocimiento medio dentro de los costos de la tarifa, beneficiando tanto al usuario como al prestador. Para efectos de la tasa de rentabilidad, se considera como un costo de oportunidad de la inversión realizada en los equipos de validación, para lo cual se utiliza la rentabilidad para reglas de cálculo tipo 2 incluida en la metodología ordinaria vigente, ya que esta incluye dentro de su cálculo la estructura de activos, pasivos y patrimonio completa de las empresas prestadoras del servicio de transporte, así como las fuentes de financiamiento (deuda y recursos propios).

Para efectos de considerar el valor nuevo de los equipos de validación, tal y como lo indica la propuesta del BCCR y el Reglamento de Pagos para operar dentro del SINPE-TP, todo equipo de validación que adquieran los prestadores del servicio de transporte previamente debe haber cumplido con la homologación de acuerdo con las normas establecidas por el Banco. De acuerdo con las características mínimas de la propuesta del BCCR, el valor del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico debe contemplar todos los componentes y servicios considerados dentro del precio de adquisición del equipo para su operación en el pago de pasajes, que como mínimo debe incluir:

- i. El dispositivo validador con sus periféricos: lector independiente integrado de los instrumentos de pago; pantalla para informar al usuario el resultado de la transacción y señales audibles; dispositivo posicionamiento global (GPS) y el dispositivo para aquellas rutas con multitarifa, cuando aplique (“consola” o cualquier nombre que se denomine a dicho dispositivo a futuro).*
- ii. El kit de instalación (placa y demás accesorios necesarios para anclar el validador a la unidad de transporte) y el servicio de instalación física y electrónica.*
- iii. Los equipos de protección y respaldo de energía (por ejemplo, batería de litio con una autonomía mínima de 6 horas).*

Debido que a que el sistema automatizado de pago electrónico en el servicio de transporte de personas en la modalidad autobús, es algo nuevo en el mercado local de bienes y servicios, es un mercado incipiente que se desarrolle conforme avance la Fase de masificación a todas en las rutas regulares, no es posible realizar estudios de precios de mercado, de manera tal que para la determinación de los valores de los equipos se establecen tres reglas para su determinación en el siguiente orden de disponibilidad:

- i. Información disponible y más reciente al momento del estudio tarifario de los registros de la contabilidad regulatoria presentada por el prestador, de acuerdo con el detalle y los plazos establecidos en las resoluciones RIT-002-2018 y RE-107-IT-2019 y cualquier otra que las modifique o sustituya. Esta primera fuente de información es la más completa para estos efectos, dado su nivel de detalle corresponde a un período fiscal completo y es una obligación su presentación anual por parte de los prestadores del servicio.*
- ii. Información de los comprobantes electrónicos (facturas) presentados por el prestador del servicio al momento del estudio tarifario, para los últimos seis meses cerrados previos a la revisión tarifaria. Los documentos aportados deberán cumplir con la normativa establecida por el Ministerio de Hacienda, sobre comprobantes electrónicos para efectos tributarios. Esta segunda fuente es información propia del prestador del servicio que se hace constar mediante los comprobantes respectivos, y el plazo definido se considera razonable para que la Aresep disponga de ella lo más pronto posible, sin necesidad de esperar su registro en la contabilidad regulatoria, que tiene un período de un año para su recopilación, registro y un plazo máximo adicional para su presentación.*
- iii. Información que determinará una sola vez la IT a partir de las de las facturas o comprobantes disponibles del plan piloto del pago electrónico llevado a cabo desde el mes de abril de 2022 en rutas seleccionadas, considerando los primeros seis meses de dicho plan piloto. Esta tercera fuente, se utiliza como última opción al no contarse con las anteriores e impartir un vacío en su reconocimiento en la tarifa. El plazo de seis meses se considera razonable para que la Aresep disponga de la información necesaria lo más pronto posible y evitar la estimación con un solo valor puntual y a la vez considerar la variación de medio año para representar mejor la tendencia.*

Adicionalmente, la propuesta señala que con el fin de promover la continuidad del servicio y como medida de contingencia ante eventuales salidas de operación del equipo de validación a bordo de las unidades, es necesario contar con una cantidad adicional de equipos como inventario de reserva por empresa o ruta, que dependerá de la cantidad de autobuses autorizados por el CTP y que cuenten con los equipos de validación instalados, para lo cual la propuesta señala lo siguiente:

“(...) se requiere determinar un porcentaje de equipos de validación de reserva, lo cual puede proceder inicialmente de la experiencia internacional y posteriormente de la misma experiencia local. De acuerdo con la información provista por los consultores del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) que participan en el desarrollo del proyecto SINPE-TP, el porcentaje de reserva puede ser de 2 equipos para flotas de 20 unidades de transporte y del 10% para flotas que superen las 20 unidades.

Lo anterior implica que, para determinar el costo total de los equipos de validación para una empresa o ruta de autobús, deba considerarse no solamente la flota autorizada por el CTP, sino también el porcentaje de reserva y la cantidad de equipos por unidad de autobús.

Si bien en el diseño de corto plazo aprobado por el Comité Director se considera la instalación de un validador por unidad, esa decisión podría variar a raíz de las decisiones que se vayan tomando con el desarrollo de la plataforma de SINPE-TP, especialmente con el caso de las rutas con tarifa fraccionada o múltiple.”

Con el fin de considerar lo indicado anteriormente, se incluye un factor de ajuste para reconocer el costo de disponer de esos equipos de validación de reversa. No obstante, considerando la realidad nacional, donde poco más de la mitad de los prestadores del servicio tienen entre 1 y 5 autobuses (179 de 339 prestadores, según la información de la flota autorizada por el CTP al 23 de setiembre de 2022 disponible en el sitio web www.aresp.go.cr, en la sección de información regulatoria del servicio regulado autobús) y un 22% entre 6 y 15, se considera razonable con el fin de reducir el costo de implementación del sistema automatizado de pago electrónico para la mayoría de los operadores, ajustar la propuesta del BCCR, de manera tal que se disponga de un equipo de validación en inventario de reserva para flota de 1 a 10 unidades y un 10% para aquellas flotas que tengan 11 o más unidades. Este factor de ajuste se calcula considerando solo la cantidad de unidades de transporte que tenga instalados los equipos de validación.

Adicionalmente a lo indicado, si bien el plan piloto llevado a cabo durante el año 2022, incluyó rutas seleccionadas con una tarifa única en todo el recorrido, en la Fase de masificación, el sistema automatizado pago electrónico, llegará a rutas con múltiples tarifas (multitarifa) y dado que en la propuesta del BCCR no prevé nada al respecto, se incluye para dichas rutas un periférico adicional (“consola” o cualquier nombre que se denomine a dicho dispositivo a futuro), necesario para operativizar el cobro de varias tarifas, cuyo costo solo será reconocido dentro del valor del equipo de validación para ese tipo particular de rutas.

b. Sobre el paquete de datos

El sistema automatizado pago electrónico requiere que cada equipo de validación cuente la capacidad de comunicarse mediante acceso a internet con el Sistema Central de Recaudo del SINPE-TP, para el intercambio automatizado de información con la pasarela de transporte, la transmisión correspondiente de las transacciones y las labores de actualización de los validadores, por lo cual se requiere la adquisición de un servicio de internet móvil (paquete de datos) para cada equipo de validación y de uso exclusivo para dicho fin.

De acuerdo con las características mínimas de la propuesta del BCCR, el paquete de datos que deben contratar los prestadores del servicio con los operadores de internet móvil autorizados en el país deberá ser de un mínimo de ancho de banda de 2,0 Gigabytes, así como cumplir con otros requerimientos mínimos que se establezcan en las normas complementarias que emita para dicho fin a futuro el Banco.

Si bien en el mercado nacional se comercializan paquetes de datos de internet móvil para el uso en dispositivos móviles como teléfonos inteligentes, tabletas y otros, dado la especificidad y uso exclusivo de este servicio, es de esperar que los operadores de internet móvil autorizados en el país puedan ofrecer servicios a la medida, razón por la cual para obtener el costo de dicho servicio en particular para cada prestador del servicio, se establecen las mismas tres reglas y fuentes de información según lo indicado en la sección 4.2.3.a para la determinación del valor del equipo de validación en el mismo orden de disponibilidad.

c. Sobre el seguro de equipos de validación

De acuerdo con la propuesta del BCCR, el seguro deberá cubrir los equipos de validación requeridos para el sistema automatizado de pago electrónico contra el riesgo de robo, hurto y actos vandálicos, no obstante, de acuerdo a las condiciones de los seguros registrados en la Superintendencia General de Seguros (SUGESE) para dispositivos similares, existen productos para equipos electrónicos móviles y/o portátiles para riesgo nombrado o todo riesgo, donde en el primer caso se excluyen en forma explícita algunos de los riesgos señalados en la propuesta, mientras que el otro caso no.

Considerando lo anterior, la responsabilidad de los operadores establecida en el Reglamento del Sistema de Pagos del BCCR de cumplir con la normativa complementaria que establezca y que los equipos de validación son equipos especializados y costosos que recopilan y transmiten información sensible, se requiere contar con el aseguramiento contra el riesgo de pérdida o daño directo, cada prestador del servicio tendrá la libertad de elegir el seguro de acuerdo como lo comercialicen las compañías aseguradoras en el país, siempre y cuando se cubran los riesgos indicados.

Para efectos del reconocimiento del gasto por la(s) prima(s) de seguro para los equipos de validación, se incluirá el gasto particular en que incurra cada prestador del servicio, para lo cual se establecen las mismas tres reglas y fuentes de información según lo indicado en la sección 4.2.3.a para la determinación del valor del equipo de validación en el mismo orden de disponibilidad

Adicionalmente a lo anterior y dada las opciones para el pago de las primas de los seguros, se establece una regla para incorporar algún recargo o ajustes adicional para determinar el valor mensual de la prima.

d. Sobre el mantenimiento preventivo y correctivo del equipo de validación

En la propuesta del BCCR se incluyen en forma separada dos rubros para el reconocimiento del costo del mantenimiento preventivo, que comprende el conjunto de actividades realizadas para prevenir y mitigar fallos en los equipos de validación y del mantenimiento correctivo, que corresponde a reparaciones de los equipos de validación que sufren algún fallo o desperfecto, pero para efectos de esta modificación de la metodología ordinaria, se incluyen en un solo componente.

Como se ha venido indicando, para la determinación del valor del mantenimiento de los equipos de validación, no es posible realizar estudios de precios de mercado, dado lo incipiente del sistema automatizado de pago electrónico en el mercado local, aunado a eso la complejidad particular del rubro de mantenimiento, que requiere del registro y seguimiento durante un período de tiempo, se establecen las mismas tres reglas y fuentes de información según lo indicado en la sección 4.2.3.a para la determinación del valor del equipo de validación en el mismo orden de disponibilidad.

A partir de las fuentes de información se determinará el valor del mantenimiento asociado a las labores que se realizan en forma sistemática, de acuerdo con un plan de mantenimiento preventivo y correctivo según lo establecido para la correcta operación de los equipos de validación y el nivel

de servicio acordado entre el operador y su proveedor, en apego a las responsabilidades dispuestas para los operadores en el Reglamento del Sistema de Pagos del BCCR de cumplir con la normativa complementaria que establezca. Dentro del valor mensual de referencia, se podrá incluir el costo que se deriva de la atención requerida de incidentes reportados en el funcionamiento del equipo de validación, así como el costo de mantenimiento tanto preventivo como correctivo del equipo de validación.

e. Sobre el acopio de datos

En la propuesta del BCCR se incluye un componente de costos para su reconocimiento en la tarifa asociado al acopio de datos o extracción de datos del Sistema Central de Recaudo del SINPE-TP para el procesamiento y la preparación de la información de las transacciones registradas y adecuadas a las condiciones de forma requeridas por el prestador del servicio, como un insumo para atender sus procesos internos de registro, control y análisis, agregación mediante reportes y la generación de insumos de información. Dentro de este valor se podrá incluir el software, equipo de hardware y telecomunicaciones, siempre y cuando sea claramente identificable y de uso exclusivo para el sistema automatizado de pago electrónico, lo anterior en cumplimiento con lo señalado en el Reglamento del Sistema de Pagos del BCCR y en cumplimiento de la normativa complementaria que a futuro se establezca.

Por las características particulares del rubro de acopio de datos y la forma de gestionar la información a lo interno de cada prestador del servicio, no es posible realizar estudios de precios de mercado para determinar su valor, razón por la cual se establecen las mismas tres reglas y fuentes de información según lo indicado en la sección 4.2.3.a para la determinación del valor del equipo de validación en el mismo orden de disponibilidad.

f. Sobre reglas generales para la determinación de los valores componentes SINPE-TP

En la determinación de los valores de los componentes del sistema automatizado de pago electrónico, indicado en las secciones 4.2.3.a a la 4.2.3.e, se establecen las siguientes reglas generales:

- i. En los casos que se utilicen facturas o comprobantes se deben considerar los impuestos aplicables y cualquier descuento comercial que se otorgue por parte de proveedor.*

- ii. En los casos de que se utilicen facturas o comprobantes y los montos estén consignados en monedas diferentes al colón, se establece una regla uniforme para la conversión de la moneda, considerando una serie de histórica de tipos de cambio de los seis meses naturales respecto a la fecha de la audiencia pública del estudio tarifario específico. Este plazo se considera razonable para evitar realizar estimaciones con datos puntuales, y acercar los valores en colones a lo que eventualmente se registraría en la contabilidad regulatoria, sin necesidad de identificar para cada comprobante el tipo de cambio a una fecha determinada.*
- iii. Se estable como criterio general que se usará el valor de cada componente de costos que esté disponible al día de la audiencia pública, según la fuente de información que se utilice.*
- iv. En los casos que sea necesario determinar un solo valor para un componente de costo, se empleara la medida de posición central de la mediana, ya que tiene la característica de no verse afectada por los valores extremos. Adicionalmente, si se parte de que, en la Fase de masificación, es esperable que los prestadores del servicio implementarán en el sistema automatizado de pago electrónico en todas las rutas y unidades de transporte al mismo tiempo, se espera poca presencia de valores extremos en los valores de adquisición de los bienes y servicios.*
- v. Para efectos de la información de las facturas o comprobantes electrónicos, ya sea para un operador particular o la información del plan piloto, se utiliza un período de seis meses con el fin de evitar la estimación con un solo valor puntual y al menos considerar la variación de medio año para representar mejor la tendencia.*
- vi. Si para algún componente de costos no es posible obtener un valor de las tres fuentes de información establecidas en las reglas señaladas, en el estudio tarifario se consignará un valor de cero debido a la imposibilidad material para su determinación producto de lo incipiente del sistema automatizado de pago electrónico. En caso de utilizar un valor de cero en una fijación tarifaria, se establece una regla para sortear dicha imposibilidad, de manera tal que se realice de oficio un estudio tarifario al prestador del como máximo dos años posteriores a la publicación de la resolución tarifaria, con el fin de utilizar la información particular del prestador. El plazo máximo de dos años toma en cuenta que los registros de información de contabilidad regulatoria corresponden a doce meses del período fiscal (enero a diciembre) y que de acuerdo a la resolución vigente*

RE-0107-IT-2019 del 28 de octubre de 2019, los prestadores tienen como plazo máximo para la presentación de los estados financieros, el último día del cuarto mes posterior al cierre de periodo fiscal correspondiente.

vii. Se establece un plazo máximo de tres meses calendario para que, una vez publicada esta modificación, la IT realice las acciones necesarias para calcular y solicitar la convocatoria consulta pública de los resultados de la determinación de los valores del equipo de validación, del seguro y mantenimiento preventivo y correctivo del equipo de validación, del paquete de datos de acceso a internet y del costo de acopio mensuales de los datos, así como del porcentaje de los ingresos tarifarios percibidos a través del sistema de pago electrónico, a partir de la información recopilada del plan piloto. Este plazo máximo se considera razonable para que todas las rutas incluidas en el plan piloto alcancen al menos seis meses completos de operación, así como el tiempo suficiente para solicitar al BCCR la información del plan piloto, su revisión y solicitud de aclaraciones de ser necesario, su sistematización y análisis, para luego realizar los cálculos y el informe que documenta la determinación de los valores citados.

g. Sobre la comisión del servicio de la pasarela de pagos de transporte

En el año 2021 el BCCR realizó una contratación concursada con el objeto de adquirir los servicios para una solución para el componente de pasarela de pagos de transporte del SINPE-TP. Los servicios fueron separados en dos fases: una primera de integración de la solución (por horas de servicio) y la segunda de operación propiamente dicha de la pasarela de pagos en transporte (mediante una comisión sobre el volumen de procesamiento de transacciones). De acuerdo con el contrato firmado por el BCCR con el proveedor del servicio de pasarela de pago, la estructura de las tasas de comisión según el rango del volumen de procesamiento de monto de pagos del servicio mensuales (transacciones) es la que se muestra en el cuadro de la figura 2 (aplica para el conjunto de rutas de transporte en autobús y ferrocarril con SINPE-TP implementado), donde en el primer rango (menor volumen de transacciones) el valor de la comisión es de 1,50%.

Detalle	Rango (en colones)	Monto mínimo mensual procesado (colones)	Monto máximo mensual procesado (colones)	Tasa de comisión mensual bruta	Impuesto (25% de la tasa de comisión bruta)	Tasa de comisión mensual neta
Estructura de tasas de comisión, según el rango del volumen de procesamiento mensual de pasajes (transacciones)	C1	0,00	2 200 000 000,00	1,5000%	0,3750%	1,1250%
	C2	2 200 000 000,01	4 400 000 000,00	1,5000%	0,3750%	1,1250%
	C3	4 400 000 000,01	6 600 000 000,00	1,2000%	0,3000%	0,9000%
	C4	6 600 000 000,01	8 800 000 000,00	0,8000%	0,2000%	0,6000%
	C5	8 800 000 000,01	11 000 000 000,00	0,0100%	0,0025%	0,0075%
	C6	Mayor a 11.000.000.000,00		0,0100%	0,0025%	0,0075%

Figura 2. Estructura de tasa de comisión de la pasarela de pago de transporte

Fuente: "Contrato: Contratación Directa 2021CD-000090-0004900001, denominada Contratación de horas de servicio para una solución de pasarela de transporte, componente esencial del Sistema Nacional de Pago Electrónico en el Transporte Público", incluido en los anexos.

A partir del esquema variable descendente del valor de la comisión del servicio de la pasarela de pagos de transporte y considerando que el BCCR es el que conoce mes a mes el valor de la comisión que efectivamente se aplicó (de acuerdo a las reglas establecidas en el contrato con el proveedor del servicio), para reconocer en las tarifas el valor efectivamente aplicado más reciente de la comisión, se establecen tres reglas para disponer de dicho valor en el siguiente orden:

- i. Consulta directa en el sitio web del BCCR, utilizando el valor más reciente disponible al día de la audiencia pública.*
- ii. Solicitud formal de la IT al BCCR del valor efectivamente aplicado y disponible más reciente antes del mes en que se realice la audiencia pública del estudio tarifario.*
- iii. La tasa de comisión de la pasarela de pagos de transporte para el menor rango de volumen de transacciones establecido en el contrato administrativo indicado o su equivalente que a futuro defina el BCCR para proveerse del servicio de pasarela de pagos de transporte.*

h. Sobre la comisión del servicio de adquirencia

En el año 2020, con la entrada en vigencia de la Ley N°9831 "Comisiones máximas del sistema de tarjetas", en el artículo 4 se le encargó al BCCR la determinación de las comisiones máximas de intercambio a cobrar por los emisores, las comisiones máximas de adquirencia y límites máximos a otras comisiones y cargos que establezcan los proveedores de servicio por el uso de los dispositivos de pago.

Dicha normativa establece también que el BCCR revisará al menos una vez al año en forma ordinaria los límites máximos de las comisiones (artículo 14) y su publicación en su página web, así como en los medios de comunicación u medios electrónicos que determine (artículo 13).

En setiembre del 2020, en cumplimiento del mandato de la Ley N°9831, el BCCR publicó el “Reglamento del Sistema de Tarjetas” (RST), donde se incluyeron los valores máximos para el año 2021 de la comisión adquirencia de los emisores de las tarjetas de pago para las actividades comerciales, estableciendo una diferenciación para los servicios de transporte público regulados por la Aresep, fijando un valor máximo inferior al resto de actividades comerciales. Posteriormente, en enero del 2022, el BCCR publicó una modificación al “Reglamento del Sistema de Tarjetas”, estableciendo los valores máximos de las comisiones para el año 2022, manteniendo la diferenciación para los servicios de transporte público regulados por la Aresep, con una comisión máxima de adquirencia de 1,50% sobre el valor del pago en operaciones realizadas con tarjetas emitidas por un emisor nacional (operación de pago local) y con tarjetas emitidas por un emisor extranjero (operación de pago transfronteriza).

A partir de las reglas establecidas en el Reglamento del Sistema de Tarjetas para el valor de la comisión del servicio de adquirencia y considerando que el BCCR es el que conoce mes a mes el valor de la comisión que efectivamente se aplicó (a partir de la agregación mensual de los registros del ciclo diario de liquidación de fondos en el SINPE-TP), para reconocer en las tarifas el valor efectivamente aplicado más reciente de la comisión, se establecen tres reglas para disponer de dicho valor en el siguiente orden:

- i. Consulta directa en el sitio web del BCCR, utilizando el valor más reciente disponible al día de la audiencia pública.*
- ii. Solicitud formal de la IT al BCCR del valor efectivamente aplicado y disponible más reciente antes del mes en que se realice la audiencia pública del estudio tarifario.*
- iii. La tasa máxima de la comisión de adquirencia establecida en el Reglamento Sistema de Tarjetas de acuerdo con al fijado por el BCCR y publicado en su página web.*

i. Sobre la tarifa del gestor del SINPE-TP

De acuerdo con la propuesta del BCR la tarifa del gestor del sistema automatizado de pago electrónico corresponde a un costo general cobrado por el BCCR como integrador y proveedor de la plataforma SINPE-TP. Incluye el funcionamiento del Sistema Central de Recaudo, la administración de las reglas tarifarias, la custodia de la información transaccional del sistema, la

habilitación de canales de comunicación con los usuarios, la homologación de validadores y la ejecución de los procesos de liquidación de la recaudación tarifaria, entre otros. El valor de la tarifa corresponde a una tasa porcentual que retiene el BCCR sobre el volumen monetario de las transacciones de pago efectivamente cobradas que se realicen en el sistema automatizado de pago electrónico.

Como se indicó en la sección 4.2.1, desde el año 2017 la Junta Directiva del BCCR aprobó el proyecto del sistema de pago electrónico en el transporte público como un proyecto estratégico del Banco, destinando recursos para financiar el diseño, la construcción e implementación de su plataforma de pagos, como solución tecnológica de desarrollo “in house”. Al momento de elaboración de esta modificación parcial, el Banco estableció el valor de la tarifa del gestor del SINPE-TP en 0% (oficio DSP-0207-2022), por corresponderle dicha fijación, todo lo anterior de acuerdo al “Libro XL- Tarifas y Comisiones” del Reglamento del Sistema de Pagos.

Al margen de lo anterior, a futuro no es posible descartar que el BCCR establezca una tarifa para del gestor del SINPE-TP mayor que 0%, razón por la cual su costo se incluye para su eventual reconocimiento en la tarifa cuando tenga un valor distinto, mediante las siguientes tres reglas para disponer de dicho valor en el siguiente orden:

- i. Consulta directa en el sitio web del BCCR, utilizando el valor más reciente disponible al día de la audiencia pública.*
- ii. Solicitud formal de la IT al BCCR del valor efectivamente aplicado y disponible más reciente antes del mes en que se realice la audiencia pública del estudio tarifario.*
- iii. El valor establecido en el “Reglamento del Sistema de Pagos”, en el Libro correspondiente a las “Tarifas y Comisiones” que se encuentre vigente a la audiencia pública.*

j. Sobre porcentaje de los ingresos tarifarios percibidos por el sistema automatizado de pago electrónico

Dentro de los componentes del sistema automatizado de pago electrónico por reconocer dentro de la estructura de costos, el costo de las comisiones y la tarifa del gestor varían en función del volumen monetario de las transacciones efectivamente cobradas dentro de sistema para cada ruta y prestador que lo haya implementado, ya que corresponde a una tasa porcentual sobre todos los otros costos de la estructura que deberán ser liquidados en su totalidad al prestador del servicio. Para lo anterior es necesario calcular la totalidad de los

costos del servicio excluyendo las comisiones asociadas al sistema automatizado de pago electrónico y a este valor aplicar el factor ajuste correspondiente para considerar la totalidad de las tasas porcentuales de las comisiones y la tarifa del gestor del SINPE-TP, como parte de la estructura de costos. En la propuesta se incluyen las formulaciones matemáticas (Ver ecuaciones 33 a 35) que garantizan que en la tarifa se incorpore el 100% de todos los costos, de manera tal que al prestador del servicio en el proceso de liquidación diaria de la recaudación se le deposite lo que corresponde a sus costos dentro de la estructura, a la entidad financiera adquirente los montos de la comisión por sus servicios y al proveedor del servicio de la pasarela de pagos lo correspondiente a la comisión según el rango de monto de transacciones mensual en el sistema.

Por otro lado, mientras coexistan como medios de pago el efectivo y el pago electrónico mediante el SINPE-TP, se requiere determinar el porcentaje de los ingresos tarifarios percibidos por el operador mediante sistema automatizado de pago electrónico respecto a los ingresos totales de cada ruta, con el fin de considerar dentro del reconocimiento de los costos la tasa porcentual efectiva a partir de las tasas de las comisiones y tarifa aplicables, la cual se calcula a partir de dos conjuntos de parámetros: la suma de las tasas porcentuales de cada comisión y la tarifa, y el porcentaje de ingresos tarifarios percibidos por el operador mediante SINPE-TP (Ver ecuación 33).

El porcentaje de los ingresos tarifarios percibidos a través del sistema de pago electrónico corresponde a la fracción de los ingresos tarifarios percibidos por un operador por medio del Sistema de Recaudo Central (SCR) respecto al total de ingresos reportados mensualmente por el operador en el Sistema de Información Regulatoria (SIR) de la Aresep. Su determinación deberá realizarse para cada operador que haya implementado el SINPE-TP en cada revisión tarifaria, utilizando la información particular que haya sido registrada durante los tres meses calendario naturales previos a la revisión tarifaria, que se encuentre disponible en el Sistema Central de Recaudo del SINPE-TP (SCR), considerando los plazos establecidos para el ciclo de liquidación de fondos en el SINPE-TP, y la información del prestador en el Sistema de Información Regulatoria de la Aresep (SIR), sobre ingresos tarifarios proveniente de las estadísticas mensuales, según los plazos máximos establecidos para su entrega en las resoluciones correspondientes.

Para aquellos casos si al momento de aplicar esta metodología a un prestador particular no es posible determinar el porcentaje de los ingresos tarifarios percibidos con el sistema de pago electrónico debido a que no se cuenta con la información de al menos tres meses, se establece una regla adicional para utilizar un valor global que determinará una sola vez la IT a partir de los registros de todos los prestadores y todas las rutas que hayan participado en el plan piloto del pago electrónico.

Los tres meses establecidos para el registro de información tanto del SIR como del SCR se consideran como el tiempo mínimo para poder medir el nivel de penetración del uso del pago electrónico en las rutas de un mismo prestador, que en forma paulatina se vaya incorporando al sistema automatizado de pago electrónico y los plazos para la entrega de la información y los procesos de liquidación tarifaria en el SINPE-TP.

En virtud de lo anteriormente expuesto se concluye que:

- i. Luego de la puesta en marcha del plan piloto de implementación del sistema automatizado de pago electrónico en rutas seleccionadas y dado que la Aresep cuenta con un insumo técnico que describe y detalla los componentes necesarios para dicho sistema, lo que procede es formular, detallar, ampliar y explicitar lo previsto en la metodología ordinaria vigente con el objeto de reconocer los costos correspondientes al sistema automatizado en la prestación del servicio.*
- ii. Para cumplir con lo anterior, es necesario modificar parcialmente la “Metodología para fijación ordinaria de tarifas para el servicio remunerado de personas, modalidad autobús”, establecida mediante la resolución RJD-035-2016 y sus reformas, con el fin de formular, detallar, ampliar y explicitar en la estructura de costos la inversión en el equipamiento necesario para el sistema automatizado de pago electrónico en la prestación del servicio, para ello se modifican las secciones “4.4. Costos fijos”, “4.4.1 Costos por depreciación de activos fijos” y “4.6.2. Rentabilidad del capital asociado a los activos fijos”. Adicionalmente el sistema automatizado para su correcta operación y funcionamiento requiere de otros costos y comisiones, para lo cual se modifica el contenido de la sección “4.4.7 Costos del sistema automatizado de pago electrónico y seguridad”, donde se formula y detalla el procedimiento de cálculo de cada uno de esos costos y comisiones necesarios y en la sección “4.11 Procedimiento para la determinación de precios de los bienes utilizados en la estructura de costos de la metodología”, se incluyen los nuevos procedimientos y reglas para la determinación de los precios, valores y comisiones necesarios para el cálculo del costo de cada uno de los nuevos componentes.*

(...)”

- VIII.** Que la modificación parcial a la “*Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús*”, resolución RJD-035-2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico, armoniza y equilibra los intereses y necesidades de los usuarios y de los prestadores de los servicios públicos, conforme lo establece la Ley N°7593 en su artículo 4 como objetivos del Ente Regulador; siendo congruente con el objetivo específico 4 de la Política Regulatoria -RE-0206-JD-2021 del 5 de octubre de 2021-, de implementar en los modelos regulatorios para la consecución del valor público, los cambios actuales en las formas de pago del servicio público de transporte público remunerado de personas, modalidad autobús. Así como los objetivos técnicos 4, 7 y 10, de la Política Regulatoria de los Servicios de Movilidad de Personas, Infraestructura y Otros Servicios de Transporte -RE-0211-JD-2021 del 12 de noviembre de 2021-, de promover mecanismos tecnológicos de pago electrónico en las tarifas contribuyendo con ello a la modernización del sistema de transporte público en beneficio de la colectividad y los objetivos tarifarios-económicos 2 y 3 de dicha política, para garantizar que los prestadores del servicio público cuenten con los costos necesarios para una prestación óptima del servicio.
- IX.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos que preceden, lo procedente es **1-**Dictar la modificación parcial a la “*Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús*”, establecida en la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico. **2-**Tener como respuesta a las posiciones presentadas en la audiencia pública virtual, celebrada el 29 de mayo de 2023, lo señalado en el informe IN-0042-CDR-2023 del 04 de agosto de 2023 y agradecer la valiosa participación en el este proceso. **3-** Instruir a la Secretaría de Junta Directiva de Aresep, para que proceda a notificar al señor Jorge Cartín Solís, al señor Tyrone Mayorga Sánchez, a la señora Viviana Patricia Fernández Angulo, a la Asociación Cámara Nacional de Autobuseros, a la Empresa de Autotransportes Santa Gertrudis Limitada, Transcesa S.A., al Consejero del Usuario, a la Asociación Cámara de Autobuseros del Atlántico, a Autotransportes Moravia S.A. y al señor Luis Guillermo Hernández Villalobos, la respuesta a las posiciones planteadas en la audiencia pública así como la presente resolución. **4-** Instruir a la Secretaría de Junta Directiva de Aresep, para que proceda a realizar la publicación de la presente resolución en el diario oficial La Gaceta. **5-** Instruir a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, para que proceda con la consolidación de la “*Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el*

Servicio Remunerado de Personas, Modalidad Autobús” dictada mediante la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, ajustando la numeración de cuadros y ecuaciones incluidos en el texto de la metodología para que concuerde con la nueva numeración de las nuevas secciones, cuadros y ecuaciones incluidas en esta modificación parcial y coordine con el Departamento de Comunicación Institucional la divulgación en la página web institucional.

- X. Que en la sesión 69-2023, celebrada el 28 de agosto de 2023 y ratificada el 06 de setiembre de 2023, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, con fundamento en el informe técnico final IN-0043-CDR-2023 del 4 de agosto de 2023, el oficio OF-0248-CDR-2023 del 4 de agosto de 2023 y el OF-0515-DGAJR-2023 del 17 de agosto de 2023 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, acuerda dictar la presente resolución tal y como se dispone.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593), en el Decreto Ejecutivo 29732-MP “Reglamento a la Ley 7593” y en el “Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado” (RIOF); se dispone lo siguiente:

LA JUNTA DIRECTIVA

DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE:

- I. Dictar la modificación parcial a la “*Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús*”, resolución RJD-035-2016 y sus reformas, relacionada con la formulación para el reconocimiento de costos asociados al sistema de pago electrónico, de conformidad con lo siguiente:

“(…)

- I. *En la sección “4.4. Costos fijos”, en la descripción de las variables de la Ecuación 3, modificar la descripción de la variable CSPE, para que se lea de la siguiente manera:*

“(...)

CSPE_r = Costo mensual del sistema automatizado de pago electrónico en la ruta “r”.

(...)”

- II. En la sección “4.4.1 Costos por depreciación de activos fijos” modificar el texto del primer párrafo:

“(...)

Los costos mensuales de depreciación de los activos fijos (CDAF_r) están compuestos por la depreciación que sufren los vehículos automotores que conforman la flota utilizada, la depreciación de (...), la depreciación del sistema automatizado de conteo de pasajeros y la depreciación del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico, según la siguiente ecuación:

(...)”

- III. En la sección “4.4.1 Costos por depreciación de activos fijos”, adicionar en la ecuación 4 un componente y su descripción para incluir el “Costo mensual de depreciación del equipo de validación para el sistema de pago electrónico en la ruta “r”” para que se lea como sigue:

“(...)

$$CDAF_r = CDF_r + CDMEI_r + CDSCP_r + CDEV_r \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

(...)

CDEV_r = Costo mensual de depreciación del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico en la ruta “r”. El procedimiento para obtener este costo se detalla en la sección 4.4.1.d.

(...)”

- IV. En la sección “4.4.1 Costos por depreciación de activos fijos” adicionar un inciso “d) Costo de depreciación del equipo de validación requerido para el sistema automatizado de pago electrónico” para que se lea de la siguiente forma:

“(...)

d. Costo de depreciación del equipo de validación requerido para el sistema automatizado de pago electrónico.

La depreciación del equipo de validación requerido para el sistema automatizado de pago electrónico en la ruta (CDEV_r) se obtiene al estimar el monto total de depreciación del equipamiento necesario utilizado en cada unidad de la flota en la prestación del servicio y conformarlo en una cuota mensual, que permita distribuir la depreciación a través de su vida útil, con el fin de permitir su reposición. El costo de depreciación reconoce al prestador del servicio, el desgaste del capital invertido como consecuencia de su utilización, envejecimiento u obsolescencia.

Los equipos de validación que se reconocerán dentro de los costos corresponderán a lo indicado en el Reglamento del Sistema de Pagos y que hayan cumplido con la Norma Técnica de Homologación de validadores para Sistema Nacional de Pago Electrónico en el Transporte Público (SINPE-TP), ambas normativas emitidas por el Banco Central de Costa Rica (BCCR), con el fin de que dichos equipos funcionen de forma continua dentro del ecosistema de pagos de SINPE-TP.

El método de depreciación para este activo es el de la línea recta, considerando que el activo sufre un desgaste igual y constante con el paso del tiempo, a lo largo de la vida útil de éste. Con el fin de determinar la depreciación del equipo necesario en las unidades, se considera un equipo electrónico especializado, con un porcentaje de depreciación anual según lo establecido, en el artículo 8, inciso f) de la Ley N° 7092 (“Ley del Impuesto sobre la Renta”) y sus reformas, y en el artículo 17, inciso h) y Anexo 2 del Decreto N° 43198-H “Reglamento a la Ley de impuesto sobre la Renta” y sus reformas, que define una vida útil de cinco años y sin valor de rescate al cabo de dicho período (implícito al establecer el porcentaje de depreciación anual indicado en las tablas del anexo 2 mencionado). En el Cuadro 6 se muestra el factor de depreciación anual y la vida útil para el equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico:

Cuadro 6. Factor de depreciación anual y vida útil del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico

Tipo de Activo	Factor anual de depreciación fdev	Vida útil (años)
Equipo de validación para el sistema de pago electrónico	0,2000	5

Para obtener la depreciación mensual del equipo de validación para el sistema de pago electrónico en la ruta, se multiplica el factor de depreciación anual por el valor asignado para este equipo de validación del total de unidades de la flota autorizada que cuenten con el equipo de

validación instalado, considerando el inventario de reserva correspondiente, multiplicado por el valor del equipo de validación para el sistema automatizado de pago electrónico y se divide entre doce, para expresarlo en forma mensual, lo que se refleja mediante la ecuación:

$$CDEV_r = \frac{1}{12} * [fdev * VEV] * (F_r^e + EVR_r) \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

CDEV_r = Costo mensual de depreciación del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico en la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones.

fdev = Factor de depreciación anual para el equipo de validación para el sistema de pago electrónico. Este factor se detalla en el Cuadro 6.

VEV_r = Valor del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico de la ruta “r”. El valor del equipo de validación utilizado en cada unidad de transporte se determina según lo indicado en la sección 4.11.4 de esta metodología.

F_r^e = Cantidad total de unidades de la flota autorizada de la ruta “r” que cuenten con los equipos de validación instalados. Comprende la suma de vehículos con regla tarifaria tipo 1 y regla tarifaria tipo 2 considerados en el cálculo tarifario y que cuenten con los equipos de validación instalados.

EVR_r = Cantidad de equipos de validación de reserva requeridos el sistema de pago electrónico en la ruta “r”. La cantidad adicional de equipos de validación serán los que disponga la Aresep mediante resolución motivada basada en los informes técnicos correspondientes y se determinarán según lo indicado en el siguiente Cuadro 7.

Cuadro 7. Cantidad de equipos de validación en inventario de reserva

Flota con equipos de validación instalados - F _r ^e - (unidades)	Equipos de validación en reserva -EVR _r - (unidades)
1 a 10	1
Igual o mayor a 11	10% (redondeado al entero superior)

r = Ruta de transporte remunerado de personas.

e = Conjunto de vehículos que cuentan con el equipo de validación instalado.

El procedimiento de cálculo de la depreciación, la vida útil y valor de rescate, del equipo de validación requerido para el sistema automatizado de pago electrónico y sus correspondientes factores anuales de depreciación, así como la cantidad de equipos de validación en reserva, estarán sujetos a variación de acuerdo con los estudios técnicos ejecutados, contratados o avalados por la Aresep. Estos estudios se actualizarán como mínimo una vez cada cinco años, a partir de la entrada en vigencia de la resolución que incorpora en la metodología lo indicado para la sección 4.4.1.d. La actualización de los valores de los cuadros 6 y 7 indicados, deberán someterse previamente al trámite de consulta pública establecido en el artículo 361 de la Ley General de la Administración Pública. El plazo establecido para la actualización de los valores permite la revisión periódica de la metodología de manera que se incorporen los cambios en el entorno financiero, así como los cambios tecnológicos y legales atinentes al servicio objeto de la presente metodología. Los casos de inclusión, eliminación y variación en reglas contenidas para la definición del procedimiento de cálculo de la depreciación, de la vida útil, del valor de rescate y de la cantidad de equipos de validación en reserva, deberán someterse previamente al proceso de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley N°7593.

V. Reemplazar la sección 4.4.7 “Costos del sistema automatizado de pago electrónico y seguridad” por una nueva para que se lea como sigue:

“4.4.7 Costos asociados al sistema automatizado de pago electrónico

Los costos asociados al sistema automatizado de pago electrónico (CSPE_r) corresponden a aquellos costos asociados a la operación y mantenimiento del sistema de cobro a pasajeros y de pago a operadores en que se debe incurrir en la prestación del servicio con el fin de cumplir con los requisitos formales según la normativa vigente.

Dentro de estos costos se denotan los siguientes rubros: gastos por pago de comisiones asociadas al sistema automatizado de pago electrónico; gastos del servicio de transmisión de datos (paquete de datos) del equipo de validación requerido para el sistema automatizado pago electrónico; gasto por pago de primas de los seguros del equipo de validación requerido para el sistema pago electrónico; gastos de mantenimientos preventivo y correctivo del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico; gastos por acopio de datos.

La ecuación de cálculo se presenta a continuación:

$$CSPE_r = GCPE_r + GDPE_r + GSPE_r + GMPE_r + GAPE_r \quad \text{Ecuación 32}$$

Donde:

CSPE_r = Costos asociados al sistema de pago electrónico en la ruta "r".

GCPE_r = Gasto mensual por pago de comisiones asociadas al sistema de pago electrónico en la ruta "r". El procedimiento para obtener este gasto se detalla en la sección 4.4.7.a.

GDPE_r = Gasto mensual del servicio de transmisión de datos de los equipos de validación requerido para el sistema de pago electrónico en la ruta "r". El procedimiento para obtener este gasto se detalla en la sección 4.4.7.b.

GSPE_r = Gasto mensual de seguro de los equipos de requerido para el sistema de pago electrónico en la ruta "r". El procedimiento para obtener este gasto se detalla en la sección 4.4.7.c.

GMPE_r = Gasto mensual de mantenimiento de los equipos de validación requerido para el sistema de pago electrónico en la ruta "r". El procedimiento para obtener este gasto se detalla en la sección 4.4.7.d.

GAPE_r = Gasto mensual por acopio de datos del sistema automatizado de pago electrónico en la ruta "r". El procedimiento para obtener este gasto se detalla en la sección 4.4.7.e.

r = Ruta de transporte remunerado de personas.

De los conceptos anteriores, el primero corresponde a tasas porcentuales sobre el monto mensual de las transacciones de pago de tarifa efectuadas en el sistema de pago electrónico para la respectiva ruta. Los siguientes tres conceptos, correspondientes al servicio de transmisión de datos, seguro del equipo y mantenimientos preventivos y correctivos, corresponden a un monto por período (mensual, semestral, anual u otro) por cada una las unidades autorizadas para la prestación del servicio más los equipos de validación de reserva, conforme a lo indicado en la sección 4.4.1.d. En el caso de los dos últimos conceptos, el monto podrá ser por unidad autorizada, incluyendo los equipos adicionales de reserva o por una suma global en un período de tiempo.

a. Gasto por pago de comisiones asociadas al sistema de pago electrónico

El gasto mensual por el pago de comisiones asociadas al sistema de pago electrónico se determina mediante el factor de costo de comisión efectiva, compuesto por los siguientes elementos:

- i. Comisión de la pasarela de pagos: tasa establecida como un porcentaje cobrado por el proveedor de la pasarela de pagos de transporte sobre sus servicios de procesamiento de transacciones, para gestionar en un contexto seguro el enlazamiento de los flujos de información de las transacciones con el Sistema Central de Recaudo (SCR) y los bancos adquirentes.*
- ii. Comisión de adquirencia: tasa establecida como un porcentaje cobrado por los bancos adquirentes sobre el procesamiento y liquidación de las transacciones del sistema de pago electrónico.*
- iii. Tarifa del gestor: tasa establecida como un porcentaje cobrado por el BCCR como integrador y proveedor de la plataforma del sistema de pago electrónico.*
- iv. Porcentaje de uso del pago electrónico: porcentaje de los ingresos tarifarios percibidos por el operador mediante sistema de pago electrónico.*

Las comisiones y la tarifa del gestor aplican sobre el volumen monetario de las transacciones efectivamente cobradas mediante el sistema de pago electrónico en un determinado periodo de tiempo, no solo de un operador en particular, sino del conjunto agregado de operadores conectados a la plataforma de pagos de alcance nacional, mientras que el porcentaje de uso del sistema de pago electrónico aplica a un operador en particular, de ahí que el factor de costo de comisión efectiva del sistema de pago electrónico se formula de la siguiente manera:

$$FCE_r = \frac{1}{1 - [(CPPE + CAPE + CGPE) * PPE_r]} \quad \text{Ecuación 33}$$

Donde:

FCE_r = *Factor de costo de comisión efectiva del sistema de pago de electrónico en la ruta “r”. Este rubro estará expresado en porcentaje.*

CPPE = *Tasa porcentual de la comisión de pasarela de pagos en el sistema de pago electrónico. Este rubro estará expresado en porcentaje. El valor de la tasa porcentual de la comisión de pasarela de pagos asociado al sistema de pago electrónico se determinará según lo indicado en la sección 4.11.5.a y se usará el valor disponible al día de la audiencia pública de la aplicación de esta metodología.*

CAPE = Tasa porcentual de la comisión de adquirencia en el sistema de pago electrónico. Este rubro estará expresado en porcentaje. El valor de la tasa porcentual de la comisión de adquirencia en el sistema de pago electrónico se determinará según lo indicado en la sección 4.11.5.b y se usará el valor disponible al día la audiencia pública de la aplicación de esta metodología.

CGPE = Tasa porcentual de la tarifa del gestor del sistema de pago electrónico. Este rubro estará expresado en porcentaje. El valor de la tasa porcentual de la tarifa del gestor del sistema de pago electrónico se determinará según lo indicado en la sección 4.11.5.c y se usará el valor disponible al día de la audiencia pública de la aplicación de esta metodología.

PPE_r = Porcentaje de los ingresos tarifarios percibidos por el operador mediante sistema de pago electrónico en la ruta "r". Este rubro estará expresado en porcentaje. El porcentaje de los ingresos tarifarios percibidos por el operador mediante el sistema de pago electrónico se determinará según lo indicado en la sección 4.11.5.d y se usará el valor disponible al día de la audiencia pública de la aplicación de esta metodología.

r = Ruta de transporte remunerado de personas.

Por su parte el gasto mensual por el pago de comisiones asociadas al sistema de pago electrónico, se formula como se indica a continuación:

$$GCPE_r = CTEC_r * (FCE_r - 100\%) \quad \text{Ecuación 34}$$

Donde:

GCPE_r = Gasto mensual por pago de comisiones asociadas al sistema de pago electrónico en la ruta "r". Este rubro estará expresado en colones.

CTEC_r = Costos totales mensuales del servicio excluyendo las comisiones asociadas al sistema de pago electrónico en la ruta "r". Este rubro estará expresado en colones y se determina según lo indicado en la Ecuación 35.

FCE_r = Factor de costo de comisión de efectiva del sistema de pago de electrónico en la ruta “r”. Este rubro estará expresado en porcentaje.

r = Ruta de transporte remunerado de personas.

Los costos totales mensuales del servicio excluyendo las comisiones asociadas al sistema de pago electrónico, se obtienen de la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \mathbf{CTEC}_r = & (\mathbf{CDAF}_r + \mathbf{CPOM}_r + \mathbf{CPA}_r + \mathbf{GA}_r + \mathbf{CRA}_r \\ & + \mathbf{OG}_r + \mathbf{CESC}_r + \mathbf{CIAS}_r + \mathbf{CLL}_r) \\ & + (\mathbf{GDPE}_r + \mathbf{GSPE}_r + \mathbf{GMPE}_r + \mathbf{GAPE}_r) \\ & + (\mathbf{CV}_r + \mathbf{RT}_r) \end{aligned} \quad \text{Ecuación 35}$$

Donde:

CTEC_r = Costos totales mensuales del servicio excluyendo las comisiones asociadas al sistema de pago electrónico en la ruta “r”. Este rubro que estará expresado en colones.

CDAF_r = Costo mensual de depreciación de los activos fijos en la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones y se determina según lo indicado en la sección 4.4.1.

CPOM_r = Costo mensual de personal de operación y mantenimiento en la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones y se determina según lo indicado en sección 4.4.2.

CPA_r = Costo mensual de personal administrativo de la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones y se determina según lo indicado en la sección 4.4.3.

GA_r = Gastos administrativos mensuales de la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones y se determina según lo indicado en la sección 4.4.4.

CRA_r = Costo mensual en repuestos y accesorios de la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones y se determina según lo indicado en la sección 4.4.5.

OG_r = Costo mensual por otros gastos en la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones y se determina según lo indicado en la sección 4.4.6.

CESC_r = Costo mensual de los estudios de calidad del servicio en la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones y se determina según lo indicado en la sección 4.4.8.

- CIAS_r** = Costo mensual de infraestructura de apoyo al servicio en la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones y se determina según lo indicado en la sección 4.4.9.
- CLL_r** = Costo mensual por limpieza y lavado de las unidades de la flota autorizada de la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones y se determina según lo indicado en la sección 4.4.10.
- GDPE_r** = Gasto mensual del servicio de transmisión de datos de los equipos de validación requerido para el sistema de pago electrónico en la ruta “r”. El procedimiento para obtener este gasto se detalla en la sección 4.4.7.b.
- GSPE_r** = Gasto mensual de seguro de los equipos de validación requerido para el sistema de pago electrónico en la ruta “r”. El procedimiento para obtener este gasto se detalla en la sección 4.4.7.c.
- GMPE_r** = Gasto mensual de mantenimiento de los equipos de validación requerido para el sistema de pago electrónico en la ruta “r”. El procedimiento para obtener este gasto se detalla en la sección 4.4.7.d.
- GAPE_r** = Gasto mensual por acopio de datos del sistema automatizado de pago electrónico en la ruta “r”. El procedimiento para obtener este gasto se detalla en la sección 4.4.7.e.
- CV_r** = Costos variables mensuales de la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones y se determina según lo indicado en la sección 4.5.
- RT_r** = Rentabilidad mensual del capital para la operación de la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones y se determina según lo indicado en la sección 4.6.
- r** = Ruta de transporte remunerado de personas.

b. Gasto del servicio de transmisión de datos de los equipos de validación requeridos para el sistema de pago electrónico

El gasto del servicio de transmisión de datos de los equipos de validación requerido para el sistema de pago electrónico incluye el gasto asociado con el intercambio automatizado de información con la pasarela de

transporte, para transmitir las transacciones al Sistema Central de Recaudo y actualizar los validadores mediante el uso de los servicios de internet. Este gasto se formula de la siguiente manera:

$$GDPE_r = PPD * (F_r^e + EVR_r) \quad \text{Ecuación 36}$$

Donde:

GDPE_r = Gasto mensual del servicio de transmisión de datos de los equipos de validación requerido para el sistema de pago electrónico en la ruta "r". Este rubro estará expresado en colones.

PPD = Precio mensual de referencia del paquete de datos de acceso a internet para transmisión de datos. El precio mensual de referencia del paquete de datos de acceso a internet para transmisión de datos por utilizar en los equipos de validación requerido para el sistema de pago electrónico se determinará según lo indicado en la sección 4.11.4.b al día de la audiencia pública del estudio tarifario respectivo.

F_r^e = Cantidad total de unidades de la flota autorizada de la ruta "r" que cuenten con los equipos de validación instalados. Comprende la suma de vehículos con regla tarifaria tipo 1 y regla tarifaria tipo 2, considerados en el cálculo tarifario y que cuenten con los equipos de validación instalados.

EVR_r = Cantidad de equipos de validación de reserva requeridos para el sistema de pago electrónico en la ruta "r". La cantidad adicional de equipos de validación serán los que disponga la Aresep mediante resolución motivada basada en los informes técnicos correspondientes y corresponderán a lo indicado en el Cuadro 7 anterior.

r = Ruta de transporte remunerado de personas.

e = Conjunto de vehículos que cuentan con el equipo de validación instalado.

c. Gasto de seguro sobre de los equipos de validación requeridos para el sistema de pago electrónico

El gasto del seguro sobre el equipo de validación requeridos para el sistema de pago electrónico consiste en el aseguramiento de los equipos de validación contra el riesgo de pérdida o daño directo, con lo cual se deberá contemplar el gasto por la(s) prima(s) de seguro que cubran el equipo de validación ante dichos riesgos. El gasto por este concepto se calcula como sigue:

$$GSPE_r = VPSEV * (F_r^e + EVR_r) \quad \text{Ecuación 37}$$

Donde:

GSPE_r = Gasto mensual del seguro voluntario de los equipos de validación requerido para el sistema pago electrónico en la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones.

VPSEV = Valor de la(s) prima(s) del seguro mensual del equipo de validación requerido para el sistema pago electrónico. El precio mensual de la(s) prima(s) del seguro del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico se determinará según lo indicado en la sección 4.11.4.c al día de la audiencia pública de del estudio tarifario respectivo.

F_r^e = Cantidad total de unidades de la flota autorizada de la ruta “r” que cuenten con los equipos de validación instalados. Comprende la suma de vehículos con regla tarifaria tipo 1 y regla tarifaria tipo 2, considerados en el cálculo tarifario y que cuenten con los equipos de validación instalados.

EVR_r = Cantidad de equipos de validación de reserva requeridos para el sistema de pago electrónico en la ruta “r”. La cantidad adicional de equipos de validación serán los que disponga la Aresep mediante resolución motivada basada en los informes técnicos correspondientes y corresponderán a lo indicado en el Cuadro 7 anterior.

r = Ruta de transporte remunerado de personas.

e = Conjunto de vehículos que cuentan con el equipo de validación instalado.

d. Gasto de mantenimiento de los equipos de validación requerido para el sistema de pago electrónico

El mantenimiento de los equipos de validación requerido para el sistema de pago electrónico incluye el conjunto de actividades realizadas para prevenir y mitigar fallos en los equipos de validación (mantenimiento preventivo), así como para reparar equipos de validación que sufren algún fallo o desperfecto (mantenimiento correctivo). El gasto por este concepto se calcula como sigue:

$$GMPE_r = VMEV * (F_r^e + EVR_r) \quad \text{Ecuación 38}$$

Donde:

GMPE_r = Gasto mensual del mantenimiento de los equipos de validación requerido para el sistema de pago electrónico en la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones.

VMEV = Valor mensual del mantenimiento del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico. El valor mensual unitario de mantenimiento del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico se determinará según lo indicado en la sección 4.11.4.d y corresponde al valor vigente al día de la audiencia pública del estudio tarifario respectivo.

F_r^e = Cantidad total de unidades de la flota autorizada de la ruta “r” que cuenten con los equipos de validación instalados. Comprende la suma de vehículos con regla tarifaria tipo 1 y regla tarifaria tipo 2, considerados en el cálculo tarifario y que cuenten con los equipos de validación instalados.

EVR_r = Cantidad de equipos de validación de reserva requeridos para el sistema de pago electrónico en la ruta “r”. La cantidad adicional de equipos de validación serán los que disponga la Aresep mediante resolución motivada basada en los informes técnicos correspondientes y corresponderán a lo indicado en el Cuadro 7 anterior.

r = Ruta de transporte remunerado de personas.

e = Conjunto de vehículos que cuentan con el equipo de validación instalado.

e. Gasto por acopio de datos del sistema automatizado de pago electrónico

El gasto administrativo por acopio de datos del sistema automatizado de pago electrónico corresponde a la extracción de datos del Sistema Central de Recaudo para el procesamiento y la preparación de la información transaccional en las condiciones de forma requeridas por el operador de transporte, como insumo para atender sus procesos internos de registro, control y análisis, así como la agregación de las transacciones mediante reportes y la generación de insumos de información para el operador. El gasto de acopio de datos se fórmula de la siguiente forma:

$$GAPE_r = VAPE * (F_r^e + EVR_r) \quad \text{Ecuación 39}$$

Donde:

GAPE_r = Gasto mensual por acopio de datos del sistema automatizado de pago electrónico en la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones.

VAPE = Valor mensual por acopio de datos del sistema automatizado de pago electrónico. El valor mensual unitario por acopio de datos del sistema automatizado de pago electrónico se determinará según lo indicado en la sección 4.11.4.e al día de la audiencia pública del estudio tarifario respectivo.

F_{r^e} = Cantidad total de unidades de la flota autorizada de la ruta “r” que cuenten con los equipos de validación instalados. Comprende la suma de vehículos con regla tarifaria tipo 1 y regla tarifaria tipo 2, considerados en el cálculo tarifario y que cuenten con los equipos de validación instalados.

EVR_r = Cantidad de equipos de validación de reserva requeridos para el sistema de pago electrónico en la ruta “r”. La cantidad adicional de equipos de validación serán los que disponga la Aresep mediante resolución motivada basada en los informes técnicos correspondientes y corresponderán a lo indicado en el Cuadro 7 anterior.

r = Ruta de transporte remunerado de personas.

e = Conjunto de vehículos que cuentan con el equipo de validación instalado.

(...)”

VI. En la sección “4.6.2. Rentabilidad del capital asociado a los activos fijos” adicionar en la ecuación 55 un componente y su descripción para incluir la “Rentabilidad sobre el capital invertido en el equipo de validación requerido para el sistema pago electrónico en la ruta “r”” para que se lea como sigue:

“(...)”

$$RAF_r = RF_r + RMEI_r + RSCP_r + REV_r \quad \text{Ecuación 55}$$

Donde:

(...)”

REV_r = Rentabilidad mensual del capital invertido en el equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico en la ruta “r”. El procedimiento para obtener este costo se detalla en la sección 4.6.2.d.

VII. En la sección “4.6.2. Rentabilidad del capital asociado a los activos fijos” adicionar la sección “d) Rentabilidad del capital invertido en el equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico” para que se lea de la siguiente forma:

“(…)

d. Rentabilidad del capital invertido en el equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico

La rentabilidad mensual del capital invertido en el equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico (REV_r), se calcula multiplicando el factor de rentabilidad del equipo de validación por el valor de los equipos y por la tasa de rentabilidad.

El factor de rentabilidad anual en el caso del capital invertido en el equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico se obtiene al deducir el factor de la depreciación acumulada considerando que los equipos se deprecian de acuerdo con lo indicado en la sección 4.4.1.d, y se calcula con la siguiente ecuación:

$$f_{rev} = 1 - f_{dae} \quad \text{Ecuación 66}$$

Donde:

f_{rev} = *Factor de rentabilidad anual del capital invertido en el equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico.*

f_{dae} = *Factor de depreciación anual acumulada de la inversión en el equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico. Se considera como criterio tarifario que el equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico se encuentra a la mitad de su vida útil indicada en el Cuadro 6, dicho criterio es neutro para el cálculo de la depreciación acumulada al considerar una depreciación lineal para el activo. El factor de depreciación acumulada al cabo de la mitad de la vida útil está dado por la expresión:*

$$f_{dae} = \frac{VUEV}{2} * f_{dev} \quad \text{Ecuación 67}$$

Donde:

VUEV = Vida útil del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico. Este valor se detalla en el Cuadro 6.

fdev = Factor de depreciación anual en el equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico. Este factor se detalla en el Cuadro 6.

De esta forma, la rentabilidad mensual total para el equipo validación requerido para el sistema de pago electrónico se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$REV_r = \frac{1}{12} * [frev * VEV * (F_r^e + EVR_r)] * tr^y \quad \text{Ecuación 68}$$

Donde:

REV_r = Rentabilidad mensual del capital invertido en el equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico en la ruta "r". Este rubro estará expresado en colones.

frev = Factor de rentabilidad anual del capital invertido en el equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico.

VEV_r = Valor del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico de la ruta "r". El valor del equipo de validación para cada unidad de transporte se determina según lo indicado en la sección 4.11.4 de esta metodología.

F_r^e = Cantidad total de unidades de la flota autorizada de la ruta "r" que cuenten con los equipos de validación instalados. Esto comprende la suma de vehículos con regla tarifaria tipo 1 y regla tarifaria tipo 2, considerados en el cálculo tarifario y que cuenten con los equipos de validación instalados.

EVR_r = Cantidad de equipos de validación de reserva requeridos para el sistema de pago electrónico en la ruta "r". La cantidad adicional de equipos de validación serán los que disponga la Aresep mediante resolución motivada basada en los informes técnicos correspondientes y se determinarán según lo indicado en el Cuadro 7 anterior.

tr^y = Tasa de rentabilidad anual para vehículos con reglas de cálculo tarifario tipo 2 para la ruta "r" del conjunto de unidades "y". Este valor se obtiene según lo detallado en la sección 4.6.1.

- r* = Ruta de transporte remunerado de personas.
- e* = Conjunto de vehículos que cuentan con el equipo de validación instalado.

El factor de rentabilidad anual del capital invertido en el equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico estará sujeto a variación de acuerdo con los estudios técnicos ejecutados, contratados o avalados por la Aresep. Este valor se actualizará como mínimo una vez cada cinco años, a partir de la entrada en vigencia de la resolución que incorpora en la metodología lo indicado para la sección 4.6.2.d. La actualización del valor del factor deberá someterse previamente al trámite de consulta pública establecido en el artículo 361 de la Ley General de la Administración Pública. El plazo establecido para la actualización del valor del factor permite la revisión periódica de la metodología de manera que se incorporen los cambios en el entorno financiero, así como los cambios tecnológicos y legales atinentes al servicio objeto de la presente metodología. Los casos de inclusión, eliminación de factores y variación en reglas para definir factores, deberán someterse previamente al proceso de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley N° 7593.

(...)

- VIII.** *Incluir dos secciones adicionales dentro de la sección “4.11 Procedimiento para la determinación de precios de los bienes utilizados en la estructura de costos de la metodología” denominadas “4.11.4 Valor del equipo de validación requerido para el sistema automatizado de pago electrónico y precio o valores de otros servicios relacionados” y “4.11.5 Valores de las comisiones y porcentaje de los ingresos tarifarios percibidos el sistema de pago electrónico”, posterior a la sección 4.11.3 que se lean de la siguiente manera:*

“(...)

4.11.4 Valor del equipo de validación requerido para el sistema automatizado de pago electrónico y precios o valores de otros servicios relacionados

La determinación de los precios y valores contenidos y detallados en esta sección la realizará la Intendencia de Transporte (IT) en cada estudio tarifario en que se aplique esta metodología, para lo cual deberá documentar en el expediente tarifario respectivo el proceso de determinación de los precios y valores, de manera que sea auditable y

permita su trazabilidad, incluyendo como mínimo, las hojas de cálculo, así como la información base que sustenta los resultados obtenidos siguiendo las reglas unívocas de la ciencia y la técnica aplicables.

Para la determinación de los precios y valores, la IT deberá utilizar la información particular de cada prestador del servicio que haya implementado el sistema automatizado de pago electrónico, en el siguiente orden:

- 1) En primer lugar, la información disponible y más reciente en los registros de la contabilidad regulatoria presentada por el prestador del servicio al que se le aplique esta metodología en el estudio tarifario, de acuerdo con el detalle y los plazos establecidos en las resoluciones RIT-002-2018 y RE-107-IT-2019 y cualquier otra que las modifique o sustituya.*
- 2) En segundo lugar, en aquellos casos en que para un prestador del servicio la información correspondiente no se encuentre disponible en los registros de la contabilidad regulatoria, debido a que no se ha finalizado el periodo fiscal o no se ha vencido el plazo para la remisión de la información establecida en las resoluciones indicadas previamente, el prestador del servicio deberá suministrar los comprobantes electrónicos (facturas) para una serie histórica de los últimos seis meses cerrados previos a la presentación o inicio del estudio tarifario. Los documentos aportados deberán cumplir con la normativa establecida por el Ministerio de Hacienda, sobre comprobantes electrónicos para efectos tributarios. Con los comprobantes suministrados por el prestador, la IT en cumplimiento de la normativa vigente (Ley N°7593, artículos 14 c, 24, 32 b, d y e) deberá constatar y determinar el precio o valor de los servicios detallados en esta sección.*

En los casos que correspondan, los precios y los valores, deberán incluir los impuestos aplicables en el país y cualquier descuento comercial que otorguen los proveedores en los documentos revisados y analizados.

En los casos en que algún valor o precio se encuentre expresado en dólares de los Estados Unidos, para obtener el monto en colones se utilizará el promedio simple semestral del tipo de cambio de referencia diario de venta, publicado por el BCCR, y se usará la serie de datos de los últimos seis meses naturales anteriores a la fecha de la audiencia pública de la aplicación de la metodología en el estudio tarifario correspondiente (el mes natural es el tiempo que va desde el primer día natural de un mes hasta el último día natural, incluidos ambos). En los casos en que algún valor o precio se encuentre expresado en una moneda internacional distinta al dólar de los Estados Unidos, se debe de

convertir la moneda a dólares de los Estados Unidos utilizando el “tipo de cambio del dólar estadounidense para otras monedas”, publicado por el BCCR, y se usará la serie de datos de los últimos seis meses naturales anteriores a la fecha de la audiencia pública de la aplicación de la metodología en el estudio tarifario correspondiente (el mes natural es el tiempo que va desde el primer día natural de un mes hasta el último día natural, incluidos ambos).

A continuación, se detallan las características o especificaciones mínimas que deben cumplir los bienes y servicios relacionados con el sistema automatizado de pago electrónico, para los cuales se determinará su precio o valor.

a. Valor del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico

A partir de las fuentes de información indicadas en la sección 4.11.4, la IT determinará el valor del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico, el cual contempla el costo de todos los componentes y servicios considerados dentro del precio de adquisición del equipo para su operación en el pago de pasajes, lo que al menos debe incluir:

- i. El dispositivo validador con sus periféricos: lector independiente integrado de los instrumentos de pago; pantalla para informar al usuario el resultado de la transacción y señales audibles; dispositivo posicionamiento global (GPS) y el dispositivo para aquellas rutas con multitarifa, cuando aplique (“consola” o cualquier nombre que se denomine a dicho dispositivo a futuro).*
- ii. El kit de instalación (placa y demás accesorios necesarios para anclar el validador a la unidad de transporte) y el servicio de instalación física y electrónica.*
- iii. Los equipos de protección y respaldo de energía (por ejemplo, batería de litio con una autonomía mínima de 6 horas).*

Adicionalmente, a los elementos mínimos señalados, la IT en la determinación del valor del equipo de validación requerido para el sistema automatizado de pago electrónico, solo incluirá los equipos que haya adquirido el prestador de servicio para la operación que estén debidamente homologados por el SINPE-TP y que de acuerdo con las responsabilidades establecidas en el Reglamento del Sistema de Pagos del BCCR cumplen con la Norma Técnica - Homologación de validadores y se encuentren en el Registro del Sistema de Validación de SINPE-TP, registro de acceso público y disponible para su consulta en la dirección de internet del BCCR establecido en dicha norma.

En caso de existir diferentes modelos de equipos de validación o de diferentes proveedores, en la fijación tarifaria ordinaria de la ruta respectiva la IT determinará un único valor de referencia para el equipo de validación nuevo utilizando la mediana considerando el listado de equipos adquiridos.

En aquellos casos particulares donde el prestador del servicio haya implementado el sistema automatizado de pago electrónico, mediante un mecanismo diferente a la adquisición de los equipos de validación, la IT podrá utilizar otras fuentes de información a las indicadas en la sección anterior, tales como una copia certificada por notario público de los contratos de arrendamiento, de leasing, de comodato de los equipos de validación o de cualquier otro contrato regulado en los códigos Civil o Mercantil, con el fin de comprobar el uso del equipo de validación por parte del prestador en el servicio. En estos casos, se determinará el valor del equipo de validación requerido para el sistema automatizado de pago electrónico, reconociéndose en la estructura de costos un monto mensual para cada unidad de transporte por arrendamiento o concepto equivalente, obtenido a partir de la información suministrada, en sustitución del reconocimiento del costo mensual de depreciación (sección 4.4.1.d) y de la rentabilidad mensual del capital invertido en el equipo de validación requerido para el sistema automatizado de pago electrónico (sección 4.6.2.d).

En caso de que no se disponga de la información necesaria en las fuentes indicadas, para el valor del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico se podrá utilizar el valor que determine una sola vez la IT a partir de las facturas o comprobantes disponibles del plan piloto del pago electrónico llevado a cabo desde el mes de abril de 2022 en rutas seleccionadas, considerando los primeros seis meses de dicho plan piloto. En caso de utilizar dicho valor en una fijación tarifaria, la IT deberá realizar de oficio un estudio tarifario al prestador del servicio en un plazo máximo de dos años posteriores a la publicación de la resolución tarifaria, con el fin de utilizar la información particular del prestador, que se encuentre disponible en los registros de la contabilidad regulatoria.

Por último, si a partir de la información del plan piloto no es posible determinar el valor del equipo de validación requerido para el sistema de pago electrónico, se utilizará un valor de cero.

b. Precio mensual de referencia del paquete de datos de acceso a internet para transmisión de datos

A partir de las fuentes de información indicadas en la sección 4.11.4, la IT determinará el precio mensual del paquete de datos de acceso a internet para transmisión de datos, que corresponderá al servicio de comunicaciones de acceso a internet y de uso exclusivo para el intercambio automatizado de información con la pasarela de transporte, para transmitir las transacciones al Sistema Central de Recaudo del SINPE-TP y actualizar los validadores, que contraten los prestadores del servicio con los operadores de internet móvil autorizados en el país.

El servicio contratado deberá ser de un mínimo de ancho de banda de 2,0 Gigabytes y de acuerdo con las responsabilidades de los operadores del Reglamento del Sistema de Pagos del BCCR deberán cumplir con otros requerimientos mínimos en la respectiva norma complementaria que a futuro emita el BCCR.

En caso de existir diferentes proveedores del paquete de datos de acceso a internet, en la fijación tarifaria ordinaria de la ruta respectiva la IT determinará un único valor mensual de referencia para el paquete de datos utilizando la mediana.

En caso de que no se disponga de la información necesaria en las fuentes indicadas, para el valor mensual del paquete de datos de acceso a internet para transmisión de datos se podrá utilizar el valor que determine una sola vez la IT a partir de las facturas o comprobantes disponibles del plan piloto del pago electrónico llevado a cabo desde el mes de abril de 2022 en rutas seleccionadas, considerando los primeros seis meses de dicho plan piloto. En caso de utilizar dicho valor en una fijación tarifaria, la IT deberá realizar de oficio un estudio tarifario al prestador del servicio en un plazo máximo de dos años posteriores a la publicación de la resolución tarifaria, con el fin de utilizar la información particular del prestador, que se encuentre disponible en los registros de la contabilidad regulatoria.

Por último, si a partir de la información del plan piloto no es posible determinar el valor mensual del paquete de datos de acceso a internet para transmisión de datos, se utilizará un valor de cero.

c. Valor del seguro del equipo requerido para el sistema pago electrónico

A partir de las fuentes de información indicadas en la sección 4.11.4, la IT determinará el valor del seguro del equipo de validación requerido para el sistema automatizado de pago electrónico y corresponderá al valor mensual de la prima que incluya la cobertura contra el riesgo de pérdida

o daño directo de los equipos electrónicos móviles y/o portátiles según lo comercialicen las compañías aseguradoras en el país. Adicionalmente de acuerdo con las responsabilidades de los operadores del Reglamento del Sistema de Pagos del BCCR deberán cumplir lo correspondiente en la respectiva norma complementaria que a futuro emita el BCCR.

En caso de que el seguro se comercialice para una vigencia diferente al mes y el pago correspondiente a un mes incluya algún recargo o ajuste adicional, el valor mensual de referencia, deberá incluir dicho recargo o ajuste adicional, así como los impuestos aplicables.

En caso de existir diferentes proveedores del seguro del equipo requerido para el sistema de pago electrónico, en la fijación tarifaria ordinaria de la ruta respectiva la IT determinará un único valor mensual de referencia para el seguro de los equipos utilizando la mediana.

En caso de que no se disponga de la información necesaria en las fuentes indicadas, para el valor mensual del seguro del equipo requerido para el sistema de pago electrónico se podrá utilizar el valor que determine una sola vez la IT a partir de las facturas o comprobantes disponibles del plan piloto del pago electrónico llevado a cabo desde el mes de abril de 2022 en rutas seleccionadas, considerando los primeros seis meses de dicho plan piloto. En caso de utilizar dicho valor en una fijación tarifaria, la IT deberá realizar de oficio un estudio tarifario al prestador del servicio en un plazo máximo de dos años posteriores a la publicación de la resolución tarifaria, con el fin de utilizar la información particular del prestador, que se encuentre disponible en los registros de la contabilidad regulatoria.

Por último, si a partir de la información del plan piloto no es posible determinar el valor del seguro del equipo requerido para el sistema de pago electrónico, se utilizará un valor de cero.

d. Valor del mantenimiento del equipo requerido para el sistema de pago electrónico para el sistema de pago electrónico

A partir de las fuentes de información indicadas en la sección 4.11.4, la IT determinará el valor del mantenimiento del equipo requerido para el sistema automatizado de pago electrónico. Este mantenimiento consiste en el conjunto de actividades realizadas para prevenir y mitigar fallos en los equipos de validación (preventivo), así como para reparar equipos de validación que sufren algún fallo o desperfecto (correctivo). Corresponderá al valor mensual asociado a las labores que se realizan

en forma sistemática, de acuerdo con un plan de mantenimiento preventivo y correctivo según lo establecido para la correcta operación de los equipos de validación del sistema automatizado de pago electrónico y el nivel de servicio acordado entre el operador y su proveedor, en apego a las responsabilidades dispuestas para los operadores en el Reglamento del Sistema de Pagos del BCCR que cumplan con la norma complementaria que a futuro emita el BCCR. Dentro del valor mensual de referencia, se podrá incluir el costo que se deriva de la atención requerida de incidentes reportados en el funcionamiento del equipo de validación, así como el costo de mantenimiento tanto preventivo como correctivo del equipo de validación.

En caso de existir diferentes planes de mantenimiento para diferentes modelos de equipos de validación o diferentes proveedores, en la fijación tarifaria ordinaria de la ruta respectiva la IT determinará un único valor mensual de referencia para el mantenimiento utilizando la mediana.

En caso de que no se disponga de la información necesaria en las fuentes indicadas, para el valor mensual del mantenimiento preventivo y correctivo del equipo requerido para el sistema de pago electrónico se podrá utilizar el valor que determine una sola vez la IT a partir de las facturas o comprobantes disponibles del plan piloto del pago electrónico llevado a cabo desde el mes de abril de 2022 en rutas seleccionadas, considerando los primeros seis meses de dicho plan piloto. En caso de utilizar dicho valor en una fijación tarifaria, la IT deberá realizar de oficio un estudio tarifario al prestador del servicio en un plazo máximo de dos años posteriores a la publicación de la resolución tarifaria, con el fin de utilizar la información particular del prestador, que se encuentre disponible en los registros de la contabilidad regulatoria.

Por último, si a partir de la información del plan piloto no es posible determinar el valor mensual del mantenimiento preventivo y correctivo del equipo requerido para el sistema de pago electrónico, se utilizará un valor de cero.

e. Valor del costo por acopio de datos del sistema automatizado de pago electrónico

A partir de las fuentes de información indicadas en la sección 4.11.4, la IT determinará el valor por acopio de los datos del sistema automatizado de pago electrónico. Este acopio de datos consiste en la extracción de datos del Sistema Central de Recaudo del SINPE-TP para el procesamiento y la preparación de la información transaccional en las condiciones de forma requeridas por el prestador del servicio, como

insumo para atender sus procesos internos de registro, control y análisis. Asimismo, considera la agregación de las transacciones mediante reportes y la generación de insumos de información para el prestador del servicio. Dentro de este valor se podrá incluir el software, equipo de hardware y telecomunicaciones, siempre y cuando sea claramente identificable y de uso exclusivo para el sistema automatizado de pago electrónico, lo anterior en cumplimiento con lo señalado en el Reglamento del Sistema de Pagos o la normativa que la sustituya, y la Norma Complementaria-SINPE-TP–Servicio de Autobús, ambos emitidos por el BCCR.

En caso de existir diferentes esquemas para el acopio de datos del sistema automatizado de pago electrónico o diferentes proveedores, en la fijación tarifaria ordinaria de la ruta respectiva la IT determinará un único valor mensual de referencia para el acopio de datos utilizando la mediana.

En caso de que no se disponga de la información necesaria en las fuentes indicadas, para el valor mensual del costo por acopio de los datos del sistema automatizado de pago electrónico se podrá utilizar el valor que determine una sola vez la IT a partir de las facturas o comprobantes disponibles del plan piloto del pago electrónico llevado a cabo desde el mes de abril de 2022 en rutas seleccionadas, considerando los primeros seis meses de dicho plan piloto. En caso de utilizar dicho valor en una fijación tarifaria, la IT deberá realizar de oficio un estudio tarifario al prestador del servicio en un plazo máximo de dos años posteriores a la publicación de la resolución tarifaria, con el fin de utilizar la información particular del prestador, que se encuentre disponible en los registros de la contabilidad regulatoria.

Por último, si a partir de la información del plan piloto no es posible determinar el valor mensual del costo por acopio de los datos del sistema automatizado de pago electrónico, se utilizará un valor de cero.

4.11.5 Valores de las comisiones y porcentaje de los ingresos tarifarios percibidos a través del sistema automatizado de pago electrónico

La determinación de los valores efectivos de las comisiones (de la pasarela de transporte y adquirencia), de la tarifa del gestor del sistema automatizado de pago electrónico detallados en esta sección, se realizará por la Intendencia de Transporte (IT) en cada estudio tarifario en que se aplique esta metodología, para lo cual deberá documentar en el expediente tarifario respectivo el proceso de determinación de los

valores de las comisiones y la tarifa del gestor, de manera que sea auditable y permita su trazabilidad, incluyendo como mínimo, las hojas de cálculo, la información base que sustenta los resultados obtenidos siguiendo las reglas unívocas de la ciencia y la técnica aplicables.

Para determinar los valores de las comisiones y la tarifa del gestor sistema automatizado de pago electrónico, la IT deberá utilizar la información particular aplicable para cada prestador del servicio que haya implementado el sistema automatizado de pago electrónico en el estudio tarifario en que se aplique esta metodología, en el siguiente orden:

- 1) Consulta directa en el sitio web del BCCR, donde con una periodicidad mensual se estarán actualizando los valores efectivamente aplicados el mes anterior para cada una de las comisiones (de la pasarela de transporte y adquirencia) y las tarifas del gestor del sistema automatizado de pago electrónico. Se utilizará el valor más reciente disponible al día de la audiencia pública.
- 2) Solicitud de la IT mediante oficio al BCCR de los valores efectivamente aplicados y disponibles para el mes más reciente antes del mes en que se realice la audiencia pública para cada una de las comisiones (de la pasarela de transporte y adquirencia) y las tarifas del gestor del sistema automatizado de pago electrónico.

A continuación, se detallan elementos mínimos que se deben tomar en la determinación de los valores detallados en esta sección.

a. Valor de la tasa porcentual de la comisión de pasarela de pagos en el sistema automatizado de pago electrónico

La pasarela de pagos de transporte, también “pasarela de pagos” o simplemente “pasarela” se refiere a los servicios de procesamiento de pagos abiertos que integra el SINPE-TP, para gestionar en un contexto seguro el enlazamiento de los flujos de información de los equipos de validación (transacciones bajo el estándar de interoperabilidad EMV-Contactless) con el Sistema Central de Recaudo y los servicios de pago de los dispositivos de pago emitidos por la industria financiera (bancos adquirentes). De acuerdo con lo establecido en el Reglamento del Sistema de Pagos del BCCR, un dispositivo de pago es cualquier instrumento de pago EMV-Contactless, que entre otras presentaciones puede ser tarjetas de débito, crédito o prepago, así como calcomanías, llaveros, relojes de pulsera, brazaletes, anillos, dispositivos móviles como tabletas y teléfonos inteligentes. Entre otras funciones, la pasarela de pagos del transporte se encarga de “tokenizar” las transacciones, solicitar al Sistema Central de Recaudo los valores de las tarifas aplicables a las

operaciones, implementar esquemas de gestión de riesgo, administrar procesos de recuperación de deuda y actualizar las listas de denegación de dispositivos de pago en el entorno del sistema automatizado de pago electrónico. Cabe indicar, que el proceso de tokenizar busca codificar y sustituir la información de pago sensible de un dispositivo de pago por un token (código alfanumérico encriptado) no sensible.

La comisión de la pasarela de pagos de transporte es una tasa porcentual sobre el volumen monetario de las transacciones efectivamente cobradas mediante el sistema automatizado de pago electrónico y corresponde al porcentaje cobrado por el proveedor de la pasarela de transporte sobre sus servicios de procesamiento de transacciones en un determinado período de tiempo.

El valor de la comisión de la pasarela de pagos será el que indique el BCCR de acuerdo con la forma como se adquieran dichos servicios, sean estos por medio de un contrato administrativo o cualquier otro medio que establezca para proveerse de dicho servicio. Al momento de la aplicación de esta metodología se utilizará en el estudio tarifario el valor disponible según las fuentes de información señaladas en la sección 4.11.5.

Si al momento de aplicar esta metodología, no es posible disponer del valor de la comisión de la pasarela de transporte efectivamente cobrada según las fuentes indicadas en el sección 4.11.5, se podrá utilizar la tasa de comisión para el menor rango de volumen de transacciones establecido en el contrato administrativo de la Contratación Directa 2021CD-000090-0004900001, denominada “Contratación de horas de servicio para una solución de pasarela de transporte, componente esencial del Sistema Nacional de Pago Electrónico en el Transporte Público”, o su equivalente que a futuro defina el BCCR para proveerse del servicio de procesamiento de pagos abiertos en el SINPE-TP.

b. Valor de la tasa porcentual de la comisión de adquirencia en el sistema automatizado de pago electrónico

La entidad financiera adquirente, mediante un contrato suscrito con un afiliado le provee un conjunto de servicios para procesar y presentar al cobro, ante los emisores de los dispositivos de pago, las transacciones recibidas como parte de la gestión de la recaudación del pago de la tarifa en el servicio de transporte de personas que realiza a nombre del SINPE-TP.

La comisión de adquirencia es una tasa porcentual cobrada por la entidad financiera adquirente sobre el volumen monetario de las transacciones de pago que se acreditan en las cuentas de fondos del afiliado.

Adicionalmente, de acuerdo con la normativa aplicable, serán consideradas como parte de la comisión de adquirencia, las retribuciones acordadas en la relación comercial entre ambos que estén directamente relacionados con la prestación del servicio de adquirencia, incluidos los pagos netos, descuentos, incentivos o cualquier otra retribución recibida por el adquirente de parte del afiliado relacionada con el pago de bienes y servicios a través de un dispositivo de pago.

En cumplimiento a lo estipulado en la Ley N°9831, el BCCR debe revisar y establecer anualmente, en forma ordinaria, las comisiones máximas del sistema de tarjetas. Para ello el BCCR aprueba y publica el “Reglamento del Sistema de Tarjetas”, que contiene un capítulo de Comisiones, donde se establecen los valores de las comisiones máximas de adquirencia para diversas actividades comerciales, entre ellas, los servicios de transporte público regulados por la Aresep, que regirán para cada año.

Por su parte, en el “Reglamento del Sistema de Pagos”, en el “Libro XV” “Sistema Nacional de Pago Electrónico en el Transporte Público (SINPE-TP)”, se establece, entre otras cosas, dentro de las relaciones con las entidades financieras, que el SINPE-TP operará los servicios de adquirencia bajo el principio de menor costo de la comisión de los adquirentes, estableciendo el procedimiento para la determinación de ese menor costo. El menor costo de la comisión de adquirencia, no podrá superar la comisión máxima establecida para los servicios de transporte público regulados por la Aresep, establecida en el “Reglamento del Sistema de Tarjetas”.

El valor de la comisión de adquirencia será el que indique el BCCR de acuerdo al procedimiento establecido para la determinación del costo y las transacciones que efectivamente se liquiden en el uso y operación del sistema automatizado de pago electrónico. Al momento de la aplicación de esta metodología se utilizará en el estudio tarifario el valor disponible según las fuentes de información señaladas en la sección 4.11.5.

Si al momento de aplicar esta metodología, no es posible disponer del valor de la comisión de adquirencia efectivamente cobrada según las fuentes señaladas en la sección 4.11.5, se podrá utilizar el valor máximo de la tasa de adquirencia para los servicios de transporte público regulados por la Aresep, establecido en el capítulo de Comisiones del “Reglamento del Sistema de Tarjetas” que se encuentre vigente.

c. Valor de la tasa porcentual de la tarifa del gestor del sistema automatizado de pago electrónico

La tarifa del gestor del sistema automatizado de pago electrónico corresponde a un costo general cobrado por el BCCR como integrador y proveedor de la plataforma SINPE-TP. Incluye el funcionamiento del Sistema Central de Recaudo, la administración de las reglas tarifarias, la custodia de la información transaccional del sistema, la habilitación de canales de comunicación con los usuarios, la homologación de validadores y la ejecución de los procesos de liquidación de la recaudación tarifaria, entre otros.

La tarifa del gestor del sistema automatizado de pago electrónico corresponde a una tasa porcentual que retiene el BCCR sobre el volumen monetario de las transacciones de pago efectivamente cobradas que se realicen en el sistema automatizado de pago electrónico.

El valor de la tarifa del gestor será el que indique el BCCR de acuerdo al procedimiento establecido para la determinación del costo y las transacciones que efectivamente se liquiden en el uso y operación del sistema automatizado de pago electrónico. Al momento de la aplicación de esta metodología se utilizará en el estudio tarifario el valor disponible según las fuentes de información señaladas en la sección 4.11.5.

Si al momento de aplicar esta metodología, no es posible disponer del valor de la tarifa del gestor según las fuentes señaladas en la sección 4.11.5, se podrá utilizar el valor que se establezca en el “Reglamento del Sistema de Pagos”, en el Libro correspondiente a las “Tarifas y Comisiones”, como parte del SINPE-TP del Sistema Nacional de Pagos Electrónicos (SINPE), en caso de no indicarse en forma expresa en dicho libro se utilizará en el estudio tarifario un valor de cero.

d. Porcentaje de los ingresos tarifarios percibidos por el operador mediante sistema automatizado de pago electrónico

Para determinar el porcentaje de los ingresos tarifarios percibidos a través del sistema de pago electrónico, la IT, deberá utilizar la información particular de cada prestador del servicio en el estudio tarifario en que se aplique esta metodología. Este porcentaje corresponde a la fracción de los ingresos tarifarios percibidos por un operador por medio del Sistema de Recaudo Central (SCR) respecto al total de ingresos reportados mensualmente por el operador en el Sistema de Información Regulatoria (SIR) de la Aresep, y se utilizará la información registrada durante los tres meses naturales previos a la apertura del expediente tarifario de la aplicación de la metodología.

En el caso de la información del SCR, se deberán considerar los plazos establecidos para el ciclo de liquidación de fondos en el SINPE-TP, según lo indicado en el Libro XV del “Reglamento del Sistema de Pagos”,

mientras que, para el caso de la información del SIR, se utilizará la información de ingresos tarifarios proveniente de las estadísticas mensuales, según los plazos máximos establecidos para su entrega en las resoluciones correspondientes.

La IT solicitará al BCCR la información registrada en el Sistema Central de Recaudo de cada mes calendario, incluyendo al menos lo siguiente:

- i. Cantidad de transacciones de viaje para las rutas del prestador registradas en el sistema automatizado de pago electrónico.*
- ii. Monto en colones de los ingresos al prestador para cada una de las rutas en el sistema automatizado de pago electrónico.*

A partir de dicha información, la IT considerando la información mensual del prestador en los registros del SIR en los meses correspondientes, en apego a las reglas unívocas de la ciencia y la técnica aplicables, determinará un solo porcentaje de los ingresos tarifarios percibidos por el operador mediante sistema automatizado de pago electrónico aplicable por igual a todas las rutas del mismo prestador que ha implementado el sistema de automatizado de pago electrónico. En caso de ser necesario calcular una medida de posición central, se utilizará la mediana.

Si al momento de aplicar esta metodología a un prestador particular no es posible determinar el porcentaje de los ingresos tarifarios percibidos con el sistema de pago electrónico debido a que no se cuenta con la información de al menos tres meses, se podrá utilizar el valor global que determine una sola vez la IT para todos los prestadores y rutas que hayan participado en el plan piloto del pago electrónico llevado a cabo desde el mes de abril de 2022 en rutas seleccionadas. La IT para determinar ese valor global utilizará la información y registros disponibles de cada mes completo, considerando los primeros seis meses de dicho plan piloto para cada ruta.

TRANSITORIO

Una vez aprobada y publicada en el diario oficial La Gaceta la resolución que modifica parcialmente la “Metodología para fijación ordinaria de tarifas para el servicio remunerado de personas, modalidad autobús”, establecida mediante la resolución RJD-035-2016 y sus reformas, la IT deberá realizar las acciones necesarias para determinar el valor global del porcentaje de los ingresos tarifarios percibidos con el sistema de pago

electrónico, para todos los prestadores y rutas que hayan participado en el plan piloto del pago electrónico llevado a cabo desde el mes de abril de 2022 en rutas seleccionadas. Para determinar ese valor global, la IT utilizará la información y registros disponibles de cada mes completo, considerando los primeros seis meses de dicho plan piloto para cada ruta. Adicionalmente la IT deberá determinar el valor del equipo de validación, del seguro y mantenimiento preventivo y correctivo mensuales del equipo de validación, del paquete de datos de acceso a internet para transmisión de datos y del costo de acopio mensuales de los datos, para lo cual deberá considerar las facturas o comprobantes disponibles de los primeros seis meses de dicho plan piloto.

Los valores indicados en el párrafo anterior serán establecidos en una resolución, para lo cual la IT deberá conformar un expediente administrativo con el fin de documentar el proceso de determinación de dichos valores, de manera que sea auditable y permita la trazabilidad. El expediente deberá incluir, como mínimo, las hojas de cálculo, la información base y el informe técnico que sustenta los resultados obtenidos. Estos resultados deberán someterse previamente al mecanismo de participación ciudadana de consulta pública de conformidad con el artículo 361 de la Ley General de la Administración Pública. La IT tendrá como máximo un plazo de tres meses calendario posteriores a la publicación de la presente modificación metodológica en La Gaceta para solicitar la convocatoria a consulta pública a la Dirección General de Atención al Usuario.

(...)"

(...)"

- II.** Tener como respuesta a las posiciones presentadas en la audiencia pública virtual, celebrada el 29 de mayo de 2023, lo señalado en el informe IN-0042-CDR-2023 del 4 de agosto de 2023 y agradecer la valiosa participación en el este proceso.
- III.** Instruir a la Secretaría de Junta Directiva de Aresep, para que proceda a notificar al señor Jorge Cartín Solís, al señor Tyrone Mayorga Sánchez, a la señora Viviana Patricia Fernández Angulo, a la Asociación Cámara Nacional de Autobuseros, a la Empresa de Autotransportes Santa Gertrudis Limitada, a Transcesa S.A., al Consejero del Usuario, a la Asociación Cámara de Autobuseros del Atlántico, Autotransportes, a Autotransportes Moravia S.A. y al señor Luis Guillermo Hernández Villalobos la respuesta a las posiciones planteadas en la audiencia pública así como la presente resolución.

- IV. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva de Aresep, para que proceda a realizar la publicación de la presente resolución en el diario oficial La Gaceta.

- V. Instruir a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, para que proceda con la consolidación de la “*Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio Remunerado de Personas, Modalidad Autobús*” dictada mediante la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, ajustando la numeración de cuadros y ecuaciones incluidos en el texto de la metodología para que concuerde con la nueva numeración de las nuevas secciones, cuadros y ecuaciones incluidas en esta modificación parcial y coordine con el Departamento de Comunicación Institucional la divulgación en la página web institucional.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 de la Ley General de la Administración Pública, contra la presente resolución cabe el recurso ordinario de reposición o reconsideración, el cual deberá interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día siguiente a la notificación, y el recurso extraordinario de revisión, el cual deberá interponerse dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada Ley. Ambos recursos deberán interponerse ante la Junta Directiva de Aresep, órgano colegiado al que corresponde resolverlos.

Rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

PUBLÍQUESE, NOTIFÍQUESE Y COMUNÍQUESE.

Eric Bogantes Cabezas, Presidente de la Junta Directiva, Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.—1 vez.—(IN2023809512).

Conforme a lo dispuesto por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, mediante acuerdo 02-39-2023 del acta de la sesión extraordinaria 39-2023, celebrada el 11 de mayo de 2023 y ratificada el 23 de mayo de 2023, se somete a consulta pública, por el plazo de 10 días hábiles, de conformidad con lo establecido en el artículo 361 de la Ley General de la Administración Pública, contados a partir del día hábil siguiente de la presente publicación, la propuesta de modificación de los artículos 34 y 36 bis del Reglamento autónomo de las relaciones de servicio entre la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, su órgano desconcentrado y sus funcionarios (RAS), conforme al texto que se copia a continuación.

Las observaciones que deseen formularse deben remitirse al Expediente **OT-146-2023** en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) o al correo electrónico dispuesto por la Secretaría de Junta Directiva para los efectos: sjdconsultas@aresep.go.cr

RESULTANDO:

- I. Que, del 20 de mayo del 2022 al 14 de diciembre del 2022, la Contraloría General de la República (CGR) llevó a cabo la *Auditoría de carácter especial acerca de la razonabilidad en el reconocimiento de incentivos y compensaciones salariales en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL)*.
- II. Que el 14 de diciembre de 2022, la Contraloría General de la República realizó la presentación preliminar del informe de la auditoría realizada a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL).
- III. Que el 15 de diciembre del 2022, se recibió el informe *DFOE-SOS-IF-00013-2022* de la Contraloría General de la República, con los resultados de la auditoría y las disposiciones respectivas.
- IV. Que el 26 de enero de 2023, la Contraloría General de la República presentó ante algunos miembros de Junta Directiva de la Aresep, los resultados del informe *DFOE-SOS-IF-00013-2022*.
- V. Que en la disposición 4.4 del informe *DFOE-SOS-IF-00013-2022*, se estableció como responsabilidad de Junta Directiva:

“4.4. Resolver acerca de la propuesta remitida por la Dirección de Recursos Humanos, en cumplimiento de la disposición contenida en el párrafo 4.7. Remitir a la Contraloría General una certificación del acuerdo que resuelve acerca de la propuesta; a más tardar el 28 de junio de 2023”.

- VI.** Que en la disposición 4.7 del informe DFOE-SOS-IF-00013-2022, se estableció como responsabilidad de la Dirección de Recursos Humanos:

“4.7 Elaborar, a partir de la revisión efectuada, la propuesta de reforma a las normas internas y someterla a aprobación de la Junta Directiva. Remitir a la Contraloría General una certificación en la cual se acredite la elaboración y remisión de la propuesta para aprobación de la Junta Directiva a más tardar a más tardar el 31 de mayo de 2023”.

- VII.** Que el 13 de enero de 2023, mediante el acuerdo 02-03-2023, la Junta Directiva dispuso:

“6. Solicitar a la Dirección de Recursos Humanos un cronograma con avances mensuales ante esta Junta Directiva, en atención de la disposición 4.7 del Informe de la Contraloría General de la República DFOE- SOS- IF-00013-2022 sobre la Auditoría de carácter especial acerca de la razonabilidad en el reconocimiento de incentivos y compensaciones salariales en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y la Superintendencia de Telecomunicaciones, en el entendido de que, el informe final del caso, en atención a dicha disposición, sea presentado ante la Junta Directiva el 15 de mayo de 2023”.

- VIII.** Que el 16 de febrero de 2023, mediante el oficio OF-0099-DRH-2023, la Dirección de Recursos Humanos presentó a Junta Directiva el plan de trabajo a seguir para tender la disposición 4.7 del informe DFOE-SOS-IF-00013-2022.

- IX.** Que el 16 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0172-DRH-2023, la Dirección de Recursos Humanos remitió a la Dirección General de Operaciones (Aresep) y a la Dirección General de Operaciones (Sutel), la propuesta de ajustes a la normativa, solicitando observaciones y recomendaciones de ajustes adicionales.

- X.** Que el 16 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0177-DRH-2023, la Dirección de Recursos Humanos informó a Junta Directiva el avance en la ejecución de las actividades planteadas para atender la disposición 4.7, indicando:

1. Se identificó la normativa interna que regula la compensación de vacaciones para hacer la revisión y propuesta de ajustes:

- a. RAS:
 - i. Artículo 34: Plazo para fijar fecha del disfrute de vacaciones
 - ii. Artículo 36 Bis: Compensación de vacaciones.
 - iii. Artículo 36 Tris: Cálculo para el pago de compensación de vacaciones.
 - b. Política de vacaciones
2. Se recopiló y revisó la normativa citada por la Contraloría General de la República (CGR), es decir:
- a. Lo dispuesto en el artículo 156 del Código de Trabajo, en cuanto a que las vacaciones son absolutamente incompensables y que en congruencia con ese artículo, la compensación de vacaciones es una excepción al disfrute de los días de descanso.
 - b. Lo dispuesto en la Ley General de Control Interno, en cuanto al aseguramiento de la continuidad del servicio, eficiencia y eficacia de las operaciones, así como la prevención de la corrupción.
 - c. Congruencia con el marco normativo que regula la materia de empleo público, incluyendo la Ley Marco de Empleo Público, Ley n.º 10159, en atención a que esta Ley no prevé la compensación de vacaciones, ni la posibilidad de acumulación de períodos de vacaciones.
 - d. El criterio C-043 -2019 de la Procuraduría General de la República, en cuanto a que la acumulación de vacación constituye una excepción a la regla general, por lo que debe ser aplicada de forma restrictiva para aquellos casos que realmente revistan ese carácter excepcional, en los que proceda a acumular las vacaciones”.
3. Con base en el análisis anterior se elaboró la primera propuesta de ajustes a la normativa interna considerando lo indicado en los resultados del informe DFOE-SOS-IF-00013-2022 e incorporando términos y textos de la normativa señalada por la CGR para hacer más explícita su aplicación, y disminuir la probabilidad de interpretaciones incorrectas.
4. Se remitió a la Dirección General de Operaciones y a SUTEL para revisión y propuesta de ajustes adicionales o mejoras a los cambios propuestos.

Una vez valorados los ajustes e integradas las observaciones adicionales, se estará remitiendo la propuesta a Junta Directiva para su debida aprobación”.

- XI.** Que el 31 de marzo de 2023, mediante el oficio 02547-SUTEL-DGO-2023, se recibieron las observaciones de SUTEL con respecto a la propuesta de ajustes.
- XII.** Que el 13 de abril de 2023, mediante el oficio OF-0263-DGO-2023, se recibieron las observaciones de la Dirección General de Operaciones (Aresep) con respecto a la propuesta de ajustes a la normativa.
- XIII.** Que el 20 de abril de 2023, mediante el oficio OF-0252-DRH-2023, la Dirección de Recursos Humanos remitió a la Secretaría de Junta Directiva la propuesta de ajustes a la normativa, incluyendo las observaciones remitidas por la Dirección General de Operaciones de Aresep y la Dirección General de Operaciones de Sutel.
- XIV.** Que el 26 de abril de 2023, se presentó ante la Junta Directiva la propuesta de ajustes a la normativa, y en dicha sesión se tomó el Acuerdo 10-35-2023, en el cual se dispuso:
- 1. Dar por recibido el Informe de la Dirección de Recursos Humanos, contenido en el oficio OF- 0252- DRH- 2023 del 20 de abril de 2023, que contiene la Propuesta de reforma a las normas internas que regulan la compensación de Vacaciones de los funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y la Superintendencia de Telecomunicaciones. Lo anterior en Atención la disposición 4. 7) del Informe DFOE- SOS- IF- 00013- 2022, sobre la Auditoria de carácter especial acerca de la razonabilidad en el reconocimiento De incentivos y compensaciones salariales en la Aresep y la Sutel, emitida por La Contraloría General de la Republica.*
 - 2. Solicitar a la Dirección de Recursos Humanos, que incorpore las Observaciones realizadas por los miembros de esta Junta Directiva a la Propuesta de reforma al Reglamento Autónomo de las Relaciones de Servicio entre la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, su Órgano Desconcentrado y sus Funcionarios (RAS) y a la Política de Vacaciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y la Superintendencia de Telecomunicaciones, y sea remitida oportunamente dentro del plazo para el conocimiento de este cuerpo colegiado.*
- XV.** Que el 8 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0303-DRH-2023, se remitió a la Secretaría de Junta Directiva para conocimiento de la Junta Directiva, los ajustes propuestos a la normativa, considerando las observaciones realizadas en la sesión celebrada el 26 de abril de 2023.

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio OF-0303-DRH-2023, del 8 de mayo de 2023, de la Dirección de Recursos Humanos, el cual sirve de sustento para el dictado del presente acuerdo se extrae lo siguiente:

“Con el fin de atender lo señalado por la Contraloría General de la República, se plantearon ajustes al RAS y a la política de vacaciones vigente; posteriormente se sometieron a revisión por parte de la Dirección General de Operaciones (ARESEP) y de la Dirección General de Operaciones de SUTEL. Al respecto, el viernes 31 de marzo de 2023, se recibieron las observaciones de SUTEL con respecto a la propuesta de ajustes y el jueves 13 de abril de 2023 se recibieron las observaciones de la Dirección General de Operaciones (ARESEP), las cuales ya fueron incorporadas a la propuesta final.

A continuación, el detalle de la propuesta de ajustes:

PROPUESTA DE AJUSTES AL RAS

REDACCIÓN VIGENTE RAS	PROPUESTA DE AJUSTE	JUSTIFICACIÓN
<p><u>Artículo 34.-Plazo para fijar fecha del disfrute de vacaciones</u></p> <p><i>Las jefaturas superiores señalarán oportunamente la fecha de disfrute de vacaciones de sus subalternos, procurando que no se altere ni la buena marcha de la dependencia, ni la efectividad del descanso, pero sujetándose a lo dispuesto en el artículo 155 del Código de Trabajo, sobre el plazo para fijarlas.</i></p> <p><i>Las personas funcionarias gozarán, sin interrupción, del período completo de vacaciones. Sin embargo, ese período podrá fraccionarse si la jefatura lo considera pertinente.</i></p>	<p><i>Artículo 34.-Fijación de la fecha del disfrute de vacaciones</i></p> <p><i>Las personas funcionarias propondrán en diciembre de cada año, a su jefatura inmediata, contemplando las vacaciones del año siguiente, un plan anual para el disfrute de las vacaciones del período siguiente y, las jefaturas inmediatas las programarán las vacaciones tomando como referencia dicho plan, sin que esto altere la eficiencia y eficacia de las operaciones de la dependencia, ni la efectividad del descanso, sujetándose a lo dispuesto en el artículo 155 del Código de Trabajo, sobre el plazo para fijarlas.</i></p> <p><i>Solo procederán las modificaciones a la programación de vacaciones establecida, cuando así lo ameriten las necesidades del servicio o situaciones extraordinarias de las personas funcionarias y, según lo disponga la jefatura inmediata, sin</i></p>	<p><i>Se clarifica la forma en la cual se programarán las vacaciones y la periodicidad y se establece la responsabilidad de la jefatura de que en caso de incumplimiento del plan se tengan que reprogramar antes del próximo cumplimiento del periodo</i></p>

REDACCIÓN VIGENTE RAS	PROPUESTA DE AJUSTE	JUSTIFICACIÓN
	<p><i>que esto altere la eficiencia y eficacia de las operaciones. Ese período podrá fraccionarse si la jefatura lo considera pertinente y las necesidades del servicio lo requieren. En caso de que por alguna razón justificada no haya sido posible cumplir con la programación, la jefatura deberá reprogramar las vacaciones para ser disfrutadas antes que se cumpla el nuevo periodo.</i></p> <p><i>No podrá acumularse más de dos periodos, con las salvedades que establece la normativa vigente como cuando el trabajador desempeñare labores técnicas, de dirección, de confianza u otras análogas, que dificulten especialmente su reemplazo.</i></p>	
<p><u>Artículo 36 Bis.-Compensación de vacaciones.</u> <i>La compensación de vacaciones se ejecutará por mutuo acuerdo entre la Institución y el funcionario, con una razón debidamente justificada por la cual el funcionario no disfrutó del derecho, por lo que no puede entenderse como una obligación para ninguna de las partes. La compensación de vacaciones se deberá ejecutar bajo las siguientes condiciones:</i></p> <p><i>a) El funcionario siempre debe de disfrutar del mínimo de ley de dos semanas de vacaciones por cada cincuenta semanas de trabajo, por lo que la compensación es, únicamente, para el exceso sobre el mínimo legal.</i></p> <p><i>b) Solo es posible compensar un máximo de tres periodos acumulados.</i></p> <p><i>c) La compensación de vacaciones no aplica si al funcionario se le han compensado vacaciones en los dos</i></p>	<p>Artículo 36 Bis.-Compensación de vacaciones</p> <p><i>No se aprobarán programas de compensación de vacaciones colectivas a nivel institucional, solamente se valorarán casos individuales excepcionales, únicos e irrepetibles por parte del Regulador General o el Consejo de la Sutel.</i></p> <p><i>La compensación de vacaciones no es una obligación para ninguna de las partes, y, solo se ejecutará por mutuo acuerdo entre la Institución y la persona funcionara, fundamentado en la justificación de la jefatura inmediata, sobre las razones excepcionales, únicas e irrepetibles que han prevalecido e impidieron que la persona funcionaria las pudiera disfrutar de forma completa, en el periodo en el que cumplía el derecho. Esta compensación se deberá ejecutar bajo las siguientes reglas:</i></p>	<p>Se ajusta considerando las observaciones de los párrafos 2.18 a 2.24 del informe de la CGR en cuanto a las justificaciones para aplicar compensación de vacaciones. Se indica de forma explícita la condición de excepcional, única e irrepetible que deben tener las justificaciones para la aprobación del pago de compensación. Además se delimita la posibilidad de compensar vacaciones masivamente y se</p>

REDACCIÓN VIGENTE RAS	PROPUESTA DE AJUSTE	JUSTIFICACIÓN
<p>años anteriores.</p> <p>d) El pago por concepto de compensación de vacaciones debe ser entendido como parte del salario del mes en que se ejecuta la misma, por lo que está sujeta a la aplicación de las cargas sociales vigentes al momento del pago.</p>	<p>a) La persona funcionaria siempre debe disfrutar del periodo mínimo de vacaciones que establece la ley, de dos semanas por cada cincuenta semanas de trabajo, por lo que la compensación es, únicamente, para el exceso sobre ese mínimo legal.</p> <p>b) Solo es posible compensar un máximo de dos periodos acumulados.</p> <p>c) La compensación de vacaciones no aplica si al funcionario se le han compensado vacaciones en los dos años anteriores.</p> <p>d) El pago por concepto de compensación de vacaciones debe ser entendido como parte del salario del mes en el que se aprueba la misma y está sujeta a la aplicación de las cargas sociales vigentes al momento del pago.</p> <p>e) Cuando el trabajador cese en su trabajo por cualquier causa, tendrá derecho a recibir en dinero el importe correspondiente por las vacaciones no disfrutadas.</p>	<p>ajusta la cantidad de periodos que se pueden acumular según la Ley 10159</p>
<p><u>Artículo 36 Tris.-Cálculo para el pago de compensación de vacaciones.</u></p> <p>El cálculo para el pago por concepto de compensación de vacaciones se realizará de la siguiente manera:</p> <p>a) Para las personas funcionarias amparados(as) por el Laudo Arbitral N° 116, para el pago de los días en compensación de vacaciones se aplicará la siguiente fórmula: $(X/V) =$ devengado diario durante la compensación de vacaciones. X: representa el salario que devengue en el momento que se hace efectiva la compensación. Sin embargo, si el promedio de salarios ordinarios y extraordinarios devengados en el</p>	<p>Artículo 36 Tris.-Cálculo para el pago de compensación de vacaciones</p> <p>El cálculo para el pago por concepto de compensación de vacaciones se realizará de la siguiente manera:</p> <p>a) Para las personas funcionarias amparados(as) por el Laudo Arbitral N° 116, para el pago de los días en compensación de vacaciones se aplicará la siguiente fórmula: $(X/Y) =$ devengado diario durante la compensación de vacaciones. X: representa el salario que devengue en el momento que se hace efectiva la compensación. Sin embargo, si el promedio de salarios</p>	<p>Se corrige un error material en la letra de la fórmula, pero no está relacionado con las disposiciones de CGR.</p>

REDACCIÓN VIGENTE RAS	PROPUESTA DE AJUSTE	JUSTIFICACIÓN
<p>periodo correspondiente fuere mayor al salario ordinario, se aplicará ese promedio. Y: 21 días, que corresponde al número de días hábiles promedio mensual de cada año.</p> <p>b) Para los(as) funcionarios(as) que ingresaron antes o durante la vigencia del Estatuto de Servidores del Servicio Nacional de Electricidad, publicado en La Gaceta N° 77 del 22 de abril de 1988, para el pago de los días en compensación de vacaciones se aplicará la siguiente fórmula: $(X/Y) = \text{devengado diario durante la compensación de vacaciones.}$ X: corresponde al promedio de salarios ordinarios y extraordinarios devengados durante las últimas 50 semanas al momento que el funcionario adquirió el derecho al descanso que se pretende compensar, incluyendo la proporción correspondiente al salario escolar. Esto implica que si son varios los periodos a compensar se deberá realizar un cálculo independiente para cada uno de ellos. Y: 21 días, que corresponde al número de días hábiles promedio mensual de cada año.</p> <p>c) Para las personas funcionarias que les es aplicable el Estatuto de Trabajo de la Autoridad Reguladora, publicado en La Gaceta N° 93 del 15 de mayo de 1998 y decidieron permanecer en el régimen de salario por componentes, así como para las personas funcionarias remunerados (as) bajo el sistema de salario global, independientemente de la fecha de su ingreso, el pago de los días en compensación de vacaciones se efectuará de la siguiente manera:</p>	<p>ordinarios y extraordinarios devengados en el periodo correspondiente fuere mayor al salario ordinario, se aplicará ese promedio. Y: 21 días, que corresponde al número de días hábiles promedio mensual de cada año.</p> <p>b) Para los(as) funcionarios(as) que ingresaron antes o durante la vigencia del Estatuto de Servidores del Servicio Nacional de Electricidad, publicado en La Gaceta N° 77 del 22 de abril de 1988, para el pago de los días en compensación de vacaciones se aplicará la siguiente fórmula: $(X/Y) = \text{devengado diario durante la compensación de vacaciones.}$ X: corresponde al promedio de salarios ordinarios y extraordinarios devengados durante las últimas 50 semanas al momento que el funcionario adquirió el derecho al descanso que se pretende compensar, incluyendo la proporción correspondiente al salario escolar. Esto implica que si son varios los periodos a compensar se deberá realizar un cálculo independiente para cada uno de ellos. Y: 21 días, que corresponde al número de días hábiles promedio mensual de cada año.</p> <p>c) Para las personas funcionarias que les es aplicable el Estatuto de Trabajo de la Autoridad Reguladora, publicado en La Gaceta N° 93 del 15 de mayo de 1998 y decidieron permanecer en el régimen de salario por componentes, así como para las personas funcionarias remunerados (as) bajo el sistema de salario global, independientemente de la fecha de su ingreso, el pago de los días en</p>	

REDACCIÓN VIGENTE RAS	PROPUESTA DE AJUSTE	JUSTIFICACIÓN
<p>$(X/30)+(X/Z)=$ devengado diario durante la compensación de vacaciones. <i>X: corresponde al promedio de salarios ordinarios y extraordinarios devengados durante las últimas 50 semanas al momento que el funcionario adquirió el derecho al descanso que se pretende compensar, incluyendo la proporción correspondiente al salario escolar. Esto implica que si son varios los periodos a compensar se deberá realizar un cálculo independiente para cada uno de ellos.</i> <i>Z: 365 días, que corresponde al número de días naturales del año.</i></p> <p><i>(Así adicionado mediante sesión ordinaria N° 60-2015 del 3 de diciembre del 2015)</i></p>	<p><i>compensación de vacaciones se efectuará de la siguiente manera:</i></p> <p>$(X/30)+(X/Z)=$ devengado diario durante la compensación de vacaciones. <i>X: corresponde al promedio de salarios ordinarios y extraordinarios devengados durante las últimas 50 semanas al momento que el funcionario adquirió el derecho al descanso que se pretende compensar, incluyendo la proporción correspondiente al salario escolar. Esto implica que si son varios los periodos a compensar se deberá realizar un cálculo independiente para cada uno de ellos.</i> <i>Z: 365 días, que corresponde al número de días naturales del año.</i></p> <p><i>(Así adicionado mediante sesión ordinaria N° 60-2015 del 3 de diciembre del 2015)</i></p>	

- II. Que en la sesión extraordinaria N°39-2023, celebrada el 11 de mayo de 2023, cuya acta fue ratificada el 23 de mayo de 2023; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio OF-0303-DRH-2023, así como en las observaciones y sugerencias planteadas por los miembros de la Junta Directiva en esa oportunidad, acuerda dictar el presente acuerdo.

POR TANTO

Con fundamento en la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No.7593 y sus reformas, la Ley General de la Administración Pública, Ley No.6227, el Reglamento Interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, su Órgano Desconcentrado y sus funcionarios,

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

ACUERDO 02-39-2023

- I. Ordenar a la Secretaría de Junta Directiva, a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y al Departamento de Gestión Documental, proceder de conformidad con el Procedimiento “JR-PO-01: Procedimiento para la creación y modificación de normativa administrativa interna”, en torno a la propuesta para modificar los artículos 34 y 36 bis del Reglamento Autónomo de las Relaciones de Servicio entre la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, su órgano desconcentrado y sus funcionarios.
- II. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que someta la presente propuesta, a consulta pública, de conformidad con el artículo 361 de la Ley General de la Administración Pública y a consulta de las personas funcionarias de la Aresep y Sutel, por un período de diez días hábiles, una vez que se cuente con el expediente administrativo completo, la siguiente propuesta:

Artículo 34.- Fijación de la fecha del disfrute de vacaciones

Las personas funcionarias propondrán en diciembre de cada año, a su jefatura inmediata, contemplando las vacaciones del año siguiente, un plan anual para el disfrute de las vacaciones del período siguiente y, las jefaturas inmediatas las programarán las vacaciones tomando como referencia dicho plan, sin que esto altere la eficiencia y eficacia de las operaciones de la dependencia, ni la efectividad del descanso, sujetándose a lo dispuesto en el artículo 155 del Código de Trabajo, sobre el plazo para fijarlas.

Solo procederán las modificaciones a la programación de vacaciones establecida, cuando así lo ameriten las necesidades del servicio o situaciones extraordinarias de las personas funcionarias y, según lo disponga la jefatura inmediata, sin que esto altere la eficiencia y eficacia de las operaciones. Ese período podrá fraccionarse si la jefatura lo considera pertinente y las necesidades del servicio lo requieren. En caso de que por alguna razón justificada no haya sido posible cumplir con la programación, la jefatura deberá reprogramar las vacaciones para ser disfrutadas antes que se cumpla el nuevo periodo.

No podrá acumularse más de dos periodos vencidos, con las salvedades que establece la normativa vigente como cuando el trabajador desempeñare labores técnicas, de dirección, de confianza u otras análogas, que dificulten especialmente su reemplazo.

Artículo 36 Bis.- Compensación de vacaciones

No se aprobarán programas de compensación de vacaciones colectivas a nivel institucional, solamente se valorarán casos individuales excepcionales, únicos e irrepetibles por parte del Regulador General o el Consejo de la Sutel.

La compensación de vacaciones no es una obligación para ninguna de las partes, y, solo se ejecutará por mutuo acuerdo entre la Institución y la persona funcionara, fundamentado en la justificación de la jefatura inmediata, sobre las razones excepcionales, únicas e irrepetibles que han prevalecido e impidieron que la persona funcionaria las pudiera disfrutar de forma completa, en el periodo en el que cumplía el derecho. Esta compensación se deberá ejecutar bajo las siguientes reglas:

- a) La persona funcionaria siempre debe disfrutar del periodo mínimo de vacaciones que establece la ley, de dos semanas por cada cincuenta semanas de trabajo, por lo que la compensación es, únicamente, para el exceso sobre ese mínimo legal.*
- b) Solo es posible compensar un máximo de dos periodos acumulados.*
- c) La compensación de vacaciones no aplica si a la persona funcionaria se le han compensado vacaciones en los dos años anteriores.*
- d) El pago por concepto de compensación de vacaciones debe ser entendido como parte del salario del mes en el que se aprueba la misma y está sujeta a la aplicación de las cargas sociales vigentes al momento del pago.*
- e) Cuando la persona funcionaria cese en su trabajo por cualquier causa, tendrá derecho a recibir en dinero el importe correspondiente por las vacaciones no disfrutadas.*

III. [...]

PUBLÍQUESE

Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.—1 vez.—
(IN2023809514).

RESOLUCIÓN RE-0092-JD-2023
ESCAZÚ, A LAS CATORCE HORAS Y QUINCE MINUTOS DEL VEINTIOCHO DE
AGOSTO DE DOS MIL VEINTITRÉS

MODIFICACIÓN PARCIAL A LA “METODOLOGÍA PARA LA FIJACIÓN ORDINARIA DE TARIFAS PARA EL SERVICIO DE TRANSPORTE REMUNERADO DE PERSONAS, MODALIDAD AUTOBÚS”, DICTADA MEDIANTE LA RESOLUCIÓN RJD-035-2016 DEL 25 DE FEBRERO DE 2016 Y SUS REFORMAS, RELATIVA A COEFICIENTES DE DEPRECIACIÓN Y RENTABILIDAD RELACIONADOS CON LA INVERSIÓN EN INSTALACIONES, MAQUINARIA, EQUIPO Y MOBILIARIO Y LA RENTABILIDAD DEL ÁREA DE TERRENOS.

EXPEDIENTE IRM-003-2022

RESULTANDO:

- I. Que el 25 de febrero de 2016, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), mediante la resolución RJD-035-2016, aprobó la *“Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”*, la cual fue publicada en el Alcance Digital N°35 a La Gaceta N°46 del 7 de marzo de 2016.
- II. Que el 13 de abril de 2018, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RJD-060-2018, dictó una *“Modificación parcial a la Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, modalidad Autobús (RJD-035-2016)”*, la cual fue publicada en el Alcance Digital N°88 a la Gaceta N°77 del 3 de mayo de 2018.
- III. Que el 10 de julio de 2018, la Dirección General Centro Desarrollo de la Regulación (CDR), mediante el oficio 297-CDR-2018, les solicitó a los operadores del servicio de transporte remunerado, la información de la ubicación de las instalaciones y edificaciones (“planteles”) utilizadas en la prestación del servicio de transporte remunerado de personas en la modalidad autobús, para la etapa de planeación del trabajo de recolección de información de campo. (Folio 369)
- IV. Que el 25 de octubre de 2018, el CDR, mediante el oficio OF-0508-CDR-2018, le solicitó al Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica (CFIA) iniciar la ejecución de la Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP

denominada “*Contratación de servicios profesionales vía excepción con el CFIA, con el fin de determinar el valor actual de la inversión en instalaciones, edificaciones, maquinaria y equipo para la prestación del servicio regulado de transporte remunerado de personas, modalidad autobús*” (I Etapa de levantamiento de información de campo). (Folio 369)

- V. Que el 11 de diciembre de 2018, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0215-JD-2018, dictó una “*Modificación parcial a la Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, modalidad Autobús (RJD-035-2016 y modificada mediante la resolución RJD-060-2018)*”, la cual fue publicada en el Alcance N°214 a la Gaceta N°235 del 18 de diciembre de 2018.
- VI. Que el 10 de mayo de 2019, el CDR, mediante el oficio OF-0201-CDR-2019, solicitó al CFIA una modificación unilateral de la Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP, con el fin de ampliar el número de visitas necesarias para cubrir la totalidad de los casos contemplados en la muestra seleccionada de operadores. (Folio 584 del expediente de la Contratación N°2018CD-00021-ARESEP)
- VII. Que el 29 de setiembre de 2019, el CDR, mediante el oficio OF-0524-CDR-2019, emitió al CFIA la orden de inicio para la ejecución de la modificación unilateral de la Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP (II Etapa de levantamiento de información de campo). (Folio 699 del expediente de la Contratación N°2018CD-00021-ARESEP)
- VIII. Que el 13 de noviembre de 2019, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0139-JD-2019, dictó una “*Modificación parcial a la Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, modalidad Autobús (RJD-035-2016 y sus reformas)*”, la cual fue publicada en la Gaceta N°230 del 03 de diciembre de 2019.
- IX. Que el 13 de diciembre de 2019, el CFIA, mediante el oficio DGP-307-12-2019 remitió el informe final de la contratación original y de la modificación unilateral de la Contratación Directa N°2018CD-00021 (I y II Etapa de levantamiento de información de campo). (Folios 318 y 319)
- X. Que el 13 de diciembre de 2019, el CDR, mediante el oficio OF-0613-CDR-2019, emitió la recepción definitiva de los productos finales de la contratación original y de la modificación unilateral de la Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP remitido por el CFIA con el oficio DGP-307-12-2019. (Folios 712 a 713 del expediente de la Contratación N°2018CD-00021-ARESEP)

- XI. Que el 22 de junio de 2020, el CDR, mediante el oficio OF-0382-CDR-2020, emitió al CFIA la orden de inicio para la ejecución de la contratación adicional asociada a la Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP (III Etapa de levantamiento de información de campo). (Folio 781 del expediente de la Contratación N°2018CD-00021-ARESEP)
- XII. Que el 4 de noviembre de 2020, el CFIA, mediante el oficio DGP-331-11-2020 remitió el informe final de la contratación adicional asociada a la Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP. (Folio 320)
- XIII. Que el 24 de noviembre de 2020, el CDR, mediante oficio OF-0671-CDR-2020, aprobó el informe final de la contratación adicional asociada a la Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP remitido por el CFIA con el oficio DGP-331-11-2020. (Folio 877 del expediente de la Contratación N°2018CD-00021-ARESEP)
- XIV. Que el 19 de marzo de 2021, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0061-JD-2021, dictó una *“Modificación parcial a la Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, modalidad Autobús (RJD-035-2016 y sus reformas)”*, la cual fue publicada en el Alcance N°67 a la Gaceta N°60 del 26 de marzo del 2021.
- XV. Que el 19 de mayo de 2021, la Intendencia de Transporte (IT), mediante el oficio OF-0376-IT-2021, remitió al CDR el informe IN-0093-IT-2021, que contenía un análisis del estado de actualización de los coeficientes de la *“Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, modalidad Autobús (RJD-035-2016 y sus reformas)”*, según los plazos establecidos en dicho instrumento regulatorio. (Folios 321 al 328)
- XVI. Que el 8 de junio del 2021, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0173-JD-2021, dictó una *“Modificación parcial a la Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, modalidad Autobús (RJD-035-2016 y sus reformas)”*, la cual fue publicada en el Alcance N°125 a la Gaceta N°122 del 25 de junio de 2021.
- XVII. Que el 5 de octubre de 2021, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0206-JD-2021 dictó la *“Política Regulatoria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”*, publicada en el Alcance N°209 a la Gaceta N°199 del 15 de octubre de 2021.
- XVIII. Que el 12 de noviembre de 2021, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0211-JD-2021 dictó la *“Política Regulatoria de los Servicios de Movilidad de Personas, Infraestructura y otros Servicios de Transporte”*, publicada en el Alcance N°238 a la Gaceta N°225 del 12 de noviembre de 2021.

- XIX.** Que el 22 de febrero de 2022, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0007-JD-2022, dictó la “*Clasificación, tipología y parámetros, que se utilizarían para una agrupación por tamaño, de las empresas que brindan el servicio remunerado de personas, modalidad autobús*”, publicada en el Alcance N°52 a la Gaceta N°48 del 11 de marzo de 2022. Este acto administrativo fue anulado y dimensionado, mediante la resolución RE-0032-JD-2023, del 23 de febrero de 2023, con el objetivo de que la propuesta de clasificación se sometiera a participación ciudadana. (Folios 4 al 61, expediente OT-064-2023)
- XX.** Que el 29 de marzo de 2022, el CDR, mediante el oficio OF-0077-CDR-2022, solicitó al Regulador General amparado a la versión vigente del Procedimiento vigente para desarrollar y modificar modelos tarifarios y reglamentos técnicos DR-PO-03 (en su versión 4 del 18 de diciembre de 2018), la autorización para prescindir de la elaboración de la etapa *7.2 Propuesta Conceptual*, en el desarrollo de la propuesta de “*Modificación parcial a la Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, modalidad Autobús (RJD-035-2016 y sus reformas)*”, con el fin de actualizar los coeficientes técnicos relacionados con inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario. (Folio 369)
- XXI.** Que el 30 de marzo de 2022, el Regulador General, mediante el oficio OF-0221-RG-2022, autorizó al CDR prescindir de la elaboración de la etapa “*7.2 Propuesta Conceptual*” y avanzar con la etapa “*7.3 Diseño del modelo tarifario o su modificación*” para el desarrollo de la propuesta indicada en el punto anterior. (Folio 369)
- XXII.** Que el 8 de abril de 2022, el CDR, mediante el informe IN-0019-CDR-2022, estimó los coeficientes técnicos para el reconocimiento de la depreciación y rentabilidad de la inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario, así como el área de terrenos empleados en el servicio público de transporte remunerado de personas en la modalidad autobús y recomendó su incorporación en la metodología tarifaria vigente del servicio, con el fin de utilizar información derivada del contexto nacional. (Folios 143 al 262)
- XXIII.** Que el 21 de abril de 2022, la IT, mediante el oficio OF-0383-IT-2022 en atención al oficio OF-0101-CDR-2022 y la correspondiente sesión de trabajo realizada el 18 de abril 2022, le remitió al CDR sus observaciones al informe técnico preliminar de la propuesta de modificación parcial de la metodología tarifaria en mención. (Folios 329 al 330)

- XXIV.** Que el 22 de abril de 2022, la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) y el Consejero del Usuario (CU), mediante el oficio OF-0749-DGAU-2022 en atención al oficio OF-0101-CDR-2022 y la correspondiente sesión de trabajo realizada el 18 de abril 2022, le remitieron al CDR sus observaciones al informe técnico preliminar de la propuesta de modificación parcial de la metodología tarifaria en mención.(Folios 331 al 332)
- XXV.** Que el 25 de abril de 2022, la Fuerza de Tarea de la Metodología Ordinaria de Buses, elaboró el informe IN-0024-CDR-2022, sobre la propuesta de la modificación parcial a la *“Metodología para Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio Público de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”* establecida en la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, relativa a coeficientes de depreciación y rentabilidad relacionados con la inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario y la rentabilidad del área de terrenos; y lo remitió al CDR, para su trámite correspondiente. (Folios 263 al 303)
- XXVI.** Que el 25 de abril de 2022, el CDR, mediante el oficio OF-0116-CDR-2022, remitió al Regulador General, la propuesta de la modificación parcial a la *“Metodología para Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio Público de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”* establecida en la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, relativa a coeficientes de depreciación y rentabilidad relacionados con la inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario y la rentabilidad del área de terrenos. (Folio 67)
- XXVII.** Que el 27 de abril de 2022, el Regulador General, mediante el oficio OF-0276-RG-2022, remitió a la Junta Directiva de la Aresep, el informe técnico IN-0024-CDR-2022 y el oficio OF-0116-CDR-2022 que motiva, justifica y traslada para el conocimiento respectivo, la propuesta de la modificación parcial a la *“Metodología para Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio Público de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”* establecida en la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, relativa a coeficientes de depreciación y rentabilidad relacionados con la inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario y la rentabilidad del área de terrenos. (Folio 333)
- XXVIII.** Que el 28 de abril de 2022, la Junta Directiva de la Aresep, mediante el acuerdo 08-24-2022 del acta de la sesión extraordinaria 24-2022, celebrada en dicha fecha y ratificada el 3 de mayo del mismo año, dispuso entre otras cosas: *“I. Ordenar a la Administración, para que someta al procedimiento de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley 7593; la modificación parcial a la “Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte*

Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”, establecida en la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, relativa a coeficientes de depreciación y rentabilidad relacionados con la inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario y la rentabilidad del área de terrenos (...). (Folios 33 al 63)

- XXIX.** Que el 4 de mayo de 2022, la Secretaría de la Junta Directiva (SJD), mediante el oficio OF-0280-SJD-2022, comunicó al CDR, a la DGAU y al DEGD para lo que corresponda el acuerdo 08-24-2022 del acta de la sesión extraordinaria 24-2022 de la Junta Directiva de la Aresep, celebrada el 28 de abril de 2022 y ratificada el 3 de mayo del mismo año. (Folio 2 al 332)
- XXX.** Que el 4 de mayo de 2022, la SJD, mediante el oficio OF-0282-SJD-2022, solicitó al Departamento de Gestión Documental (DEGD), la apertura del expediente administrativo para someter a audiencia pública la propuesta de modificación parcial a la *“Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”*, establecida en la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, relativa a coeficientes de depreciación y rentabilidad relacionados con la inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario y la rentabilidad del área de terrenos. (Folio 1)
- XXXI.** Que el 20 y 23 de mayo de 2022, respectivamente, en La Gaceta N°93 y en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra, se publicó la convocatoria a la audiencia pública virtual para conocer la propuesta de modificación parcial a la *“Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”*, dictada mediante la resolución RJD-035-2016 y sus reformas, relativa a coeficientes de depreciación y rentabilidad relacionados con la inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario y la rentabilidad del área de terrenos, a realizarse el 28 de junio de 2022. (Folio 312)
- XXXII.** Que el 21 de junio de 2022, la Cámara Nacional de Transportes de Costa Rica (Canatrans), mediante la nota CNT-161-2022-AL, presentó ante DGAU una solicitud de ampliación del plazo de audiencia pública convocada para el 28 de junio de 2022. (Folio 338)
- XXXIII.** Que el 22 de junio de 2022, la DGAU, mediante el oficio OF-1276-DGAU-2022, trasladó a la Junta Directiva de la Aresep, la nota CNT-161-2022-AL presentada por Canatrans, para su valoración respectiva. (Folio 367)
- XXXIV.** Que el 28 de junio de 2022, la Junta Directiva de la Aresep, mediante el acuerdo 15-41-2022, del acta de la sesión extraordinaria 41-2022, acordó en cuanto a la solicitud realizada por Canatrans, mediante la nota CNT-161-2022-AL, lo siguiente:

“ACUERDO 15-41-2022

I. Tomar nota del oficio CNT-161-2022-AL del 21 de junio de 2022, remitido por la Cámara Nacional de Transportes.

II. Trasladar a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, el oficio CNT-161-2022-AL del 21 de junio de 2022, para que, en el momento procesal oportuno, se refiera a la solicitud presentada por la Cámara Nacional de Transportes.

III. Comunicar a las partes el presente acuerdo.”

- XXXV.** Que el 28 de junio de 2022, de conformidad con el acta AC-0242-DGAU-2022, emitida por DGAU, se realizó la audiencia pública virtual. (Folios 362 al 363)
- XXXVI.** Que el 30 de junio de 2022, la DGAU, mediante el informe IN-0502-DGAU-2022, emitió el *“Informe de oposiciones y coadyuvancias”* presentadas en la audiencia pública virtual. (Folio 364)
- XXXVII.** Que el 23 de febrero de 2023, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0032-JD-2023, conoció el recurso de reposición y gestión de nulidad, interpuestos por Canatrans contra la resolución RE-0007-JD-2022, del 22 de febrero de 2022, y dispuso entre otras cosas declarar su nulidad absoluta por haberse violentado el derecho de participación ciudadana, retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna y dimensionar sus efectos. (Folios 4 al 61, expediente OT-064-2023)
- XXXVIII.** Que el 20 de junio de 2023, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0083-JD-2023, dictó la *“Clasificación, tipología y parámetros, que se utilizarían para una agrupación por tamaño, de las empresas que brindan el servicio remunerado de personas, modalidad autobús”*, publicada en el Alcance 133 a La Gaceta 124 del 10 de julio de 2023.
- XXXIX.** Que el 21 de julio de 2023, el CDR, mediante el oficio OF-236-CDR-2023, en cumplimiento del acuerdo 15-41-2022 de la Junta Directiva de la Aresep, se refirió a la solicitud presentada por Canatrans, mediante la nota CNT-161-2022-AL. (Folios 371 al 383)
- XL.** Que el 21 de julio de 2023, la Fuerza de Tarea de la Metodología Ordinaria de Buses, mediante el informe IN-0038-CDR-2023, remitió al CDR el informe de análisis de posiciones presentadas en la audiencia pública de la propuesta de modificación parcial a la *“Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para*

el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”, establecida en la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, relativa a coeficientes de depreciación y rentabilidad relacionados con la inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario y la rentabilidad del área de terrenos. (Folios 384 al 429)

- XLI.** Que el 21 de julio de 2023, la Fuerza de Tarea de la Metodología Ordinaria de Buses, mediante el informe IN-0039-CDR-2023, remitió al CDR el informe técnico final de la propuesta de modificación parcial a la *“Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”*, establecida en la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, relativa a coeficientes de depreciación y rentabilidad relacionados con la inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario y la rentabilidad del área de terrenos. (Folios 430 al 464)
- XLII.** Que el 21 de julio de 2023, el CDR, mediante el oficio OF-238-CDR-2023, le remitió al Regulador General en su condición de presidente de la Junta Directiva de la Aresep, el informe de respuesta a posiciones admitidas en la audiencia pública virtual así como la propuesta técnica final de la modificación parcial a la *“Metodología para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”*, establecida mediante la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas relativa a coeficientes de depreciación y rentabilidad relacionados con la inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario y la rentabilidad del área de terrenos; elaborados por la Fuerza de Tarea de la Metodología Ordinaria de Buses, mediante los informes IN-0038-CDR-2023 y IN-0039-CDR-2023. (Folios 465 al 466)
- XLIII.** Que el 25 de julio de 2023, la SJD, mediante el memorando ME-0102-SJD-2023, trasladó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), los informes remitidos por el CDR mediante el oficio OF-0238-CDR-2023, para su respectivo análisis post audiencia pública. (Folio 467)
- XLIV.** Que el 1° de agosto de 2023, la Junta Directiva de la Aresep, en la sesión ordinaria 62-2023, ratificada el 8 de agosto de 2023, tomó el acuerdo 11-62-2023, y resolvió por unanimidad de los votos de los miembros presentes, lo que se transcribe a continuación:

“ACUERDO 11-62-2023

I. Acoger el oficio OF-0236-CDR-2023 del 21 de julio de 2023. II. Dar por cumplido el acuerdo 15-41-2022 del acta de la sesión ordinaria 41-2022 de la Junta Directiva celebrada el 28 de junio de 2022 y ratificada el 5 de julio de 2022.

III. Comunicar a la Cámara Nacional de Transporte de Costa Rica este acuerdo indicando que, la Junta Directiva no encuentra ninguna justificación de recibo para realizar una nueva audiencia pública, dado que lo actuado por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos está apegado a derecho.”

- XLV.** Que el 17 de agosto de 2023, la DGAJR, mediante el oficio OF-0513-DGAJR-2023, emitió el *“Análisis post audiencia pública de la propuesta de modificación parcial a la “Metodología para fijación ordinaria de tarifas para el servicio remunerado de personas, modalidad autobús”, dictada mediante la resolución RJD-035-2016 y sus reformas, relativa a “Coeficientes de depreciación y rentabilidad relacionados con la inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario y rentabilidad del área de terrenos”.* (Folios 468 al 477)
- XLVI.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I.** Que la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593, en su artículo 5 dispone que la Aresep es el ente competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos, de conformidad con las metodologías que ella misma determine y debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de tales servicios públicos, dentro de los cuales se encuentra en su inciso f), el transporte público remunerado de personas modalidad autobús.
- II.** Que de acuerdo con los artículos 45 de la Ley 7593 y 6 inciso 16) del *“Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado”* (RIOF), corresponde a la Junta Directiva de Aresep, dictar y modificar las metodologías regulatorias que se aplican en los diversos sectores regulados bajo su competencia; cumpliendo el procedimiento de audiencia pública, establecido en el artículo 36 de la Ley 7593.
- III.** Que la mejora continua regulatoria demanda la investigación, desarrollo e innovación en la regulación y el perfeccionamiento de los instrumentos regulatorios y de la reglamentación vigente.

- IV. Que la modificación parcial a la “*Metodología para Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio Público de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús*”, relativa a coeficientes de depreciación y rentabilidad relacionados con la inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario y la rentabilidad del área de terrenos, se justifica y se fundamenta en necesidad de incorporar ajustes derivados de resultados de estudios fácticos del entorno nacional que reflejan los niveles de inversión de los operadores en activos fijos para la prestación del servicio público de transporte remunerado de personas, modalidad autobús, específicamente de los resultados obtenidos de la Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP y cuyo análisis está en el informe IN-0039-CDR-2023 del CDR del 21 de julio de 2023.

Dicha justificación literalmente es la siguiente:

“(…)

4. MARCO LEGAL

La Ley N°7593 transformó al Servicio Nacional de Electricidad en una institución autónoma denominada Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, a la cual se le otorgó personalidad jurídica y patrimonio propio, así como autonomía técnica y administrativa para el ejercicio de sus funciones, cuyo objetivo primordial es ejercer la regulación de los servicios públicos.

De conformidad con la Ley N°7593, la Aresep es ente competente para fijar las tarifas y precios de acuerdo con las metodologías que ella misma determine y debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos enumerados en el artículo 5 del citado cuerpo normativo, dentro de los cuales se encuentra el transporte público remunerado de personas, salvo el aéreo.

En este sentido, tanto para fijar precios y tarifas así como para establecer metodologías regulatorias en los servicios públicos objeto de regulación, la Aresep cuenta con potestades exclusivas y excluyentes; mismas que han sido ampliamente reconocidas por la Procuraduría General de la República en sus dictámenes C-416-2014 del 24 de noviembre de 2014 y C-023-2017 el 1° de febrero de 2017 y abordadas por la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia y el Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda, en los siguientes votos respectivamente, sentencia N°577 del 10 de agosto de 2007 y sentencia 005-2008 del 15 de abril de 2008.

A lo interno del Ente Regulador de acuerdo con los artículos 45 de la Ley N°7593 y 6 inciso 16) del “Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado” (RIOF), le

corresponde a la Junta Directiva de Aresep, dictar y modificar las metodologías regulatorias que se aplican en los diversos sectores regulados bajo su competencia; como es el caso del transporte público remunerado de personas, modalidad autobús, cumpliendo el procedimiento de audiencia pública, establecido en el artículo 36 de la misma Ley N°7593, para efectos de garantizar la participación ciudadana consagrada en el artículo 9 de la Constitución Política.

De acuerdo con el marco jurídico antes descrito, se encuentra el debido sustento en la Ley N°7593, para que la Aresep en el ejercicio de sus competencias en la regulación de los servicios públicos, modifique la metodología tarifaria para el servicio de transporte público remunerado de personas, modalidad autobús dictada mediante la resolución RJD-035-2016.

5. JUSTIFICACIÓN

La metodología vigente considera dentro de los costos para la prestación del servicio un conjunto de rubros que se clasifican como costos fijos, que son aquellos que no varían con el volumen de producción (pasajeros transportados), debido a que estos son causados independientemente del trabajo de los vehículos y están relacionados con el tiempo y no con los kilómetros recorridos por el vehículo.

Dentro de la estructura de costos para la prestación del servicio se encuentra el reconocimiento de los costos fijos relacionados con las inversiones en activos diferentes a los autobuses, que en conjunto en la metodología vigente se denominan maquinaria, equipo e instalaciones. Estos costos se reconocen en la metodología mediante un monto por depreciación mensual y rentabilidad anual, calculado como proporciones del valor de la flota, utilizando un coeficiente fijo para cada rubro.

Los coeficientes de depreciación mensual y rentabilidad anual, incorporados en la metodología vigente, corresponden a los valores tomados del Modelo Estructura General de Costos o “modelo econométrico” recibido del Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT), mediante el oficio DGET-020-97 del 14 de enero de 1997, y adoptado por la Aresep desde entonces. Los valores empleados en el “modelo econométrico” tienen su origen en la planilla de cálculo de tarifas de onibus urbano, desarrollada en la década 90’s por la Empresa Brasileira de Planeamiento de Transportes (GEIPOT) del Ministerio de Transportes de Brasil. Los coeficientes mencionados son iguales independientemente de las características del servicio, es decir no guardan alguna diferenciación ya sea por tipo la ruta o el operador. El coeficiente relacionado con la depreciación se incluye en el Cuadro 4 en la sección “4.4.1 b. Costo de depreciación de la maquinaria, el equipo y las instalaciones” de la metodología:

“(...)

Cuadro 4. Coeficiente de depreciación mensual maquinaria, equipo e instalaciones para cualquier tipo de ruta.

Coeficiente de depreciación mensual maquinaria, equipo e instalaciones
0,0001

(...)”

Y el coeficiente relacionado con la rentabilidad en Cuadro 34 en la sección “4.6.2.c Rentabilidad del capital invertido en maquinaria, equipo e instalaciones” de la metodología:

“(...)

Cuadro 34. Coeficiente de rentabilidad anual en la maquinaria, equipo e instalaciones para cualquier tipo de ruta

Coeficiente de rentabilidad anual en la maquinaria, equipo e instalaciones
0,04

(...)”

En el marco del proceso de revisión, actualización y mejora continua de la “Metodología para fijación ordinaria de tarifas para el servicio remunerado de personas, modalidad autobús”, establecida mediante la resolución RJD-035-2016 y sus reformas, en concordancia con el Objetivo institucional de “6. Realizar los estudios técnicos y fácticos necesarios para contar con la información pertinente y a tiempo para ejercer sus funciones reguladoras”, establecido en la “Política Regulatoria de los Servicios de Movilidad de Personas, Infraestructura y otros Servicios de Transporte” resolución RE-0211-JD-2021 del 8 de noviembre de 2021, dictada por la Junta Directiva, la Aresep realizó un conjunto de actividades y estudios especializados con la finalidad de actualizar los coeficientes depreciación mensual y rentabilidad anual de la maquinaria, el equipo y las instalaciones, así como la estimación de las áreas de los terrenos donde se ubican las instalaciones y edificaciones. A continuación, se resumen las principales actividades y estudios realizados:

- 1 Identificación de la(s) ubicación (es) de las instalaciones y edificaciones utilizadas por los operadores para prestar el servicio (julio a agosto 2018).
- 2 Diseño de la muestra de operadores del servicio por visitar en el trabajo de campo (octubre a noviembre 2018).

- 3 *Contratación del Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica (CFIA), Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP¹ para visitar a los operadores y obtener la información para determinar el valor de la inversión en terrenos², instalaciones³, edificaciones⁴, maquinaria y equipo empleados en la prestación del servicio (octubre 2018).*
- 4 *I Etapa⁵ de visitas de campo a las instalaciones y edificaciones de los operadores del servicio (diciembre 2018 a febrero 2019).*
- 5 *II Etapa⁶ de visitas de campo a las instalaciones y edificaciones de los operadores del servicio (febrero 2019 a diciembre 2019).*
- 6 *III Etapa⁷ de visitas de campo a las instalaciones y edificaciones de los operadores del servicio (julio a setiembre 2020).*
- 7 *Análisis de los resultados de la Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP y estimación de los coeficientes depreciación mensual y rentabilidad anual de la maquinaria, el equipo y las instalaciones, y la estimación de las áreas de los terrenos donde se ubican las instalaciones y edificaciones (enero a mayo 2021, marzo 2022).*

En el proceso de identificación de la ubicación de las instalaciones y edificaciones, según se indica en el Anexo A del informe IN-0019-CDR-2022, se solicitó información a 317 operadores del servicio registrados en las bases de datos de contactos de la Aresep, de los cuales se recibieron 241 respuestas al formulario de encuesta aplicado (un operador puede tener una o más ubicaciones empleadas en la prestación del servicio) y luego de un proceso de revisión y depuración se llegó a 183 operadores con ubicaciones correctas, que se constituyeron en el marco muestral para la planeación del trabajo de campo.

Para el diseño de la muestra de los operadores a visitar, inicialmente se optó por utilizar el muestreo estratificado simple, esta técnica consiste en dividir la población completa en dos o más subpoblaciones distintas de acuerdo con una característica o variable en común, en este caso la cantidad de autobuses, no obstante, la población tenía una distribución asimétrica, muchos operadores con pocos autobuses y pocos operadores con muchos autobuses. Tal y como se detalla en el Anexo A del informe IN-0019-CDR-2022, para solventar el problema en la

¹ Denominada "Contratación de servicios profesionales vía excepción con el CFIA, con el fin de determinar el valor actual de la inversión en instalaciones, edificaciones, maquinaria y equipo para la prestación del servicio regulado de transporte remunerado de personas, modalidad autobús".

² Se entiende como terrenos la porción de tierra sobre el cual se ubican las edificaciones, las instalaciones y la infraestructura de apoyo (en los casos que aplique).

³ Se entiende por edificaciones todas aquellas construcciones estables realizadas con materiales duraderos, tales como por ejemplo las oficinas o los talleres de mantenimiento.

⁴ Se entiende por instalaciones construcciones que no constituyen edificaciones pero que son recintos provistos de los medios necesarios para llevar a cabo algunas actividades para la presentación del servicio, generalmente desprovisto de techo, tales como las áreas de estacionamiento y circulación de autobuses o áreas de lavado y limpieza de autobuses.

⁵ Contrato original Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP.

⁶ Modificación unilateral de la Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP.

⁷ Contratación adicional asociada a la Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP.

distribución se utilizó una la estratificación de la población en dos estratos: un estrato “toma todos” (auto representado, censo de todos los elementos) y otro estrato “toma algunos” (muestreo simple aleatorio). Para esta estratificación se utilizó la variable flota y mediante una fórmula estadística se estimó un valor de corte de 22 autobuses, de manera tal que los operadores con valor de flota igual o mayor constituyeron el estrato auto representado (65 operadores que fueron visitados) y los operadores con una flota inferior constituyeron el estrato de muestreo (y de los 177 operadores restantes, se seleccionó una muestra de 76 operadores para ser visitados).

La contratación del CFIA tuvo como alcance:

“(…)

identificar los terrenos, las instalaciones y las edificaciones de operación, de mantenimiento y de soporte administrativo, que utilizan en la prestación del servicio público regulado, cada uno de los operadores del servicio regulado de transporte público remunerado de personas, modalidad autobús, de un **grupo seleccionado por Aresep.** Esta identificación se realizará independientemente de si dichos terrenos, instalaciones o edificaciones son propias o no del operador. Para cada una de ellas se establecerá su ubicación, el área de construcción y el área de terreno que ocupan.

Además, se determinarán las características principales de las instalaciones y edificaciones con el fin de establecer su tipología constructiva (según estándares que se acuerden entre el contratista y Aresep). Para cada tipo de instalación y edificación se identificará la lista de muebles, equipo y maquinaria ubicados en cada una de éstas y se describirán sus características técnicas.

Las boleterías, terminales finales u otra obra de apoyo a la operación del servicio se consideran instalaciones o edificaciones, por lo que se determinarán las áreas de construcción, las áreas de terrenos y la tipología constructiva.

Estas identificaciones, descripciones y mediciones se realizarán mediante trabajo de campo visitando los terrenos, las instalaciones y edificaciones de los operadores seleccionados.

Para cada una de las instalaciones, edificaciones, mueble, maquinaria o equipo identificado se determinará su estado de conservación, edad y valor actual. Además, se determinará el valor actual total de la inversión existente -incluyendo terrenos- para cada uno de los operadores en esos rubros.

(…)” (El original no está resaltado).

Las visitas a las instalaciones de los operadores del grupo seleccionado por la Aresep fueron ejecutadas en tres etapas diferentes entre diciembre del 2018 y setiembre de 2019, para un total de 291 sitios visitados (I Etapa 162, II Etapa 85 y III Etapa 44), correspondientes un total de 142 operadores (I Etapa 71, II Etapa 44 III Etapa 27). El trabajo de campo en cada visita para determinar el valor de los terrenos, las instalaciones y las edificaciones, así como de la maquinaria, equipo y mobiliario, consistió en identificar, describir, medir y/o cuantificar cada elemento, para luego en oficina realizar el proceso de valoración. Los productos de la contratación fueron: i) fichas técnicas (documento con el detalle de cada elemento identificado en campo, así como la determinación de su valor actual⁸; ii) una base datos con la información de dichas fichas y iii) los manuales para el buen uso de dichas fichas y base de datos.

En la determinación del valor actual de cada elemento el CFIA utilizó lo siguiente:

- Instalaciones, de edificaciones: La Metodología Ministerio de Hacienda en su “Manual de Valores Base Unitarios por Tipología Constructiva versión 2017”, publicado en el Alcance Digital N°288 Gaceta N°226 del 29 de noviembre 2017 y vigente al momento de realización de las visitas de campo.
- Terrenos: Metodología propuesta por el Ministerio de Hacienda para que las municipalidades puedan realizar el cálculo de impuestos territoriales, plataforma disponible en el enlace: (<http://www.hacienda.go.cr/contenido/13513-impuesto-solidario-para-el-fortalecimiento-deprogramas-de-vivienda-iso>). Todos los valores por metro cuadro de terreno de las zonas homogéneas, fueron actualizados por el CFIA al año 2018.
- Maquinaria y equipo: Los valores obtenidos de estudio de mercado empleando el criterio de experto, con información al primer trimestre del año 2019 y aplicando método de valoración Ross-Heidecke.
- Mobiliario y otros: Los valores obtenidos de estudio de mercado utilizando el criterio de experto, con información al primer trimestre del año 2019.

Para el análisis de los resultados de la Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP, previo a la estimación de los coeficientes depreciación y rentabilidad de las instalaciones, la maquinaria, el equipo y el mobiliario, así como la estimación de las áreas de los terrenos donde se ubican las instalaciones y edificaciones, fue necesario expresar cada componente de inversión en colones de un mismo período, para lo cual se seleccionaron de los índices de precios disponibles, aquellos índices que mejor se ajustaran a las característica de cada componente⁹, tal y como se detalla en el análisis presentado en el Anexo H del informe IN-0019-CDR-2022.

⁸ Corresponde a la valoración al momento de la vista considerando el uso de cada instalación, edificación, maquinaria o equipo, la edad y estado de conservación observado, empleando el método de valoración Ross-Heidecke.

En la determinación de los coeficientes citados, se optó por utilizar el mismo enfoque empleado en la metodología tarifaria vigente, en el cual el coeficiente depreciación mensual y rentabilidad anual de la maquinaria, el equipo y las instalaciones, es expresado como una proporción del valor de la flota, utilizando un coeficiente fijo para cada rubro que puede ser general para todo tipo de operador o ruta, o bien si estadísticamente es diferente, usar valor según algún tipo de agrupación. La elección del enfoque, tiene las siguientes ventajas: i) se utiliza el mismo ya que ha sido empleado desde que la Aresep asumió la regulación del servicio; ii) requiere menos información para su cálculo y estimación (solo es necesario conocer el valor de la inversión en flota, mientras que en otros se requiere estimar las cantidades en unidades o metros cuadrados, su valor unitario y actualización en el tiempo), iii) facilita la incorporación de elementos de inversión en mobiliario¹⁰ y iv) permite su utilización en el tiempo, siempre y cuando se mantenga el supuesto de proporcionalidad entre los elementos de inversión respecto a la inversión en flota (relación que puede ser revisada con cierta periodicidad a partir de estudios con información fáctica similar al realizado).

En la valoración de la inversión en flota, se utilizó la autorizada por el Consejo de Transporte Públicos (CTP) como ente competente para tales efectos, con corte al 30 de agosto del 2018, tomando en cuenta solo las placas de los operadores que fueron visitados por el CFIA. Según se detalla en el Anexo C del informe IN-0019-CDR-2022, se aplicaron las reglas de valoración de la flota establecidas en la metodología vigente, de manera tal que se utilizó para los autobuses tipo 1 un tipo de cambio de promedio de ¢ 570,16 por dólar (promedio de los seis meses naturales antes del 30 de agosto de 2018), y para los tipos 2 las resoluciones de valor de autobuses emitidas por la IT publicadas a agosto del 2018¹¹.

De acuerdo a lo anterior, y según se detalla en el Anexo H del informe IN-0019-CDR-2022, como se utilizó la flota existente al 30 de agosto del 2018 y su valoración a ese momento, se seleccionó dicho mes como el período base para actualización de los valores de inversión de todos los elementos, con el fin de determinar los coeficientes depreciación mensual y rentabilidad anual de las instalaciones, la maquinaria, el equipo y el mobiliario.

⁹ Índice general del IPI-CTR para la inversión en tipologías constructivas y obras complementarias; índice general del IPC para la inversión en maquinaria, equipo y mobiliario.

¹⁰ Son elementos que por su naturaleza tienen vidas útiles cortas y no es posible establecer relaciones de proporcionalidad de cada elemento entre alguna variable (flota u otra), como si sucede por ejemplo con el área de estacionamiento de los autobuses.

¹¹ Resoluciones: 008-RIT-2014 de 5 de febrero de 2014, RIT-017-2017 del 3 de marzo de 2017 y RIT-016-2018 del 6 de marzo de 2018.

Luego de estimar los coeficientes de depreciación y rentabilidad en forma global y según la clasificación que determinó Aresep de las empresas que brindan el servicio público remunerado de personas, modalidad autobús, de acuerdo con lo establecido en la resolución RE-0083-JD-2023 del 20 de junio de 2023¹², donde se agrupan las empresas respecto a la cantidad de autobuses autorizados en: micro empresas (de 1 a 5 unidades), empresas pequeñas (de 6 a 15 unidades), empresas medianas (de 16 a 35 unidades) y empresas grandes (de 36 o más unidades), se evidenció estadísticamente la necesidad de emplear coeficientes diferenciados según ese agrupamiento al utilizar la información fáctica del entorno nacional derivada de la Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP. De acuerdo con lo ampliamente detallado en la sección 2 del informe IN-0019-CDR-2022 y sus conclusiones y recomendaciones, los valores por actualizar de los coeficientes depreciación mensual y rentabilidad anual de las instalaciones, la maquinaria, el equipo y el mobiliario corresponden a los contenidos en al Tabla 9 de dicho informe y se presentan a continuación:

Cuadro 1. Coeficiente de depreciación mensual de instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario según categoría del operador

Categoría del operador	Flota autorizada al operador (unidades)	Coeficiente de depreciación mensual de instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario
Micro	De 1 a 5	0,0011
Pequeño	De 6 a 15	0,0011
Mediana	De 16 a 35	0,0006
Grande	De 36 o más	0,0004

Fuente: Elaborado a partir de la Tabla 9. Coeficientes de rentabilidad y depreciación por agrupación estimados mediante la mediana del IN-0019-CDR-2022.

Cuadro 2. Coeficiente de rentabilidad anual de instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario según categoría del operador

Categoría del operador	Flota autorizada al operador (unidades)	Coeficiente de rentabilidad anual de instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario
Micro	De 1 a 5	0,1311
Pequeño	De 6 a 15	0,1311
Mediano	De 16 a 35	0,0751
Grande	De 36 o más	0,0529

Fuente: Elaborado a partir de la Tabla 9. Coeficientes de rentabilidad y depreciación por agrupación estimados mediante la mediana del IN-0019-CDR-2022.

Es importante señalar que tanto para el coeficiente de depreciación y de rentabilidad para la categoría del operador micro y pequeño, los análisis realizados apuntan que no hay evidencia estadística para utilizar un valor diferente según categoría, razón por la cual en los cuadros aparece el mismo valor. También conviene destacar que

¹² Resolución que en cumplimiento de lo establecido en la resolución RE-0032-JD-2023 del 23 de febrero de 2023 de la Junta Directiva de la Aresep, luego de someter a consulta pública la clasificación de las empresas que brindan el servicio de transporte remunerado de personas, según la dimensión de la flota autorizada, sustituyó la resolución RE-0007-JD-2022 del 22 de febrero de 2022.

dentro de los coeficientes estimados se incorporó la inversión en mobiliario, razón por la cual es necesario hacer los ajustes correspondientes en el texto de la metodología vigente para dejar explícito ese detalle.

La inversión en activos fijos empleados en la prestación del servicio contenidos en la metodología vigente, están relacionados con los rubros de depreciación y rentabilidad de las instalaciones, de la maquinaria y del equipo, y en esta propuesta de modificación se incluye también la inversión realizada en mobiliario. En el oficio en que el MOPT trasladó el modelo econométrico a la Aresep, en el año 1997, se incluían los coeficientes de depreciación y rentabilidad de las instalaciones, la maquinaria, el equipo, y dado que se cuenta con información fáctica reciente derivada de los resultados de Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP, conviene explicitar dentro de la estructura de costos del servicio, lo que corresponde a la propiedad de inversión de terrenos donde se asientan las instalaciones y edificaciones, necesarios y utilizados en el suministro del servicio.

El reconocimiento de los costos relacionados con la propiedad de inversión en los terrenos donde se asientan las instalaciones y edificaciones corresponde a una rentabilidad al prestador por disponer de sus recursos invertidos en ese tipo de activo, valorada como un costo de oportunidad, ya que contrario otro tipo de activos con el tiempo los más probable es que aumente su valor en lugar de perderlo como consecuencia de su utilización, envejecimiento u obsolescencia. La determinación de ese costo pasa por la estimación del área de terreno requerido para la prestación del servicio, la determinación del valor unitario del mismo según ubicación, características y uso, así como la tasa de interés que refleje el costo de oportunidad de los recursos invertidos.

En el informe IN-0019-CDR-2022, se realizan diferentes análisis de la información derivada de la Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP, con el objeto de definir relaciones que permitan estimar el área del terreno necesario para la prestación de servicio¹³ y alguna característica observable, tanto en forma general o diferenciada según la categoría del operador de acuerdo con lo establecido en la resolución RE-0083-JD-2023 del 20 de junio de 2023¹⁴. De acuerdo con los resultados obtenidos, existe evidencia estadística que a mayor flota (característica del operador fácilmente observable) se requiere mayor necesidad de inversión en instalaciones y edificaciones y a su vez en terrenos. Adicionalmente, los resultados indican que existen relaciones diferentes según la categoría del operador según su cantidad de flota. En el informe técnico citado, se explica que, según los datos

¹³ Corresponde a la cantidad de metros cuadrados de terreno con instalaciones y edificaciones, relacionadas con las áreas administrativas, de mantenimiento, de estacionamiento, de esparcimiento, de servicio, de bodegas, de terminales y de combustible requeridas para la prestación del servicio regulado. Estos valores fueron derivados del levantamiento del CFIA y que se agrupan en las categorías: Tipologías constructivas, Obras complementarias y Unidades de autoconsumo de combustible y cuya medida son metros cuadrados.

¹⁴ Ver nota al pie 12.

utilizados, no se cumplen los supuestos de normalidad y homocedasticidad requeridos en los métodos de regresión lineal por mínimos cuadrados ordinarios, por lo cual se aplica otro tipo de regresión robusta, conocida como el método de regresión lineal por mínimos cuadrados recortados (Least Trimmed Squares, LTS), que resulta más apropiada para el conjunto de datos disponibles, ya que no requiere del cumplimiento de los supuestos de normalidad y homocedasticidad. De acuerdo con lo detallado en la sección 3 del informe IN-0019-CDR-2022, sus conclusiones y recomendaciones, las relaciones para determinar el área de terreno de las instalaciones y edificaciones corresponden a las contenidas en la Tabla 24 de dicho informe y se presentan a continuación:

Cuadro 3. Relaciones para determinar el área de terreno de las instalaciones y edificaciones

Categoría del operador	Flota autorizada al operador (unidades)	Ecuación de cálculo para el área del terreno en instalaciones y edificaciones (ATIE_i)
<i>Micro</i>	<i>De 1 a 5</i>	$426,05 + 95,17 \times Fr$
<i>Pequeño</i>	<i>De 6 a 15</i>	$1455,99 + 65,39 \times Fr$
<i>Mediano</i>	<i>De 16 a 35</i>	$1028,69 + 97,15 \times Fr$
<i>Grande</i>	<i>De 36 o más</i>	$3508,40 + 77,12 \times Fr$

Fuente: Elaborado a partir de la Tabla 24. Coeficientes de rentabilidad y depreciación por agrupación estimados mediante la mediana del IN-0019-CDR-2022.

Para la valoración del metro cuadrado del terreno, se propone emplear los montos incluidos en las declaraciones de bienes inmuebles, que todo propietario registral debe presentar ante la municipalidad respectiva (artículo 16 de la Ley N°7509¹⁵, “Ley de Impuesto sobre Bienes Inmuebles), ya que en estas se incluyen las características particulares de la ubicación, el tipo de facilidades, entre otras, de los terrenos donde se ubican las instalaciones y edificaciones. En los casos que el operador acredite mediante la certificación la utilización de un terreno para la prestación del servicio cuya área sea inferior a la máxima calculada según la categoría del operador, se utilizará el valor acreditado en metros cuadrados.

Para el reconocimiento de la rentabilidad del terreno de las instalaciones y edificaciones, el operador deberá suministrar el dato de folio real o matrícula de cada uno de los inmuebles utilizado en la prestación del servicio; aportar la certificación de estar al día con el pago de impuestos de bienes inmuebles de la Municipalidad donde se ubica cada uno de los inmuebles utilizados en la prestación del servicio, donde además del área del terreno, se debe especificar el valor por metro cuadrado de terreno; o en su defecto cuando el operador no es propietario del terreno, deberá presentar una copia certificada por notario público de los contratos de arrendamiento, de leasing, de comodato del inmueble o de cualquier

¹⁵ Artículo 16 Ley N°7509. “Declaraciones de inmuebles. Los sujetos pasivos de bienes inmuebles deberán declarar, por lo menos cada cinco años, el valor de sus bienes a la municipalidad donde se ubican. El valor declarado se tomará como base del impuesto sobre bienes inmuebles (...)”

otro contrato regulado en los códigos Civil o Mercantil, con el fin de comprobar el uso del inmueble. El valor del metro cuadrado del área corresponderá al que se registra en la certificación de bienes inmuebles en la respectiva Municipalidad donde el operador paga impuestos sobre dichos bienes inmuebles. En aquellos casos que el operador mantenga más de un terreno con instalaciones y edificaciones identificables en la prestación del servicio, el valor del metro cuadrado se calculará como promedio ponderado de los valores por metro cuadrado que registre en las respectivas municipalidades para los terrenos acreditados, utilizando como ponderador el área total del terreno indicada en cada certificación, lo anterior con el fin de considerar la participación relativa de cada terreno en el valor por metro cuadrado en el reconocimiento de la rentabilidad del terreno de las instalaciones y edificaciones.

Por último, el monto final a reconocer dentro de la estructura de costos corresponderá al costo de oportunidad de la inversión realizada correspondiente a los terrenos. Partiendo de que la tasa de rentabilidad para reglas de cálculo tipo 2 incluida en la metodología considera la estructura de activos, pasivos y patrimonio completa de la empresa, así como las fuentes de financiamiento (deuda y recursos propios), lo procedente es aplicar esta tasa de rentabilidad sobre el valor de los terrenos, al igual que se aplica actualmente a las inversiones en el sistema automatizado de conteo de pasajeros y en maquinaria, equipo e instalaciones.

Esta modificación parcial de la metodología vigente RJD-035-2016 y sus reformas, se alinea en el cumplimiento de los siguientes objetivos tarifarios-económicos establecidos en la “Política Regulatoria de los Servicios de Movilidad de Personas, Infraestructura y otros Servicios de Transporte” resolución RE-0211-JD-2021 del 8 de noviembre de 2021, dictada por la Junta Directiva de:

“(…)

2. Garantizar a los operadores del servicio público, tarifas que le permitan contar con recursos suficientes para la prestación óptima del servicio según las estructuras productivas modelo o la metodología correspondiente que resulten aplicables.

3. Garantizar a los operadores del servicio de transporte público tarifas para cubrir únicamente los costos necesarios para prestar el servicio incluyendo, los costos eficientes de las inversiones necesarias y una retribución competitiva que garantice el desarrollo de la actividad, (cumplimiento del artículo 32 de la Ley 7593), en un contexto de eficiencia en la ejecución de las inversiones, que logren satisfacer la demanda.

(…)

6. Adaptar los instrumentos de regulación económica para fomentar la pequeña y mediana empresa de acuerdo con la normativa vigente.

(...)"

Y del objetivo institucional que señala que

"(...)

4. Contribuir a la conservación y mejora de la infraestructura, de manera que permita realizar solo las inversiones necesarias para la prestación óptima del servicio según los requerimientos del momento y los planes sectoriales para el servicio en particular.

(...)"

Por las razones técnicas expuestas se recomienda hacer las siguientes modificaciones parciales en la "Metodología para fijación ordinaria de tarifas para el servicio remunerado de personal modalidad autobús" resolución RJD-035-2016 y sus reformas, con el fin de incorporar los nuevos coeficientes diferenciados según el tamaño del operador estimados a partir de información fáctica del entorno nacional, información derivada de la Contratación Directa N°2018CD-00021-ARESEP y la misma se encuentra analizada y reflejada en el informe IN-0019-CDR-2022 del CDR.

5.1. Sobre la depreciación de las instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario

Con el fin de incorporar los nuevos coeficientes de depreciación de las instalaciones, maquinaria, equipo según operador y hacer de forma explícita en el texto de la metodología, que dichos valores contienen los niveles de inversión relacionados con el mobiliario se proponen tres modificaciones:

- I. Se ajusta el texto que describe los componentes de la depreciación de activos fijos, para lo cual se cambia el primer párrafo de la sección "4.4.1. Costos por depreciación de activos fijos", para incluir la palabra mobiliario y se cambia el orden los competentes para que se lean como instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario.
- II. Se ajusta el texto de la variable "Costo mensual de depreciación de la maquinaria, el equipo y las instalaciones en la ruta "r"", para explicitar la inclusión de la inversión en mobiliario en la ecuación 4.
- III. Se cambia el contenido y el título de la sección "4.4.1.b. Costo de depreciación de la maquinaria, el equipo y las instalaciones" para incluir los valores de los coeficientes contenidos en el Cuadro 1, hacer explícito en el texto la inclusión de la inversión relacionada con mobiliario, y se ajusta el texto de las reglas de revisión y actualización de los valores de los coeficientes una vez que entre en vigencia la presente modificación parcial de la metodología dictada mediante la resolución RJD-035-2016 y sus reformas.

5.2. Sobre la rentabilidad del capital invertido en las instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario

Con el fin de incorporar los nuevos coeficientes de rentabilidad de las instalaciones, maquinaria, equipo según operador y hacer de forma explícita en el texto de la metodología, que dichos valores contienen los niveles de inversión relacionados con el mobiliario se propone una modificación:

- IV. Se modifica el contenido y el título de la sección “4.6.2.b. Rentabilidad del capital invertido en maquinaria, equipo e instalaciones” para incluir los valores de los coeficientes contenidos en el*
- V. Cuadro 2, hacer explícito en el texto la inclusión de la inversión relacionada con mobiliario, y se ajusta el texto de las reglas de revisión y actualización de los valores de los coeficientes una vez que entre en vigencia la presente modificación parcial de la metodología dictada mediante la resolución RJD-035-2016 y sus reformas.*

5.3. Sobre la rentabilidad del capital invertido terrenos de las instalaciones y edificaciones

Con el fin de incorporar rentabilidad del capital invertido terrenos de las instalaciones y edificaciones según operador se proponen dos modificaciones:

- VI. Se incluye un elemento adicional en la “4.6.2. Rentabilidad del capital asociado a los activos fijos”, para incorporar la rentabilidad mensual del capital invertido en los terrenos de las instalaciones y edificaciones y se ajusta la ecuación 46.*
- VII. Se adiciona una nueva sección para detallar la forma como calcular la rentabilidad del capital invertido en los terrenos de las instalaciones y edificaciones, para lo cual se incluye una sección adicional “4.6.2.d. Rentabilidad del capital asociado a los terrenos de las instalaciones y edificaciones” posterior a la sección 4.6.2.c, donde se incluyen las relaciones contenidas en el Cuadro 3, fuentes de información y las reglas de revisión y actualización de las relaciones una vez que entre en vigencia la presente modificación parcial de la metodología dictada mediante la resolución RJD-035-2016 y sus reformas.*

Finalmente, lo anterior es de conformidad con lo dispuesto en los incisos a) y b) del artículo 6 Ley 7593, corresponde a la Autoridad Reguladora actualizar la información necesaria para determinar el “correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio”, exigencia legal que conduce a una creciente precisión en la determinación de los costos en los que incurre el prestador del servicio público.

Al final de este informe, en la sección de Anexos se presenta un cuadro comparativo entre el texto vigente y texto propuesto.

(...)"

- V. Que la presente propuesta de modificación a la *“Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”*, relativa a coeficientes de depreciación y rentabilidad relacionados con la inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario y la rentabilidad del área de terrenos, favorece una adecuada gestión de la calidad del servicio público, acorde con el objetivo determinado en el artículo 4 inciso d) de la Ley 7593.
- VI. Que las respuestas a las posiciones presentadas en la audiencia pública virtual, celebrada el 28 de junio de 2022, se fundamentan en el informe IN-0038-CDR-2023 del 21 de julio de 2023.
- VII. Que con fundamento en los resultados y considerandos que preceden, lo procedente es **1-**Dictar la modificación parcial a la *“Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”*, establecida en la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, relativa a coeficientes de depreciación y rentabilidad relacionados con la inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario y la rentabilidad del área de terrenos. **2-**Tener como respuesta a las posiciones presentadas en la audiencia pública virtual, celebrada el 28 de junio de 2022, lo señalado en el informe IN-0038-CDR-2023 del 21 julio de 2023 y agradecer la valiosa participación en el este proceso. **3-** Instruir a la Secretaría de Junta Directiva de la Aresep, para que proceda a notificar a la Asociación Cámara Nacional de Transportes de Costa Rica la respuesta a las posiciones planteadas en la audiencia pública así como la presente resolución. **4-** Instruir a la Secretaría de Junta Directiva de la Aresep, para que proceda a realizar la publicación de la presente resolución en el diario oficial La Gaceta. **5-** Instruir a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, para que proceda con la consolidación de la *“Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”* dictada mediante la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, y coordine con el Departamento de Comunicación Institucional la divulgación en la página web institucional.
- VIII. Que en la sesión 69-2023, celebrada el 28 de agosto de 2023 y ratificada el 06 de septiembre de 2023, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, con fundamento en el informe técnico final IN-0039-CDR-2023 del 21 de julio de 2023, el oficio OF-0238-CDR-2023 del 21 de julio de 2023 y el OF-0513-DGAJR-2023 del 17 de agosto de 2023 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, acuerda dictar la presente resolución tal y como se dispone.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593), en el Decreto Ejecutivo 29732-MP *“Reglamento a la Ley 7593”* y en el *“Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado”* (RIOF); se dispone lo siguiente:

LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE:

- I. Dictar la modificación parcial a la *“Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”*, establecida en la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, relativa a coeficientes de depreciación y rentabilidad relacionados con la inversión en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario y la rentabilidad del área de terrenos, para que se lea de la siguiente manera:

Modificación parcial a la *“Metodología para Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús”*

- I. En la sección *“4.4.1 Costos por depreciación de activos fijos”* modificar el texto del primer párrafo:

“(…)

Los costos mensuales de depreciación de los activos fijos (CDAF_r) están compuestos por la depreciación que sufren los vehículos automotores que conforman la flota utilizada, la depreciación de las instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario, la depreciación del sistema automatizado de conteo de pasajeros y la depreciación del equipo del sistema automatizado de pago electrónico, según la siguiente ecuación:

(…)”

- II. En la ecuación 4 de la sección “4.4.1 Costos por depreciación de activos fijos” modificar la descripción de la variable “Costo mensual de depreciación de la maquinaria, el equipo y las instalaciones en la ruta “r”” de la siguiente forma:

“(…)

CDMEI_r= Costo mensual de depreciación de instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario en la ruta “r”. El procedimiento para obtener este costo se detalla en la sección 4.4.1.b.

(…)”

- III. En la sección “4.4.1 Costos por depreciación de activos fijos” en la sección “b. Costo de depreciación de la maquinaria, el equipo y las instalaciones” modificar el contenido y el título de la sección de la siguiente manera:

“(…)”

b. Costo de depreciación de las instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario

La depreciación mensual de las instalaciones, la maquinaria, el equipo y el mobiliario (CDMEI_r) se estima como una proporción de la suma de los valores tarifarios de las unidades de transporte remunerado de personas modalidad autobús con reglas de cálculo tarifario tipo 1 y tipo 2, que conforman la flota autorizada de la ruta. La estimación de este valor toma en cuenta la cantidad de unidades, los valores tarifarios según la edad obtenida a partir del año de fabricación y del tipo de vehículo utilizado en la ruta con las distintas reglas que aplican sobre la base tarifaria según se definió en el Cuadro 1.

El costo mensual de depreciación de las instalaciones, la maquinaria, el equipo y el mobiliario se estima finalmente al multiplicar los valores tarifarios de ambos grupos de vehículo con reglas de cálculo tarifario tipo 1 y tipo 2 por el coeficiente de depreciación mensual de instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario que se expresa conjuntamente según la ecuación siguiente:

$$CDMEI_r = cdmei * (VTAF_r^\alpha + VTAF_r^\gamma) \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

CDMEI_r= Costo mensual de depreciación de instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario en la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones.

cdmei = Coeficiente de depreciación mensual de instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario. Los valores de estos coeficientes serán los que disponga la Aresep mediante resolución motivada basada en los informes técnicos correspondientes y se presentan en el siguiente Cuadro 4.

Cuadro 4. Coeficiente de depreciación mensual de instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario según categoría del operador.

<i>Categoría del operador</i>	<i>Flota autorizada al operador (unidades)</i>	<i>Coeficiente de depreciación mensual de instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario</i>
<i>Micro</i>	<i>De 1 a 5</i>	<i>0,0011</i>
<i>Pequeño</i>	<i>De 6 a 15</i>	<i>0,0011</i>
<i>Mediano</i>	<i>De 16 a 35</i>	<i>0,0006</i>
<i>Grande</i>	<i>De 36 o más</i>	<i>0,0004</i>

$VTAF^{\alpha}_r$ = Valor tarifario total de la flota para las unidades de transporte remunerado de personas modalidad autobús que se utiliza en la ruta “r”, del conjunto de unidades “ α ” (ver ecuación 84).

$VTAF^{\gamma}_r$ = Valor tarifario total de la flota para las unidades de transporte remunerado de personas modalidad autobús que se utiliza en la ruta “r”, del conjunto de unidades “ γ ” (ver ecuación 89).

r = Ruta de transporte remunerado de personas.

α = Conjunto de vehículos con reglas de cálculo tarifario tipo 1.

γ = Conjunto de vehículos con reglas de cálculo tarifario tipo 2.

Los valores de los coeficientes de depreciación mensual de las instalaciones, la maquinaria, el equipo y el mobiliario según categoría del operador incluidos en el Cuadro 4 anterior estarán sujetos a variación de acuerdo con los estudios técnicos ejecutados, contratados o avalados por la Aresep. Los valores de los coeficientes se actualizarán como mínimo una vez cada cinco años, a partir de la entrada en vigencia de la resolución que incorpora en la metodología los valores del cuadro citado. La actualización de los valores de los coeficientes deberá someterse previamente al trámite de consulta pública establecido en el artículo 361 de la Ley General de la Administración Pública.

El plazo establecido para la actualización de los valores de los coeficientes permite la revisión periódica de la metodología de manera que se incorporen los cambios en el entorno financiero, así como los cambios tecnológicos y legales atinentes al servicio objeto de la presente metodología. Los casos de inclusión, eliminación de coeficientes y variación en las reglas contenidas en la metodología para definir coeficientes, deberán someterse previamente al proceso de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley N° 7593.

La cantidad de autobuses autorizados por el CTP a cada operador para ruta regular puede ser diferente a la cantidad de autobuses autorizados para la ruta que está siendo objeto de la aplicación de esta metodología. Para determinar la categoría del operador, se considerará la cantidad total de autobuses que el prestador tenga autorizados según la información más reciente que se disponga en la Aresep al momento de la admisibilidad de la solicitud tarifaria o la apertura del expediente tarifario del estudio de oficio.

(...)

- IV. En la sección “4.6.2. Rentabilidad del capital asociado a los activos fijos” en la sección “b. Rentabilidad del capital invertido en maquinaria, equipo e instalaciones” modificar el contenido y el título de la sección de la siguiente manera:

“(…)

b. Rentabilidad del capital invertido en las instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario

La rentabilidad mensual del capital invertido las instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario ($RMEI_r$), se estima como una proporción de la suma de los valores tarifarios de las unidades de transporte remunerado de personas modalidad autobús con reglas de cálculo tarifario tipo 1 y tipo 2 que conforman la flota autorizada de la ruta. El valor toma en cuenta la cantidad de unidades y los valores tarifarios según edad obtenida del año de fabricación y tipo de vehículo utilizado en la ruta, multiplicado por la tasa de rentabilidad correspondiente.

La rentabilidad mensual del capital invertido en las instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario se estima según la siguiente ecuación:

$$RMEI_r = \frac{1}{12} * crmei * [(VTAF_r^\alpha * tr^\alpha) + (VTAF_r^\gamma * tr^\gamma)] \quad \text{Ecuación 52}$$

Donde:

$RMEI_r$ = *Rentabilidad mensual del capital invertido en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario en la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones.*

$crmei$ = *Coeficiente de rentabilidad anual en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario. Los valores de estos coeficientes serán los que disponga la Aresep mediante resolución motivada basada en los informes técnicos correspondientes y se presentan en el siguiente Cuadro 34.*

Cuadro 34. Coeficiente de rentabilidad anual en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario según categoría del operador.

<i>Categoría del operador</i>	<i>Flota autorizada al operador (unidades)</i>	<i>Coeficiente de rentabilidad anual de instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario</i>
<i>Micro</i>	<i>De 1 a 5</i>	<i>0,1311</i>
<i>Pequeño</i>	<i>De 6 a 15</i>	<i>0,1311</i>
<i>Mediano</i>	<i>De 16 a 35</i>	<i>0,0751</i>
<i>Grande</i>	<i>De 36 o más</i>	<i>0,0529</i>

$VTAF^{\alpha}_r$ = Valor tarifario total de la flota para las unidades de transporte remunerado de personas modalidad autobús que se utiliza en la ruta “r”, del conjunto de unidades “ α ” (ver ecuación 84).

tr^{α} = Tasa de rentabilidad anual para vehículos con reglas de cálculo tarifario tipo 1 para la ruta “r” del conjunto de unidades “ α ”. Este valor se obtiene según lo detallado en la sección 4.6.1.

$VTAF^{\gamma}_r$ = Valor tarifario total de la flota para las unidades de transporte remunerado de personas modalidad autobús que se utiliza en la ruta “r”, del conjunto de unidades “ γ ” (ver ecuación 89).

tr^{γ} = Tasa de rentabilidad anual para vehículos con reglas de cálculo tarifario tipo 2 para la ruta “r” del conjunto de unidades “ γ ”. Este valor se obtiene según lo detallado en la sección 4.6.1.

r = Ruta de transporte remunerado de personas.

α = Conjunto de vehículos con reglas de cálculo tarifario tipo 1.

γ = Conjunto de vehículos con reglas de cálculo tarifario tipo 2.

Los valores de los coeficientes de rentabilidad anual en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario según categoría del operador incluidos en el Cuadro 34 anterior estarán sujetos a variación de acuerdo con los estudios técnicos ejecutados, contratados o avalados por la Aresep. Los valores de los coeficientes se actualizarán como mínimo una vez cada cinco años, a partir de la entrada en vigencia de la resolución que incorpora en la metodología los valores del cuadro citado. La actualización de los valores de los coeficientes deberá someterse previamente al trámite de consulta pública establecido en el artículo 361 de la Ley General de la Administración Pública.

El plazo establecido para la actualización de los valores de los coeficientes permite la revisión periódica de la metodología de manera que se incorporen los cambios en el entorno financiero, así como los cambios tecnológicos y legales atinentes al servicio objeto de la presente metodología. Los casos de

inclusión, eliminación de coeficientes y variación en las reglas contenidas en la metodología para definir coeficientes, deberán someterse previamente al proceso de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley N° 7593.

La cantidad de autobuses autorizados por el CTP a cada operador para ruta regular puede ser diferente a la cantidad de autobuses autorizados para la ruta que está siendo objeto de la aplicación de esta metodología. Para determinar la categoría del operador, se considerará la cantidad total de autobuses que el prestador tenga autorizados según la información más reciente que se disponga en la Aresep al momento de la admisibilidad de la solicitud tarifaria o la apertura del expediente tarifario del estudio de oficio.

(...)

- V. En la sección “4.6.2 Rentabilidad del capital asociado a los activos fijos”, adicionar en la ecuación 46 un componente para incluir la “Rentabilidad mensual del capital invertido en los terrenos de las instalaciones y edificaciones” y modificar la descripción del componente $RMEI_r$, para que se lea de la siguiente manera:

“(...)

4.6.2 Rentabilidad del capital asociado a los activos fijos

La retribución por el capital invertido en activos fijos: refleja la rentabilidad que recibe el prestador del servicio por mantener sus recursos invertidos en los activos para la prestación del servicio (costo de oportunidad). La formulación general sería la siguiente:

$$RAF_r = RF_r + RMEI_r + RSCP_r + RTIE_r \quad \text{Ecuación 46}$$

Donde:

RAF_r = Rentabilidad mensual del capital invertido en activos fijos en la ruta “r”.

RF_r = Rentabilidad mensual del capital invertido en la flota en la ruta “r”. El procedimiento para obtener este costo se detalla en la sección 4.6.2.a.

$RMEI_r$ = Rentabilidad mensual del capital invertido en instalaciones, maquinaria, equipo y mobiliario en la ruta “r”. El procedimiento para obtener este costo se detalla en la sección 4.6.2.b.

$RSCP_r$ = Rentabilidad mensual del capital invertido en el sistema automatizado de conteo de pasajeros en la ruta “r”. El procedimiento para obtener este costo se detalla en la sección 4.6.2.c.

RTIE_r = Rentabilidad mensual del capital invertido en los terrenos de las instalaciones y edificaciones en la ruta “r”. El procedimiento para obtener este costo se detalla en la sección 4.6.2.d.

r = Ruta de transporte remunerado de personas.

(...)”

- VI. En la sección “4.6.2 Rentabilidad del capital asociado a los activos fijos” adicionar la sección “d. Rentabilidad del capital asociado a los terrenos de las instalaciones y edificaciones” posterior a la sección 4.6.2.c para que se lea de la siguiente manera:

“(...)”

d. Rentabilidad del capital asociado a los terrenos de las instalaciones y edificaciones

La determinación del área de terrenos de las instalaciones y edificaciones se hará de acuerdo con la flota autorizada por el CTP. La misma se reconocerá a partir de los estudios revisados y avalados por la Aresep y se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro 36. Relaciones para determinar el área de terreno de las instalaciones y edificaciones

Categoría del operador	Flota autorizada al operador (unidades)	Ecuación de cálculo para el área del terreno en instalaciones y edificaciones (ATIE _r)
Micro	De 1 a 5	$426,05 + 95,17 \times F_r$
Pequeño	De 6 a 15	$1455,99 + 65,39 \times F_r$
Mediano	De 16 a 35	$1028,69 + 97,15 \times F_r$
Grande	De 36 o más	$3508,40 + 77,12 \times F_r$

Donde:

F_r = Cantidad total de unidades de la flota autorizada de la ruta “r”. Comprende la suma de vehículos con regla tarifaria tipo 1 y regla tarifaria tipo 2.

La rentabilidad mensual del capital invertido en terrenos de las instalaciones y edificaciones (RTIE_r) se calcula multiplicando el área de los terrenos de las instalaciones y edificaciones por su costo unitario y por la tasa de rentabilidad para reglas tipo 2.

La cantidad de autobuses autorizados por el CTP a cada operador para ruta regular puede ser diferente a la cantidad de autobuses autorizados para la ruta que está siendo objeto de la aplicación de esta metodología. Para determinar la categoría del operador, se considerará la cantidad total de

autobuses que el prestador tenga autorizados según la información más reciente que se disponga en la Aresep al momento de la admisibilidad de la solicitud tarifaria o la apertura del expediente tarifario del estudio de oficio.

$$RTIE_r = \frac{1}{12} * (ATIE_r * VTIE_r) * tr^\gamma \quad \text{Ecuación 57}$$

Donde:

RTIE_r = Rentabilidad mensual al capital invertido en terrenos de las instalaciones y edificaciones en la ruta “r”. Este rubro estará expresado en colones.

ATIE_r = Área máxima de terrenos de las instalaciones y edificaciones en metros cuadrados en la ruta “r”. El área corresponderá a la aplicación de las ecuaciones contenidas en el Cuadro 36 según la categoría del operador según la flota autorizada por el CTP. En los casos que se acredite la utilización de un terreno para la prestación del servicio en la ruta “r”, cuya área sea inferior a la máxima calculada según la categoría del operador, se utilizará el valor acreditado en metros cuadrados.

VTIE = Precio del metro cuadrado del terreno de las instalaciones y edificaciones. El valor del metro cuadrado del área corresponderá al que se registra en la certificación de bienes inmuebles en la respectiva Municipalidad donde paga impuestos sobre dichos bienes. En aquellos casos que el operador mantenga más de un terreno para brindar el servicio, el valor del metro cuadrado se calculará como promedio ponderado de los valores por metro cuadrado que registre en las respectivas municipalidades para los terrenos acreditados por el operador, utilizando como ponderador el área total del terreno indicada en cada certificación.

tr^γ = Tasa de rentabilidad anual para vehículos con reglas de cálculo tarifario tipo 2 para la ruta “r” del conjunto de unidades “γ”. Este valor se obtiene según lo detallado en la sección 4.6.1.

r = Ruta de transporte remunerado de personas.

Para el reconocimiento de la rentabilidad de terrenos de las instalaciones y edificaciones, el operador deberá:

- 1 Suministrar el dato de folio real o matrícula de cada uno de los inmuebles que se utilizan en la prestación del servicio de la ruta “r”; a fin de que la Aresep pueda constatar los datos del propietario, la descripción del área y ubicación del terreno.
- 2 Aportar la certificación de estar al día con el pago de impuestos de bienes inmuebles de la Municipalidad donde se ubica el (los) inmuebles empleados en la prestación del servicio, que especifique el valor por metro cuadrado de terreno.

- 3 *Cuando el terreno empleado en la operación del servicio de la ruta “r” no es propiedad del prestador del servicio de la ruta “r”, además se requiere la presentación de una copia certificada por notario público de los contratos de arrendamiento, de leasing, de comodato del inmueble o de cualquier otro contrato regulado en los códigos Civil o Mercantil, con el fin de comprobar el uso del inmueble.*

A partir de la información indicada anteriormente, la IT podrá verificar en el trámite de fijación tarifaria que los bienes inmuebles consignados en dicha información son utilizados en la prestación del servicio de la ruta “r”.

En los casos donde el operador no sea el propietario de los terrenos utilizados para la prestación del servicio, se reconocerá como rentabilidad mensual al capital invertido en terrenos en la ruta “r”, el valor en colones menor entre el valor mensual obtenido de la aplicación de la ecuación 52 y el valor mensual derivado del documento acreditado en el punto 3 anterior. En los casos que se requiere expresar algún valor en colones a partir de uno señalado en dólares, se aplicarán los criterios utilizados en la sección 4.12.2.c.

Las relaciones para determinar el área de terreno de las instalaciones y edificaciones según categoría de operador (intercepto y coeficiente de cada ecuación de cálculo) incluidos en el Cuadro 34 anterior estarán sujetos a variación de acuerdo con los estudios técnicos ejecutados, contratados o avalados por la Aresep. Las relaciones se actualizarán como mínimo una vez cada cinco años, a partir de la entrada en vigencia de la resolución que incorpora en la metodología los valores del cuadro citado. La actualización de las relaciones deberá someterse previamente al trámite de consulta pública establecido en el artículo 361 de la Ley General de la Administración Pública.

El plazo establecido para la actualización de las relaciones permite la revisión periódica de la metodología de manera que se incorporen los cambios en el entorno financiero, así como los cambios tecnológicos y legales atinentes al servicio objeto de la presente metodología. Los casos de inclusión, eliminación de relaciones y variación en las reglas contenidas en la metodología para definir relaciones, deberán someterse previamente al proceso de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley N° 7593.

(...)”

- II. Tener como respuesta a las posiciones presentadas en la audiencia pública virtual, celebrada el 28 de junio de 2022, lo señalado en el informe IN-0038-CDR-2023 del 21 de julio de 2023 y agradecer la valiosa participación en el este proceso.

- III. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva de la Aresep, para que proceda a notificar a la Asociación Cámara Nacional de Transportes de Costa Rica la respuesta a las posiciones planteadas en la audiencia pública así como la presente resolución.
- IV. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva de la Aresep, para que proceda a realizar la publicación de la presente resolución en el diario oficial La Gaceta.
- V. Instruir a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, para que proceda con la consolidación de la “*Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio Remunerado de Personas, Modalidad Autobús*” dictada mediante la resolución RJD-035-2016 del 25 de febrero de 2016 y sus reformas, y coordine con el Departamento de Comunicación Institucional la divulgación en la página web institucional.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 de la Ley General de la Administración Pública, contra la presente resolución cabe el recurso ordinario de reposición o reconsideración, el cual deberá interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día siguiente a la notificación, y el recurso extraordinario de revisión, el cual deberá interponerse dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada Ley. Ambos recursos deberán interponerse ante la Junta Directiva de Aresep, órgano colegiado al que corresponde resolverlos.

Rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

PUBLÍQUESE, NOTIFÍQUESE Y COMUNÍQUESE.

Eric Bogantes Cabezas, Presidente de la Junta Directiva, Alfredo Cordero Chinchilla de la Junta Directiva.—1 vez.—(IN2023809516).

RESOLUCIÓN RE-0095-JD-2023
ESCAZÚ, A LAS DIECISIETE HORAS Y VEINTIDÓS MINUTOS DEL CUATRO DE
SETIEMBRE DE DOS MIL VEINTITRÉS

PROCEDIMIENTO DE CAPACIDAD DE PENETRACIÓN DE DER POR
CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN QUE SE INTEGRAN CON LAS REDES DE
DISTRIBUCIÓN DEL SEN

EXPEDIENTE OT-132-2023

RESULTANDO:

- I. Que el 7 de enero de 2022, fue publicada en el Alcance Digital N° 3 a La Gaceta N°3, la Ley N° 10086 *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables.”*
- II. Que el 1 de febrero de 2023, el Poder Ejecutivo publicó en Alcance No. 17 a La Gaceta No. 18 el Decreto 43879-MINAE *“Reglamento a La Ley de Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables, No.10086 del siete de enero del 2022”*, el cual derogó en su totalidad el Decreto Ejecutivo N°39220-MINAE.
- III. Que el 9 de mayo de 2023, mediante el acuerdo 04-38-2023, del acta de la sesión ordinaria 38-2023, ratificada el 16 de mayo de 2023, la Junta Directiva resolvió, por unanimidad de los votos de las personas miembros presentes *“Someter al procedimiento de consulta pública la siguiente propuesta de “Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*. (Folios del 01 al 67)
- IV. Que el 18 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0372-SJD-2023 y su anexo OF-0362-SJD-2023 del 16 de mayo de 2023, la Secretaría de Junta Directiva, le comunicó, al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), Dirección General Atención al Usuario (DGAU) y Departamento de Gestión Documental (DGD), el acuerdo 04-38-2023 a fin de que se realizara la convocatoria de consulta pública y apertura de expediente para someter la propuesta del *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*. (Folios del 01 al 67)

- V. Que el 19 de mayo de 2023, mediante el oficio OF-0154-CDR-2023 y su anexo, el CDR remitió un resumen ejecutivo de la propuesta y solicitó a la DGAU la convocatoria para la consulta pública correspondiente. (Folios 68 al 71)
- VI. Que el 23 de mayo de 2023 se publicó, la invitación a los interesados a presentar sus oposiciones o coadyuvancias en la consulta pública, en el Alcance No. 93 de La Gaceta No. 90. (Folio 84)
- VII. Que el 24 de mayo de 2023 se publicó, la invitación a los interesados a presentar sus oposiciones o coadyuvancias en la consulta pública, en los diarios de circulación nacional La Teja y Diario Extra. (Folio 84)
- VIII. Que el 8 de junio de 2023 fue la fecha máxima para recibir oposiciones o coadyuvancias respecto a la propuesta del *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*.
- IX. Que el 9 de junio de 2023, mediante el oficio IN-335-DGAU-2023, la DGAU, emitió el “Informe de Oposiciones y Coadyuvancias” presentadas durante la consulta publicada realizada respecto de la propuesta *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*. (Folios del 94 al 96)
- X. Que el 9 de junio de 2023, mediante las resoluciones RE-0088-DGAU-2023 y RE-0089-DGAU-2023, la DGAU, rechazó las posiciones de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), respectivamente. (Folios del 97 al 101)
- XI. Que el 13 de julio de 2023, mediante el informe IN-0033-CDR-2023, la Fuerza de Tarea remitió al CDR, el informe técnico sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública que finalizó el 8 de junio de 2023 con el objeto de conocer la propuesta del *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN.”* (Folios del 141 al 199)
- XII. Que el 14 de julio de 2023, mediante el informe IN-0034-CDR-2023, la Fuerza de Tarea remitió al CDR, el informe técnico final sobre la propuesta del *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*. (Folios del 200 al 268)

- XIII.** Que el 20 de julio de 2023, mediante el oficio OF-0235-CDR-2023, el CDR remitió al Regulador General, en su condición de presidente de la Junta Directiva, el Informe técnico IN-0034-CDR-2022 del 14 de julio de 2023 con la propuesta de “Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”, junto con sus anexos, y el correspondiente proyecto de resolución de la Junta Directiva, para su respectivo trámite. (Folios del 269 al 270)
- XIV.** Que el 20 de julio de 2023, mediante el memorando ME-0100-SJD-2023, la Secretaría de Junta Directiva (SJD), trasladó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR) para su análisis, la propuesta del “Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN” correspondiente al informe técnico final IN-0034-CDR-2023 del 14 de julio de 2023, el informe técnico IN-0033-CDR-2023 del 13 de julio de 2023 sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública, y el proyecto de resolución, remitidos todos mediante el oficio OF-0235-CDR-2023 del 20 de julio de 2023. (Folio 271)
- XV.** Que el 15 de agosto de 2023, mediante el oficio OF-0507-DGAJR-2023, la DGAJR emitió criterio con respecto al análisis post consulta pública de la propuesta del *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*.
- XVI.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I.** Que la Ley N° 7593, en su artículo 5 inciso a, dispone que la Aresep, es el ente competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos, de conformidad con las metodologías que ella misma determine y debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de tales servicios públicos, dentro de los cuales se encuentra el suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.
- II.** Que de lo anterior queda claro que la Aresep puede emitir metodologías tarifarias, normas, reglamentos técnicos, procedimientos, protocolos, entre otros, es preciso considerar que todos ellos, forman parte de un amplio ámbito normativo que busca establecer reglas que orienten el quehacer regulatorio con el fin de que la Aresep ejerza las competencias y potestades dispuestas mediante la Ley N° 7593.

- III. Que el artículo 6 de la Ley 10086 dispone que la Aresep, es el ente competente para dictar, aprobar y fiscalizar el cumplimiento de todos los instrumentos regulatorios requeridos para asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad, así como para la integración eficiente, segura y sostenible de los recursos energéticos distribuidos; y para fijar las respectivas tarifas.
- IV. Que los procedimientos técnicos a los que se refiere el artículo 6 inciso f) puntos i) y ii) de la Ley N° 10.086, están asociados con la correcta aplicación del marco regulatorio relacionado con los recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables. Dicho marco regulatorio se compone, según ha dispuesto la Ley N° 10086, por una serie de instrumentos regulatorios, todos los cuales están en proceso de elaboración por parte de la Aresep, a la luz de los transitorios dispuestos en ese mismo cuerpo normativo.
- V. Que el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF), en su artículo 6, incisos 14) y 16) en complemento del artículo 53 de la Ley N° 7593, ha definido que sea la Junta Directiva de la Aresep, la que proceda con la aprobación de las metodologías tarifarias y los reglamentos técnicos que se requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en la ley.
- VI. Que la Ley N° 7593 y el RIOF, no señalan la totalidad de los posibles cuerpos normativos que emite la Aresep, igualmente, a los que no se indican se les debe dar el mismo trato que a los mencionados, pues de la misma forma, se requieren para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en la ley.
- VII. Que, de la interpretación armónica de las normas indicadas, dentro de un marco de razonabilidad y lógica, se desprende del espíritu de éstas, que le corresponde la aprobación de tales procedimientos a la Junta Directiva de la Aresep, en aplicación del principio del paralelismo de las formas (derivado del artículo 7 de la Ley General de la Administración Pública) que rige en el Derecho Administrativo, al ser instrumentos de alcance general, que afectan a una pluralidad de actores.
- VIII. Que mediante el informe IN-0034-CDR-2023, del 14 de julio de 2023, que es el informe técnico post consulta pública de la propuesta del *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*, remitido por el CDR a la Junta Directiva mediante el oficio OF-0235-CDR-2023, del 20 de julio de 2023, se presentó la propuesta de metodología post consulta pública a ser valorada por la Junta Directiva, incluyendo los cambios originados del análisis de las posiciones presentadas.

- IX.** Que la Ley No. 10.086 estableció con total claridad la existencia de 3 modalidades de operación para la generación distribuida, entre ellas, la modalidad *sin entrega de excedentes a la red* que se definió en dicho cuerpo legal como *“modalidad de generación distribuida para autoconsumo, en la cual los sistemas de generación distribuida disponen de mecanismos tecnológicos para gestionar los excedentes en el punto de generación e imposibilitan la entrega de excedentes mientras opera en paralelo con el SEN.”*
- X.** Que de conformidad con el artículo 8 de la Ley No. 10.086 dentro de las obligaciones de los generadores distribuidos están respetar los límites de penetración según la modalidad de operación. Además es clara en establecer que en el caso de la modalidad de operación sin entrega de excedentes a la red, debe presentarse una declaración jurada de cumplimiento técnico que deberá rendir un ingeniero inscrito en el CFIA, facultado para diseñar y firmar planos eléctricos de acuerdo con la legislación nacional, donde certifique i) el cumplimiento de las exigencias técnicas aplicables conforme a la normativa vigente, ii) y el requisito de calidad, confiabilidad y seguridad de los equipos y sus componentes. Este inciso no exime a la modalidad de operación sin entrega de excedentes a la red, de cumplir con las condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad antes indicadas, por lo que las empresas distribuidoras tienen el derecho de realizar las verificaciones que consideren necesarias.
- XI.** Que es oportuno y conveniente señalar con gran claridad los alcances de este procedimiento, para que no quede a la interpretación y se atente contra la seguridad jurídica de las personas que posean u operen los DER.
- XII.** Que se requiere contar a la mayor brevedad con un procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN de acuerdo con la Ley 10086, lo procedente es aprobar el procedimiento contenido en el informe IN-034-CDR-2023 excluyendo los cambios catalogados como sustanciales en el oficio OF-0507-DGAJR-2023, en virtud de que dicha exclusión no imposibilita la aplicación del *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*. Lo anterior con el objetivo de dar una señal oportuna al sector, promoviendo los recursos energéticos distribuidos en cumplimiento de lo establecido en la Ley 10086 Ley Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables.

XIII. Que del informe IN-0034-CDR-2023, citado, y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

3. JUSTIFICACIÓN

La creciente penetración de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como evolución tecnológica de los recursos energéticos distribuidos y su acelerada incorporación a la red eléctrica nacional desde 2015 a la fecha, en especial de sistemas de generación distribuida predominantemente fotovoltaicos, hace pertinente la definición de un procedimiento de capacidad de penetración segura de energías renovables variables en SEN.

Este instrumento responde también al cumplimiento de lo dispuesto en la Ley No. 10086, en su artículo 6, inciso f) punto i), en el cual el legislador definió a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) la función de elaborar el instrumento regulatorio que deberá aplicar las empresas distribuidoras y el Operador del Sistema para determinar la capacidad de penetración por circuito de DER que se integran con las redes de distribución del SEN.

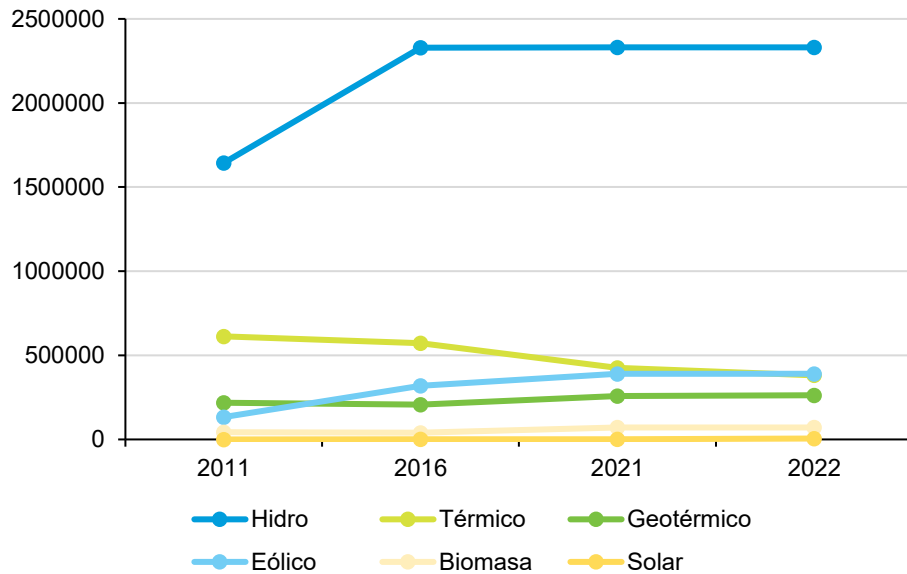
3.1. Matriz eléctrica de Costa Rica

En Costa Rica, entre 2015 y 2022 en promedio el 99% de la energía producida proviene de fuentes renovables, nuestro país es pionero en la incorporación de las energías renovables en la matriz eléctrica. Costa Rica exhibe una matriz eléctrica proveniente de recursos limpios como el hídrico, geotérmico, eólico, solar y la biomasa; junto a una parte de generación térmica.

El primer parque eólico del país, denominado Plantas Eólicas SA (PESA), empezó su operación en 1996 siendo la primera central eólica de gran tamaño y de energías renovables variables en Latinoamérica. Inicialmente, este parque contaba con 58 turbinas de 20 metros de altura y una capacidad total de 23 MW.

En las últimas décadas se han acoplado al SEN, varias plantas de generación renovables, especialmente de fuentes variables como la eólica y solar. Estos cambios pueden observarse en la siguiente figura, la potencia instalada referente a hidro creció en 42% con 144 unidades, la eólica en 194% con 276 unidades y la solar pasó de 0 kW en 2011 a 5400 kW en 2022 con 11 unidades.

Figura 1. Potencia instalada de placa (kW) a diciembre de 2011, 2016, 2021 y 2022



Fuente: Elaboración propia con datos del CENCE, 2011, 2016, 2021, 2022.

La capacidad instalada cuya fuente es eólica o solar para el año 2016 representaba 5% de la matriz eléctrica, cifra que se duplicó en diez años alcanzando el 11,5% en 2022 (cuadro 1).

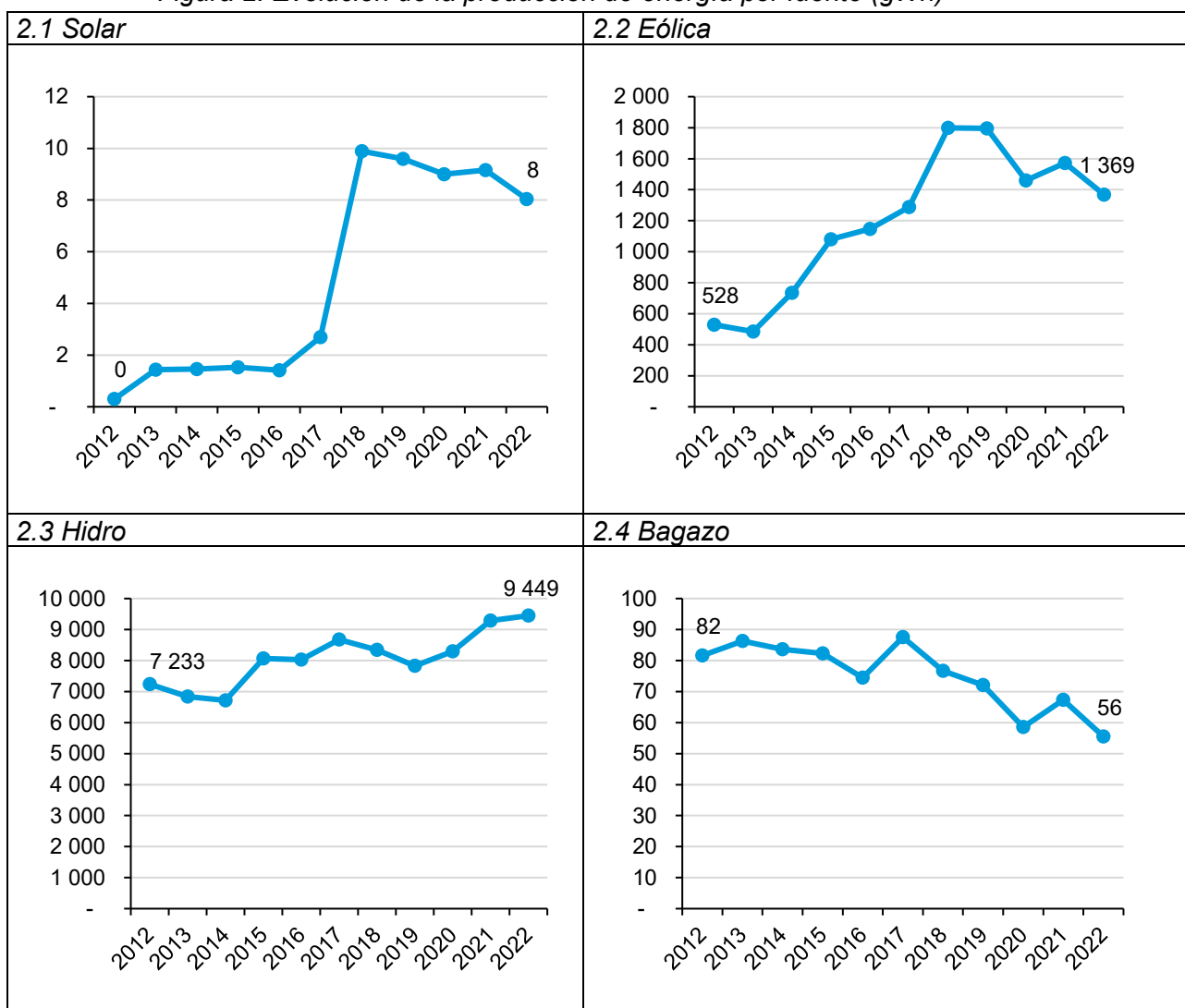
Cuadro 1. Distribución porcentual de la potencia instalada de placa a diciembre de 2011, 2016, 2021 y 2022

Fuente	2011	2016	2021	2022
Hidro	62,0%	67,2%	67,0%	67,7%
Térmico	23,1%	16,5%	12,2%	11,1%
Geotérmico	8,2%	6,0%	7,4%	7,6%
Eólico	5,0%	9,2%	11,2%	11,3%
Biomasa	1,6%	1,2%	2,0%	2,1%
Solar	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Elaboración propia con datos del CENCE, 2011, 2016, 2021, 2022.

La producción de energía para algunas fuentes se presenta en la figura 2, los mayores incrementos se presentan en la energía solar (2578,6% entre 2012 y 2022) y la eólica (159,1%); por su parte la producción por medio de bagazo experimentó una disminución de 32% y la hidro creció en 30,6%.

Figura 2. Evolución de la producción de energía por fuente (gWh)

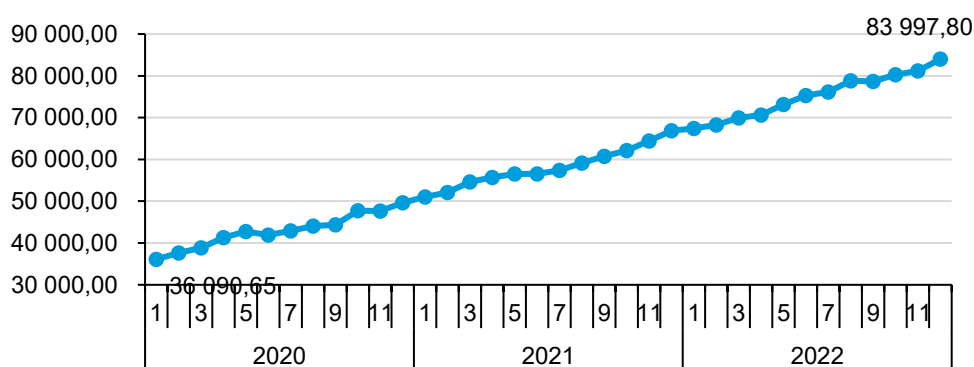


Fuente: Elaboración propia con datos del CENCE, 2022.

3.2. Evolución de la generación distribuida

En años recientes, se han estado integrando a las redes de distribución numerosos sistemas de generación distribuida, predominantemente fotovoltaicos. En la figura 3 se observa la tendencia creciente en la capacidad instalada de generación distribuida para los años 2020 y 2022.

Figura 3. Capacidad instalada (kW) de generación distribuida por mes^{a/}, 2020-2022



a/ Datos preliminares

Fuente: Elaboración propia con datos de RIE-089, Aresep.

Para diciembre de 2022 se contaba con 83.998 kW de capacidad instalada en generación distribuida, el 96,10% de esta corresponde a sistemas fotovoltaicos, 1,51% a biogás, 1,19% a biomasa, 1,16% a hidro y 0,04% de otras fuentes. El 44,6% de la capacidad instalada se encuentra asociada a la CNFL, mientras que en Cooperalfaroruiz es donde se registra la menor cantidad de generadores distribuidos y de capacidad instalada (Cuadro 2).

Por otra parte, el promedio de capacidad instalada difiere por empresa, por ejemplo, en el ICE se registra la menor capacidad instalada promedio (17,51 kW por generador distribuido), mientras que en Coopelesca se registra el mayor promedio, 63,72 kW por generador distribuido.

Cuadro 2. Cantidad de generadores distribuidos y capacidad instalada por empresa, diciembre 2022

<i>Empresa</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Capacidad instalada kW</i>	<i>Porcentaje capacidad instalada</i>	<i>Capacidad instalada promedio</i>
CNFL	237 ¹	37 458,80	44,6%	30,28
ICE	275 ¹	22 571,10	26,9%	17,51
ESPH	194	6 096,60	7,3%	31,43
COOPEGUANACASTE	328	5 976,30	7,1%	18,22
COOPELESCA	91	5 798,20	6,9%	63,72
JASEC	62	3 573,20	4,3%	57,63
COOPESANTOS	82	2 328,80	2,8%	28,40
COOPEALFARORUIZ	9	194,80	0,2%	21,64
Total	278 ³	83 997,80	100,0%	25,62

a/ Datos preliminares

Fuente: Elaboración propia con datos de RIE-089, Aresep.

En el estudio “Global photovoltaic power potential by country”¹ del Banco Mundial, elaborado en junio del 2020 se hizo una comparación entre países empleando datos del Global Solar Atlas (GSA). Como parte de los resultados de dicho trabajo se dispone del siguiente mapa del recurso solar en el cual se detalla el potencial eléctrico fotovoltaico del país. En el mapa se presenta con colores más intensos las zonas con mayor potencial eléctrico fotovoltaico, sobresale la costa del Pacífico como la de mayor potencial, sobre todo en la provincia guanacasteca.

¹ <https://documents1.worldbank.org/curated/en/466331592817725242/pdf/Global-Photovoltaic-Power-Potential-by-Country.pdf>

Figura 4. Potencial eléctrico fotovoltaico de Costa Rica, 2020



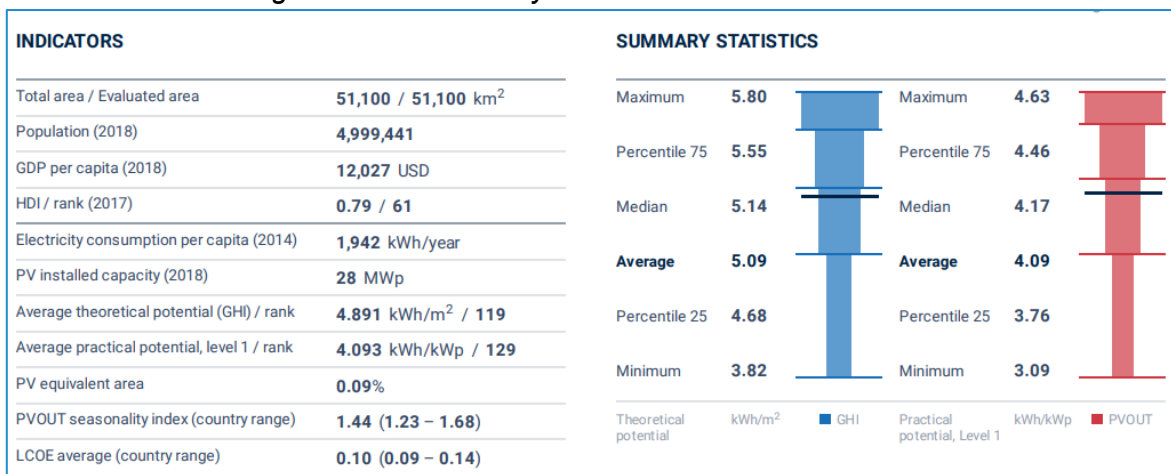
Fuente: <https://globalsolaratlas.info/download/costa-rica>

En dicha fuente de información se indica: “Finalmente, **países en el rango medio entre 3.5 y 4.5 kWh/kWp** corresponden al 71% de la población mundial. Esto incluye cinco de los seis países más poblados del mundo (China, India, EEUU, Indonesia, y Brasil) y 100 otros países (Canada, el resto de Latinoamérica, al sur de Europa, y países africanos alrededor del Golfo de Guinea, así como Asia central y sudeste)”.²

² Interpretación propia a partir del texto original: “Finally, countries in the favorable middle range between 3.5 and 4.5 kWh/kWp account for 71% of the global population. These include five of the six most populous countries (China, India, the United States, Indonesia, and Brazil) and 100 others (Canada, the rest of Latin America, southern Europe, and African countries around the Gulf of Guinea, as well as central and southeast Asia).”

También, se dispone de información para cada país, en la figura 5 se presenta los datos para Costa Rica. En el territorio nacional la media práctica promedio (nivel 1) es de 4.093 kWh/kWp³, con lo cual Costa Rica se posiciona en el lugar 129 a nivel mundial, es decir, al ser comparando con el resto de los países respecto al recurso solar nuestro país se ubica en el rango medio de potencial eléctrico fotovoltaico.

Figura 5. Indicadores y estadísticas sobre Costa Rica



Fuente: <https://globalsolaratlas.info/download/costa-rica>

Particularmente dentro del país, grosso modo, el mayor recurso solar ocurre en la región noroeste y la vertiente pacífica, junto a unas pequeñas regiones en la parte central del país; el potencial medio se ubica en la región Caribe Norte y los valores mínimos se presentan en el Sistema Montañoso Central.

En cuanto a la viabilidad económica de la generación distribuida, en un estudio de la Universidad de Costa Rica⁴ se determinó que la generación distribuida para autoconsumo es más rentable para abonados productores residenciales cuyo consumo mensual se encuentra entre 200 kWh y 1500 kWh, en este caso se amortizaría la inversión en alrededor de diez años. Por otra parte, para abonados productores con consumo mensual inferior a 200 kWh el periodo de amortización de la inversión realizada es de 30 años (suponiendo tarifas y precios actuales).

³ Interpretación propia del texto original: "Average practical potential, level 1 / rank 4.093 kWh/kWp / 129"

⁴ Universidad de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Eléctrica. (2015). Análisis Técnico-Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL. San José, Costa Rica: Universidad de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Eléctrica.

En el caso de los abonados productores sujetos a las tarifas industriales y media tensión, se estima en dicho estudio que la recuperación de la inversión se alcanza en alrededor de 15 años para clientes con consumo eléctrico mensual menor a 3000 kWh, lo cual resulta en un incentivo al autoconsumo para estar por debajo del límite de los 3000 kWh.

Cabe señalar que, según el modelo de asignación de capacidad óptima de generación fotovoltaica (maximiza la rentabilidad del generador) y una probabilidad de instalación para cada cliente de CNFL para la cual se realizó el estudio, la mayor probabilidad de instalación de sistemas fotovoltaicos se presenta en los cantones con mayor nivel de desarrollo.

4. MARCO LEGAL

El establecimiento de instrumentos regulatorios como el propuesto en este documento, tiene sustento en las potestades exclusivas y excluyentes que tiene definida por ley la Aresep, que se citan a continuación.

4.1. Sobre la regulación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica

Tratándose del sector eléctrico en Costa Rica, la definición de políticas y planes nacionales referentes a este sector, que orientan las acciones de los agentes, corresponde a la Secretaría de Planificación Subsectorial de Energía (SEPSE), perteneciente al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), ente que elabora el Plan Nacional de Energía -PNE), - (actualmente, rige el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030), y el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, con el Plan Nacional de Desarrollo (PND), a los cuales está sujeta la ARESEP, según dispone el artículo 1º párrafo segundo, de la Ley de la ARESEP.

Tal y como se indicó en la sección precedente, la labor de regulación del servicio de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas está a cargo de la ARESEP, según se indicó, en el artículo 5.a) la Ley Nº 7593. La prestación de este servicio público, como cualquier otro, amerita por parte de la ARESEP, la fijación de tarifas, ello de conformidad con la normativa aplicable y las metodologías que se establezcan al efecto.

En cuanto al servicio de suministro de energía eléctrica, la ARESEP debe realizar su labor también con vista en el "Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos", Decreto 29847-MP-MINAE-MEIC, que dispone lo siguiente:

"Artículo 1º. Campo de aplicación. Este Reglamento define y describe las condiciones principales en que debe suministrarse el servicio eléctrico, en condiciones normales de explotación."

Su aplicación es obligatoria para las empresas eléctricas que se encuentren establecidas en el país o que llegaren a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

Las condiciones aquí estipuladas pueden ser ampliadas y detalladas parcial o totalmente por los términos del contrato de prestación del servicio, suscrito entre el abonado y la empresa eléctrica, previa autorización de la Autoridad Reguladora, siempre y cuando no se afecten las condiciones del servicio a terceros.

"Artículo 2°. Objeto. El presente Reglamento define y dispone las condiciones generales bajo las cuales se ejercerá la regulación del servicio eléctrico que brindan las empresas a los abonados y usuarios, en las áreas técnicas y económicas."

Asimismo, el "Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía Eléctrica" (Decreto 30065-MINAE) establece:

"Artículo 2°- Este Reglamento tiene como objeto establecer los requisitos y regulaciones de las concesiones en materia de prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica, en concordancia con los Artículos 5 inciso a) y 9 de la Ley N° 7593

(...).

Artículo 3°- El MINAE, tramitará todo lo relacionado con el otorgamiento y cancelación de las concesiones de servicio público de suministro de energía eléctrica en sus etapas de generación y distribución y comercialización de energía eléctrica, excepto aquellas solicitudes amparadas a la Ley N° 7200 y sus reformas, las cuales serán tramitadas por la ARESEP, según lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley N° 7593."

Ahora bien, el sistema de suministro eléctrico comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de la energía eléctrica.

Dependiendo de la etapa en la que se encuentre el servicio de suministro de energía eléctrica, así será la intervención de los diversos participantes del sector y conforme a ello, la ARESEP fijará las tarifas respectivas.

Resulta importante mencionar, que la PGR, en el dictamen C-293-2006, reiteró la competencia de la ARESEP, para la fijación de tarifas sobre el servicio público de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas. Cita en lo de interés:

"(...) El suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización es un servicio público. Debido a esa naturaleza, el inciso a) del artículo 5 de la Ley N° 7593 le otorga

competencia a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos para fijar los precios y tarifas del suministro de energía eléctrica en esas etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. Como puede observarse, la ley le otorga a la ARESEP la competencia para la fijación de tarifas sobre el servicio público de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas, o sea desde su generación hasta su comercialización (...)"

En esa línea, se debe indicar que la generación distribuida en cuanto a la medición neta sencilla fue delimitada por lo establecido en el dictamen de la PGR C-165-2015 y el Decreto Ejecutivo N° 39220- MINAE, "Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición neta sencilla"; reglamento que fue derogado en su totalidad por el Decreto 43879-MINAE "Reglamento a La Ley de Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables, N°10086 del siete de enero del 2022", en su artículo 29; publicado por el Poder Ejecutivo en Alcance N° 17 de la Gaceta N° 18 del 01 de febrero de 2023.

4.2. Sobre la competencia de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

La Aresep es una institución autónoma con personalidad jurídica y patrimonio propio, que ejerce la regulación de los servicios públicos establecidos en la Ley N° 7593, o bien, de aquellos servicios a los cuales el legislador defina como tal (artículos 188 y 189 de la Constitución Política y artículo 1 de la Ley N° 7593). Concretamente, esta Ley establece, en su artículo 5.a, que el servicio eléctrico, en todas sus etapas, constituye un servicio público regulado.

El numeral 3.a) de la Ley N° 7593, define el servicio público, como el que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea así calificado por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de dicha ley.

El artículo 4 de la Ley N° 7593, dispone como objetivos fundamentales de la Aresep, entre otros: "c) Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley; d) Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad (...) y (...) f) Ejercer, conforme lo dispuesto en esta ley, la regulación de los servicios públicos."

Lo anterior, es acorde con lo establecido en el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, Decreto Ejecutivo 29847-MP-MINAE-MEIC, norma que define y describe las condiciones principales en que debe suministrarse el servicio eléctrico, que establece en su artículo 3, entre otras, la calidad de la energía y dispone en sus artículos 16 y 19, que los factores técnicos bajo los cuales se regulará y evaluará la prestación del servicio a los abonados y usuarios serán: a. La calidad del voltaje y frecuencia de la energía servida; b. La continuidad y confiabilidad en el suministro de la energía y c. La calidad y oportunidad de la prestación del servicio.

Tal y como se indicó, la Ley N° 7593, le otorgó a la Aresep, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, según dispone el numeral 5. a) de la Ley N° 7593.

El artículo 6.d) de la Ley N° 7593, establece como obligación de la Aresep "(...) fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos", en relación con lo dispuesto en los numerales 3.b); 6.a) y f); 20; 31 al 37 del mismo cuerpo legal, mediante los cuales se fijan los parámetros, criterios y elementos centrales para la fijación de tarifas conforme al principio de servicio al costo, obligación reiterada en el artículo 4.a).2) del Reglamento a la Ley N° 7593, Decreto 29732-MP.

El artículo 9 de la Ley N° 7593, dispone que, para ser prestador de los servicios públicos, a que se refiere dicha ley, deberá obtenerse la respectiva concesión o el permiso del ente público competente en la materia, según lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley 7593. Se exceptúan de esta obligación las instituciones y empresas públicas que, por mandato legal, prestan cualquiera de estos servicios. Sin embargo, todos los prestadores estarán sometidos a la Ley 7593 y sus reglamentos.

Asimismo, dispone que ningún prestador de un servicio público de los descritos en el artículo 5 de esta Ley, podrá prestar el servicio, si no cuenta con una tarifa o un precio previamente fijado por la Aresep.

Por otro lado, el artículo 14 de la ley de la Aresep establece que son obligaciones de los prestadores:

"a) Cumplir con las disposiciones que dicte la Autoridad Reguladora en materia de prestación del servicio, de acuerdo con lo establecido en las leyes y los reglamentos respectivos.

b) (...)

c) Suministrar oportunamente, a la Autoridad Reguladora, la información que les solicite, relativa a la prestación del servicio.

(...)"

En esa línea, le corresponde a la Aresep, velar por el cumplimiento de las normas de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos que regula; competencia respecto de la cual, el artículo 5 Ley N° 7593, remite al artículo 25 ibidem, el cual establece que la Aresep emitirá y publicará los reglamentos técnicos, que especifiquen las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, con que deberán suministrarse los servicios públicos, conforme con los estándares específicos existentes en el país o en el extranjero, para cada caso.

Normas, que deben concordarse con los artículos 32, 34, 41 y 42 del Decreto Ejecutivo 29847-MP-MINAE-MEIC, los cuales disponen en lo de interés:

"Artículo 32.-Seguimiento técnico y tarifario respecto de las condiciones de la prestación del servicio.

La Autoridad Reguladora dará seguimiento a los diferentes servicios regulados de la industria eléctrica que permita establecer el cumplimiento de las condiciones de prestación del servicio, para ello empleará:

- a. La información que se solicita a las empresas reguladas, según el artículo 24 de la Ley N° 7593.*
- b. Cumplimiento de la normativa vigente.*
- c. Las disposiciones tarifarias que se suministran en las resoluciones emitidas por el Organismo Regulador.*
- d. Los indicadores de servicio al abonado que elabora la misma empresa y aquellos que el Organismo Regulador establezca como de cumplimiento obligatorio.*
- e. Cualquier otra información que a criterio de la Autoridad Reguladora sea necesaria para cumplir con sus funciones."*

"Artículo 34.-Emisión de normas técnicas y económicas.

La Autoridad Reguladora, de conformidad con lo estipulado en la Ley N° 7593 y previa consulta y coordinación con las empresas eléctricas, emitirá las normas bajo las cuales se regulará y evaluará el servicio y que comprende los factores de regulación y evaluación consignados en el artículo 16, de tal manera que se logre el necesario equilibrio entre la oportunidad y posibilidad de las inversiones requeridas por cada empresa eléctrica y la garantía del mejoramiento continuo de los factores de regulación y evaluación."

"Artículo 41.-Responsabilidad de la Autoridad Reguladora.

Como parte de las responsabilidades y potestades que le asigna la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, ésta será responsable de:

- a. Promulgar las normas técnicas y económicas para la debida prestación del servicio.*
- b. Evaluar, regular y fiscalizar la aplicación y el cumplimiento de las normas de este reglamento y de las normas correspondientes.*
- c. Aplicar las sanciones estipuladas en la Ley N° 7593 y su Reglamento."*

"Artículo 42.- Sanciones. Las sanciones a aplicar por el incumplimiento de las normas de este reglamento o de las normas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Reguladora, se harán de conformidad con lo que dispone la Ley N° 7593 y leyes conexas."

De esas normas, se puede extraer, que la Aresep, tiene la competencia exclusiva y excluyente, para la regulación de los servicios públicos indicados en la Ley N° 7593, competencia que es irrenunciable, intransmisible e imprescriptible, según lo establecido en el numeral 66 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP). En ese sentido, definir y establecer las metodologías o modelos tarifarios, fijar las tarifas de los servicios públicos sometidos a su regulación, los procedimientos y normas técnicas que garanticen la correcta prestación de los servicios públicos, forma parte esencial de las competencias conferidas a la Aresep.

Ratificando lo anterior, la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, en la sentencia N° 001687-F-S1- 2012, ha señalado con respecto a las potestades de la Aresep, que "la Autoridad Reguladora se constituye en la autoridad pública que, mediante sus actuaciones, permite la concreción de esos postulados (...). Sus potestades excluyentes y exclusivas le permiten establecer los parámetros económicos que regularan el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios".

Ahora bien, tal y como se indicó anteriormente, la Aresep, tiene competencias exclusivas y excluyentes para fijar tarifas, establecer las metodologías, procedimientos y normas técnicas, y en ese ejercicio debe considerarse lo dispuesto en la Ley N.º 7593 ya analizada.

En este sentido, dichos instrumentos regulatorios, deben ajustarse a la realidad de la prestación del servicio público de que se trate, conforme a criterios fácticos, técnicos, científicos o jurídicos en cumplimiento del interés público, para lo cual, la Aresep ostenta facultades técnicas exclusivas y excluyentes.

Para ejercer estas competencias, la Aresep debe siempre estar ajustada a que todas sus actuaciones deben dictarse apegadas a las reglas unívocas de la ciencia y la técnica, tal y como lo señala el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública, Ley N.º 6227:

"(...)

Artículo 16.-

1. En ningún caso podrán dictarse actos contrarios a reglas unívocas de la ciencia o de la técnica, o a principios elementales de justicia, lógica o conveniencia.

2. El Juez podrá controlar la conformidad con estas reglas no jurídicas de los elementos discrecionales del acto, como si ejerciera contralor de legalidad. (...)”

Ahora bien, de conformidad con lo dispuesto en la Ley No. 10086, en su artículo 6, inciso f) punto i), en el cual el legislador definió a la Aresep la función de elaborar el instrumento regulatorio que deberán aplicar las empresas distribuidoras para determinar la capacidad de penetración de los distintos recursos energéticos distribuidos por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN. Dicha Ley se estará analizando en el punto siguiente.

De tal manera, la Aresep tiene amplias potestades para establecer y utilizar los instrumentos regulatorios que considere convenientes, en tanto se respete, la razonabilidad, proporcionalidad, las reglas de la ciencia y técnica o de los principios elementales de justicia, lógica o conveniencia (artículos 119 del Código Procesal Contencioso Administrativo en concordancia con los artículos 15, 16, 158 inciso 4 y 160 de la LGAP).

Aunado a lo anterior, resulta necesario hacer referencia sobre el tema de la discrecionalidad técnica de la Aresep, para elaborar, definir y establecer los instrumentos regulatorios, y las competencias exclusivas y excluyentes de éstos, entre otras cosas, para determinar los procedimientos y normas técnicas que le permitan ejercer su función regulatoria, ello de conformidad con los artículos: 4, 5 inciso f); 6, 31; 53 inciso n); todos de la Ley N.º 7593, así como el artículo 6 inciso 16) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF). Así las cosas, la discrecionalidad es para elegir en una primera etapa los instrumentos técnicos que correspondan, que serán los que se aplicarán en un segundo momento después de su formalización, etapa en la que opera una reducción de la discrecionalidad de la Aresep.

Ahora bien, el instrumento regulatorio acá propuesto es específicamente uno de los procedimientos técnicos que servirán de guía metodológica y que incluirían criterios, para que a quienes les alcance puedan valorar la capacidad de penetración que se menciona en el punto i) del inciso f) del artículo 6 de la Ley N° 10086. Por lo que se concluye que se trataría de un procedimiento técnico y no de modelos o metodologías tarifarias.

Por su parte, también es necesario observar que el inciso c) de ese mismo artículo, hacer referencia a la formulación y revisión de reglamentación técnica, según se dispone del artículo 25 de la Ley N° 7593. Dicho artículo dispone:

“Artículo 25.- Reglamentación

La autoridad reguladora emitirá y publicará los reglamentos técnicos, que especifiquen las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, con que deberán suministrarse los servicios públicos, conforme a los estándares específicos existentes en El País o en el extranjero, para cada caso.”

Entendida, en términos generales, la reglamentación como un conjunto de normas o reglas, deben considerarse que en el caso del artículo 25 transcrito, la reglamentación refiere a un conjunto de reglas o normas asociadas a las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, que defina la Aresep a fin de que nadie pueda prestación de los servicios públicos.

Según dispuso el CDR en el oficio OF-0175-CDR-2022, del 1 de junio del 2022, los procedimientos técnicos que se mencionan tendrían una función de guía metodológica a partir de diversos criterios, lo que muestra que no se trataría específicamente de un reglamento técnico, en el cual se establezcan reglas y normas asociadas a las condiciones de prestación del servicio público (calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima).

Este procedimiento propuesto involucra aspectos técnicos que son dinámicos, es decir que pueden cambiar de manera constante en el corto plazo, siendo el procedimiento un instrumento idóneo para la estipulación de estos aspectos técnicos pues su aprobación, por su naturaleza, se realiza a través de un proceso de consulta pública, contemplando siempre la importante participación de los interesados y el análisis de sus posiciones, en cumplimiento del artículo 365 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP).

4.3. Ley N° 10086 “Ley para la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”

La ley tiene como objetivo establecer las condiciones necesarias para promover y regular, bajo un régimen especial de integración eficiente, segura y sostenible, las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables. (Ley N° 10086, Artículo 1).

En cuanto a su alcance, la Ley N° 10086 es aplicable a todo abonado, generador distribuidor, persona física o jurídica que posee u opera DER, empresas distribuidoras y demás participantes del SEN, el MINAE, la ARESEP y operador del sistema. (Ley N° 10086, Artículo 3).

Asimismo, se establece en lo conducente en el artículo 6 de la Ley N° 10086 que, son funciones de la ARESEP:

(...)

a) *Dictar, aprobar, y fiscalizar el cumplimiento de todos los instrumentos regulatorios requeridos para asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad, así como para la integración eficiente, segura y sostenible de los recursos energéticos distribuidos y los servicios auxiliares que estos puedan prestar, según lo dispuesto en la presente ley, en estricto apego a los principios regulatorios que orientan el proceso de regulación económica y de la calidad de servicio público relacionado con el suministro de energía eléctrica, en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.*

b) *Fijar las tarifas que sean necesarias para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos que se interconecten a las redes del SEN, según lo dispuesto en la presente ley, para el óptimo desarrollo de la energía eléctrica en Costa Rica y el mayor interés público la fijación tarifaria debe garantizar que no se creen subsidios o cargas económicas en favor de aquellos usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos y en detrimento de abonados y participantes del SEN, atendiendo las buenas prácticas de la contabilidad regulatoria, debiendo separarse los cargos de los recursos energéticos distribuidos de las empresas distribuidoras por costos fijos y costos variables del SEN.*

Las tarifas para la integración y operación de los recursos energéticos distribuidos deben considerar el costo de los servicios auxiliares y respaldo que brinda el SEN, la disponibilidad de la red, los costos de interconexión y acceso, los peajes de distribución y transmisión, los costos e inversiones en la red, así como cualquier otro que la ARESEP establezca mediante el instrumento regulatorio aplicable al efecto.

c) *Dictar el instrumento regulatorio aplicable que fije el precio de compra de excedentes entre las empresas distribuidoras; así como entre las empresas distribuidoras y el generador distribuido, así como de prestación de servicios auxiliares, definidos en el artículo 12 de la presente ley.*

(...)

f) *Definir y formalizar el instrumento regulatorio requerido para la elaboración de estudios que deberán aplicar:*

i) *Las empresas distribuidoras para determinar la capacidad de penetración de los distintos recursos energéticos distribuidos por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN.*

ii) *El OS para determinar la capacidad de penetración segura de generación que utiliza fuentes renovables en el SEN.*

g) Dictar el instrumento regulatorio para habilitar la integración de los recursos energéticos distribuidos al SEN.

(...)

m) Dictar y aplicar los instrumentos regulatorios necesarios para regular los servicios de interés general vinculante; al servicio público establecidos en la presente ley, así como definir los requisitos y las condiciones para otorgar la habilitación de estos; los cuales estarán sujetos a las obligaciones de servicio público tales como (i) calidad, (ii) cantidad, (iii) confiabilidad, (iv) continuidad, (v) oportunidad, (vi) seguridad, (vii) tarifas, (viii) garantías de acceso al servicio, (ix) prestación óptima, (x) suministro de información.

(...)"

Como se puede observar la Ley N° 10086, dispone que la ARESEP ejerza al amparo de sus competencias, la regulación de los servicios de interés general (que así corresponda), aunque no se traten de servicios públicos en el sentido estricto, tomando en consideración que conforme al artículo 6 de dicha ley, la ARESEP debe ejercer dichas funciones.

Ahora bien, sobre los servicios de interés general, de conformidad con el artículo 2 inciso s) de la Ley N° 10086, se indica lo siguiente:

"... servicios o actividades económicas accesorias o complementarias vinculados al servicio público de suministro de energía en todas sus etapas, para satisfacer necesidades de interés general sujetas a obligaciones específicas de servicio público técnico, financiero y contable que establezca la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en el marco de la presente ley."

Se desprende de lo anterior, que los servicios de interés general como lo es la compra-venta de excedentes de energía eléctrica producto de la generación distribuida para autoconsumo, no son servicios públicos en sí mismos, pero pueden estar directamente vinculados a un servicio público, el de suministro de la energía eléctrica en todas sus etapas, lo que implica que podrían coadyuvar en la satisfacción del interés general.

Tal y como lo analizó la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria de la ARESEP (DGAJR) mediante el oficio OF-0045-DGAJR-2022 -el cual analizó las implicaciones sobre el pago del canon de regulación a favor de la ARESEP-, y de lo cual esta Fuerza de Tarea coincide, la ley 10086, estableció que los servicios de interés general son servicios o actividades económicas accesorias o complementarias vinculadas a un servicio público expresamente regulado por la

ARESEP, de forma que, se podrían encontrar íntimamente asociadas a dicha regulación, lo que implica que, a fin de prever una prestación adecuada de dicho servicio público, su regulación se debe extender a los servicios vinculados a éste, de manera que se verifique que efectivamente se interrelacionan a la red eléctrica, colaborando y permitiendo una prestación conforme a la Ley N° 7593.

Si bien los servicios de interés general, como en el caso que nos ocupa, no necesariamente se encuentran automáticamente regulados por la ARESEP, pasan a formar parte de dicho ámbito de regulación (en aplicación de la Ley N° 10086 y N° 7593), en el tanto, efectivamente se encuentren interactuando con la red eléctrica. Es decir, debe considerarse que los servicios de interés general se asocian al servicio de suministro de energía eléctrica y por ende, al ámbito de la regulación, en el momento en que se interconectan con el SEN, sea entregando o no excedentes a la red (incisos k y m) del artículo 2 de la Ley N° 10086), pues dicha interconexión, implica que se es parte de la red eléctrica, lo que claramente, puede tener implicaciones sobre la operación y funcionamiento de ésta.

De lo anterior, se puede concluir que, los servicios de interés general (dispuestos en artículo 11) entre otros la venta de excedentes de energía eléctrica producto de la generación distribuida para autoconsumo, la Ley N° 10086 dispone en su artículo 6, las funciones que le corresponde efectuar a la ARESEP.

Dichas funciones reflejan en conjunto el ejercicio de todas las potestades que se le han asignado a la ARESEP mediante la Ley N° 7593, fiscalización, normativa, tarifaria y sancionadora, de modo que, el legislador está disponiendo que este Ente Regulador, le debe dar a dichos servicios un trato regulatorio con la misma amplitud que a los servicios públicos definidos en el artículo 5 de la Ley N° 7593. Lo anterior, en el entendido de que, dichos servicios de interés general efectivamente tengan una operación que interactúa con la red eléctrica.

4.4. Reglamento a la ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables (Decreto N° 43879-MINAE)

El decreto ejecutivo N° 43879-MINAE publicado en el Alcance N° 17 de La Gaceta N° 18 del primero de febrero 2023, derogó el decreto 39220 aprobado para introducir y regular la generación eléctrica distribuida en Costa Rica.

El decreto 43879 MINAE se justifica en base a los considerandos que se mantiene en vigencia un plan nacional de descarbonización para sustituir los derivados del petróleo por energía eléctrica, y que los recursos energéticos constituyen factores esenciales y estratégicos para el desarrollo socio económico y sostenible del país, por lo que es indispensable planificar su desarrollo a fin de asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente de electricidad, y de esta forma generar una

estrategia de gestión que le permita a los entes del estado relacionados con la actividad energética, la participación y alianza con los sectores de la sociedad, y así, reducir la vulnerabilidad de nuestra economía a factores externos.

Así pues, de conformidad con el artículo 1 del decreto 43879 MINAE, se establece el objetivo de esta norma, en el cual se indica lo siguiente:

Artículo 1. Objetivo. El objetivo del presente reglamento, es regular en complemento con la ley 10086 la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos que interactúen con el Sistema Eléctrico Nacional en las modalidades que indica la Ley, bajo los criterios de eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sostenibilidad que se encuentran en la reglamentaciones dictadas por el MINAE y ARESEP.

En el artículo 3 de dicho cuerpo normativo dispone es de aplicación obligatoria para todos los abonados, generadores distribuidos, personas físicas o jurídicas que posean, operen, diseñen, ensamblen, instalen, conecten, integren, controlen un recurso de energía renovable, ya sea para uso en las instalaciones de los usuarios finales o para ser interconectados al sistema nacional eléctrico así como a las empresas eléctricas cuando sus DER o dispositivos de energía renovable sean interconectados al SEN, en sus diferentes modalidades y servicios auxiliares asociados a ser definidos por la ARESEP.

Es de suma importancia el decreto por cuanto no solo regula a los abonados eléctricos y a las empresas distribuidoras, sino que también a las personas físicas o jurídicas involucradas con el ensamble, integración e instalación de los dispositivos o equipos conocidos de ahora en adelante como DERs.

4.5. Norma Técnica de Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)

La primera versión de esta norma técnica se publicó en el Alcance N.º 12 de La Gaceta N.º 69 del 8 de abril de 2014, cuyo propósito es definir un marco regulatorio que articule el SEN en su totalidad y su última actualización fue realizada por la Junta Directiva mediante resolución RJD-030-2016 publicada en el Alcance N.º 25 a La Gaceta N.º 37 del 23 de febrero de 2016, con el fin de atender lo dictaminado por la PGR en su Dictamen C-165-2015 del 25 de junio de 2015, donde concluyó que la generación distribuida con fuentes renovables para autoconsumo, en su modalidad de neteo simple, no constituye un servicio público, por ser actividad realizada por los abonados a efecto de cubrir sus propias necesidades de energía eléctrica, mediante la aplicación de tecnologías disponibles de generación eléctrica para autoconsumo y que son instaladas por iniciativa propia.

Asimismo, al no haberse promulgado en aquel momento la Ley N.º 10086, la PGR concluyó en entonces que la medición neta completa debía ser considerada dentro de la prestación de servicio público sujeta a lo dispuesto en la Ley N. 7200 y la Ley de la ARESEP. Por lo que la generación distribuida con venta de excedentes requería concesión de servicio público, conforme lo dispuesto en las citadas Leyes y sus reformas.

Al analizar la última versión vigente de la AR-NT-POASEN, se señala que en lo relativo a Generación Distribuida se contemplan aspectos que regulan la relación empresa distribuidora y productores consumidores y las modalidades de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables interconectadas a la red, así como cumplimiento de normativa técnica en materia de distribución, para que la conexión de estos elementos no vaya a ocasionar afectación al sistema de distribución eléctrica, siendo sujeta de revisión de la normativa técnica vigente a partir de la entrada en vigor de la Ley N.º 10086.

4.6. Norma Técnica de Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCOM)

Esta norma técnica resulta importante debido a que define entre otros aspectos las condiciones técnicas, comerciales y contractuales entre el abonado productor y la empresa distribuidora. Según esta norma, todo aquel abonado que desee generar su propia electricidad deberá suscribir un contrato con la empresa distribuidora de servicio eléctrico, así lo estipula el capítulo XVI en su artículo 127: “Cualquier abonado o usuario actual o futuro, puede constituirse como abonado o usuario productor, mediante la firma de un ‘Contrato de interconexión para abonados productores’”.

Es importante destacar que el MINAE, con el objetivo de homologar elementos contractuales entre las partes (abonado productor y empresa distribuidora), definió un contrato tipo para el servicio de interconexión. Esto brinda cierta seguridad al abonado, en el sentido de que los elementos descritos en el contrato son avalados por el ente rector.

Asimismo, el abonado productor deberá cancelar lo correspondiente al costo por acceso e interconexión a la red de distribución, al respecto el artículo 133 dicta: “El abonado-productor deberá cancelar mensualmente a la empresa eléctrica el costo de acceso e interconexión a la red de distribución, según lo establezca la Autoridad Reguladora”.

Además, el abonado productor deberá de cancelar en su facturación los cargos relacionados con el alumbrado público, según se indica en el artículo 135:

“Los productores consumidores pagarán el alumbrado público sobre el total de la energía retirada de la red, la cual se entenderá como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora.”

En resumen, la norma técnica AR-NT-SUCOM regula elementos técnicos ingenieriles de calidad del suministro eléctrico. Además, establece los aspectos comerciales y contractuales entre los distintos tipos de abonados (incluyendo el abonado productor) con las empresas distribuidoras, para lo cual, asigna todo un capítulo al respecto.

Al igual que la norma AR-NT-POASEN, la AR-NT-SUCOM vigente se encuentra actualmente en un proceso de revisión a partir de la entrada en vigor de la Ley N.º 10086, la cual, como se ha indicado, representa una serie de cambios significativos en el marco legal, económico y técnico de los recursos energéticos distribuidos.

4.7. Sobre el tipo de instrumento regulatorio a desarrollar al amparo del artículo 6 inciso f) de la Ley 10086

El 17 de mayo de 2022, mediante oficio OF-0153-CDR-2022, se realizó a la DGAJR la solicitud de criterio sobre mecanismo de participación ciudadana aplicable para el caso de dos instrumentos regulatorios por desarrollar según lo dispuesto en Ley No. 10 086, artículo 6 inciso f, puntos i) y ii).

Sobre este punto, se reitera el análisis realizado DGAJR mediante el oficio OF-0421-DGAJR-2022 -el cual analizó el mecanismo de participación ciudadana aplicable al desarrollo de instrumentos regulatorios indicados en el inciso F) Punto II) y III) el artículo 6 de la ley promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, N°10086-, y de lo cual esta Fuerza de Tarea coincide en su totalidad, en el cual, por la importancia que tiene dicho análisis en el presente informe, se extraen las siguientes conclusiones:

(...)

- 1. El artículo 6 inciso f) puntos ii) y iii), de la Ley N° 10086, dispone que la Aresep defina y formalice los instrumentos regulatorios requeridos para que, tanto las empresas distribuidoras como el OS, determine la capacidad de penetración, en el primer caso, de los distintos recursos energéticos distribuidos por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN, y en el segundo caso, de generación que utiliza fuentes renovables en el SEN.*

2. *El inciso f), puntos ii) y iii) del artículo 6 de la Ley N° 10086, referencia a “instrumentos regulatorios”, sin especificar el tipo de instrumento, por lo que se entiende que el legislador dejó la definición de este aspecto, a cargo de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), para que sea esta, en el ámbito de sus competencias dispuestas según la Ley N° 7593 y considerando la especialidad técnica que la caracteriza, la que disponga el tipo de instrumento regulatorio que correspondería elaborar, aprobar y aplicar.*
3. *Dentro de la gama de instrumentos regulatorios, existe posibilidad, según cada caso particular, de emitir por parte del Aresep, metodologías tarifarias, reglamentos o normas técnicas, procedimientos, entre otros, determinándose el tipo de instrumento según su contenido y finalidad.*
4. *la elaboración de cada instrumento regulatorio debe atravesar el debido proceso, del cual forma parte de la aplicación de un mecanismo de participación ciudadana que permita la intervención de los diferentes interesados en la elaboración de este. No obstante, el mecanismo aplicable depende del tipo de instrumento a desarrollar, por ello resulta esencial definirlo, a fin de determinar si corresponde realizar una audiencia, o bien, una consulta pública.*
5. *según indicó el CDR en el oficio OF-0175-CDR-2022 del 1 de junio de 2022, los instrumentos regulatorios a proponerse serán procedimientos técnicos, que fungirían como una guía metodológica, con criterios que orientarán la valoración, tanto, para el caso del punto ii) como iii) del inciso f) del artículo 6 de la Ley N° 10086.*
6. *para ejercer el derecho de participación ciudadana se han definido diversos mecanismos que permiten la intervención oportuna y activa de la ciudadanía, a saber: la audiencia pública y la consulta pública, según sea el caso. ambos son mecanismos de participación ciudadana reconocidos de la regulación de servicios públicos, pero resultan aplicables en casos diferentes.*
7. *en cuanto a la audiencia pública, el legislador fue expresó al disponer que el artículo 36 de la Ley N°7593, los supuestos específicos en los cuales resulta indispensable la aplicación de este mecanismo.*
8. *el listado incorporado por el legislador en el artículo 36 de la Ley N°7593, no es exhaustivo en cuanto a la totalidad de asuntos que la ley analiza en el ejercicio de sus competencias, quedando excluidos de la celebración de la audiencia pública muchos otros igualmente debe resolver.*
9. *La Aresep venido aplicando otro mecanismo de participación ciudadana: la consulta pública, que también implica que todo interesado pueda intervenir con su posición y alegatos en la discusión referente a alguna propuesta específica en estudio.*
10. *partiendo de que los instrumentos regulatorios a emitirse serían procedimientos técnicos y no reglamentación técnica como tal, o modelos o metodologías tarifarias, es posible descartar su relación con los incisos c) y d).*
11. *A pesar de que no resultaría aplicable la audiencia pública para el caso en cuestión, es necesario señalar que, dichos procedimientos técnicos igualmente podrían tener una incidencia en la esfera jurídica de la ciudadanía, lo que ameritaría la celebración de consulta pública, a fin de brindar el espacio de participación ciudadana necesario.*

(...)

4.8. Sobre el aprobador y responsable del proceso de consulta pública de los procedimientos técnicos, señalados en la Ley N° 10086.

Finalmente, el 4 de julio de 2022, mediante oficio OF-0215-CDR-2022, el CDR realizó a la DGAJR la consulta sobre aprobador y responsable del proceso de consulta pública de procedimientos técnicos señalados en Ley N° 10086.

En ese sentido, sobre la instancia, dependencia y responsable en la Aresep de realizar los procesos de consulta pública y de aprobar las resoluciones correspondientes a los procedimientos establecidos en el artículo 6, inciso f) puntos i) y ii) de la Ley N° 10086, dentro del análisis realizado por la DGAJR mediante el oficio OF-0551-DGAJR-2022 del 1 de agosto del 2022, se extrae en lo conducente:

(...)

La consulta que ahora se conoce, refiere a la dependencia institucional de la Aresep, que debería realizar dicho proceso de consulta pública y al órgano que le correspondería aprobar los procedimientos.

Al respecto, lo primero que debe señalarse es que, el artículo 6, inciso f) puntos i) y ii) de la Ley N° 10086, solamente dispone que la definición y formalización de dichos procedimientos, será parte de las funciones de la Aresep, sin definir ningún detalle sobre el procedimiento a seguir para su elaboración y aprobación, de forma que será la propia Aresep, quien deba definir lo que corresponda.

Dicho lo anterior, es preciso considerar que, si bien para efectos de definir el tipo de mecanismo de participación ciudadana que debe aplicarse en determinado asunto, es necesario considerar el tipo de instrumento regulatorio a emitirse (dado el listado taxativo dispuesto en el artículo 36 incisos c) y d) de la Ley N° 7593), en realidad, las metodologías tarifarias y las normas o reglamentos técnicos (para los cuales se realiza audiencia pública) no son los únicos cuerpos regulatorios que emite la Aresep a fin de cumplir con su labor, pues el ámbito normativo que ésta como ente regulador debe desarrollar, es mucho más amplio, abarcando otros tipos de herramientas normativa como procedimientos, protocolos, entre otros.

Esos otros cuerpos normativos que se emitan fuera del listado del artículo 36 de la Ley N° 7593, en el tanto lo requieran por su contenido y alcance, igualmente serán de conocimiento de la ciudadanía mediante una consulta

pública, no obstante, lo que en este punto interesa, es que, indistintamente del mecanismo de participación ciudadana que se emplee para definir un instrumento o cuerpo regulatorio, el ordenamiento jurídico de naturaleza regulatoria que puede establecer la Aresep es amplio y variado.

Ahora bien, siendo que según corresponda, la Aresep puede emitir metodologías tarifarias, normas, reglamentos técnicos, procedimientos, protocolos, entre otros, es preciso considerar que todos ellos, forman parte de un amplio ámbito normativo que busca establecer reglas que orienten el quehacer regulatorio con el fin de que la Aresep ejerza las competencias y potestades dispuestas mediante la Ley N° 7593.

Partiendo de la Ley N° 7593, se denota que en su literalidad, ésta solamente hace referencia a los modelos tarifarios, normas y reglamentos, sin mencionar expresamente, cualquier otro tipo de cuerpo normativo que pueda emitir la Aresep, no obstante, como se ha dicho, éstos no son los únicos que pueden ser aprobados para desarrollar su labor regulatoria.

En este sentido, el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF), en su artículo 6, incisos 14) y 16) en complemento del artículo 53 de la Ley N° 7593, ha definido que sea la Junta Directiva de la Aresep, la que proceda con la aprobación de las metodologías tarifarias y los reglamentos técnicos que se requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en la ley.

De lo anterior, se desprende que, aunque como se ha dicho, la Ley N° 7593 y el RIOF, no señalan la totalidad de los posibles cuerpos normativos que emite la Aresep, igualmente, a los que no se indican se les debe dar el mismo trato que a los mencionados, pues de la misma forma, se requieren para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en la ley.

De la interpretación armónica de las normas indicadas, dentro de un marco de razonabilidad y lógica, se desprende del espíritu de éstas, que le corresponde la aprobación de tales procedimientos a la Junta Directiva de la Aresep, en aplicación del principio del paralelismo de las formas (derivado del artículo 7 de la Ley General de la Administración Pública) que rige en el Derecho Administrativo, al ser instrumentos de alcance general, que afectan a una pluralidad de actores.

Al respecto, debe evidenciarse que la relación de un cuerpo normativo o instrumento regulatorio que se emita, con la correcta aplicación del marco regulatorio legalmente dispuesto, resulta estar asociada a las funciones de la

Junta Directiva, como órgano superior supremo de la Aresep, en el tanto le corresponde velar por al ejercicio de las potestades y competencias que le han sido conferidas como Ente Regulador.

En el caso que nos ocupa, los procedimientos técnicos a los que se refiere el artículo 6 inciso f) puntos i) y ii) de la Ley N° 10.086, están asociados con la correcta aplicación del marco regulatorio relacionado con los recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables. Dicho marco regulatorio se compone, según ha dispuesto la Ley N° 10086, por una serie de instrumentos regulatorios, todos los cuales están en proceso de elaboración por parte de la Aresep, a la luz de los transitorios dispuestos en ese mismo cuerpo normativo.

Tales instrumentos buscan darle aplicabilidad a la Ley N° 10.086, siendo que, se están desarrollado por parte del CDR considerando sus funciones establecidas en el RIOF, y posteriormente, serán aprobados por la Junta Directiva también, según sus funciones. En este sentido, debe acotarse que los procedimientos técnicos sobre los que se consulta son un complemento técnico, de esos otros instrumentos en construcción, e igualmente, permitirán la correcta aplicación del marco regulatorio.

Lo anterior quiere decir que, además, resulta razonable buscar homogeneidad y compatibilidad entre todos los instrumentos regulatorios a definir, incluyendo los procedimientos técnicos en cuestión, lo que indica que resulta oportuno que el CDR realice el trámite de construcción de los mismos al igual que con los otros, ello considerando que, según el artículo 21 del RIOF, dicha Dirección General es la responsable del proceso institucional de investigación y desarrollo de la regulación, con funciones como: "(...) 2. Liderar la innovación y mejora continua del proceso de regulación. 3. Revisar la validez y competitividad de los modelos que están siendo aplicados por Aresep para regular los servicios públicos. 4. Investigar las mejores prácticas y estado del conocimiento sobre regulación de servicios públicos y su aplicabilidad en la Aresep. (...)”

(...)

De lo anterior, se desprende que, salvo algún caso justificado por las funciones de alguna otra dependencia institucional, el CDR conforme a sus funciones, se encuentra llamado a desarrollar los instrumentos regulatorios dispuestos en la Ley N° 10086 y tramitar el respectivo procedimiento, cuyas propuestas serían sometidas para aprobación de la Junta Directiva, para lo cual deberá instruir el procedimiento de consulta pública, según corresponda.

5. ENFOQUE CONCEPTUAL

a. Propósito

El presente procedimiento establece en detalle los requisitos técnicos, información y criterios a considerar por las empresas distribuidoras y el Operador de Sistema (OS) para determinar la capacidad de penetración (o alojamiento) por circuito de distribución de recursos energéticos distribuidos que se integran con las redes de distribución del SEN sin impactar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico, tanto a nivel de media tensión (MT) como baja tensión (BT), de manera que se cumpla con los criterios de seguridad operativa, así como los criterios de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad, seguridad y desempeño establecidos en la regulación nacional y regional vigente.

b. Campo de aplicación

Son sujetos de aplicación de este procedimiento:

- *El Operador del Sistema*
- *Las empresas distribuidoras de energía eléctrica*
- *Toda persona física o jurídica que posee u opere un DER interconectado al SEN que genere o descargue energía eléctrica almacenada*
- *Generadores distribuidos para autoconsumo*
- *Almacenadores de energía dispuestos a la provisión de servicios auxiliares*
- *Agregadores⁵ de recursos energéticos distribuidos*

[...]

- XIV.** Que en la sesión extraordinaria 71-2023, celebrada el 4 de setiembre de 2023, cuya acta fue ratificada el 6 de setiembre de 2023, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, una vez analizada la solicitud formulada y con fundamento en el oficio OF-0235-CDR-2023 del 20 de julio de 2023, en el cual se adjuntó el informe IN-0034-CDR-2023, que corresponde al informe técnico final de la propuesta del “*Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el*

⁵ Decreto No. 43879-MINAE Artículo 5. Definiciones. Agregador: Es la persona física o jurídica legalmente instituido ante la Aresep como un agente económico independiente que, desde el conocimiento y el uso intensivo de la tecnología, estructura la demanda energética para aportar al abonado o PDER una serie de beneficios adicionales, incluyendo la habilitación para proveer servicios al operador del sistema de distribución de la empresa eléctrica del abonado.

sistema eléctrico nacional”, el informe IN-0033-CDR-2023, que corresponde al informe técnico sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública, así como el oficio OF-0507-DGAJR-2023 del 15 de agosto de 2023 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, realiza los siguientes ajustes respecto al informe IN-0033-CDR-2023:

En sección 1.3, página 12, en cuanto a respuesta dada a COOPELESCA, léase de el párrafo 2 de la siguiente manera:

(...) Respecto a este tema, se elimina lo referente a facilitar los permisos de licenciamiento y se incluye en el apartado 2 CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES, se incorpora el siguiente texto aclaratorio:

“Además, las empresas distribuidoras deberán brindarle al OS las bases de datos y el modelo del circuito en SIG con los atributos, datos y formatos que solicite el OS para emitir criterio no vinculante, con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086. Es responsabilidad de las empresas distribuidoras, y no del OS, resguardar las bases de datos utilizadas para los estudios de cada circuito y entregar los modelos de los circuitos en SIG debidamente depurados, sin errores y en el formato que defina el OS.” (...)

En sección 2.6.1, página 19, en cuanto a respuesta dada al ICE, léase el párrafo 3 de la siguiente manera:

“Sin embargo, se considera oportuno agregar el siguiente texto en el numeral 2 CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES: “Además, las empresas distribuidoras deberán brindarle al OS las bases de datos y el modelo del circuito en SIG con los atributos, datos y formatos que solicite el OS para emitir criterio no vinculante, con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086. Es responsabilidad de las empresas distribuidoras, y no del OS, resguardar las bases de datos utilizadas para los estudios de cada circuito y entregar los modelos de los circuitos en SIG debidamente depurados, sin errores y en el formato que defina el OS.”, para efectos de precisión y aclaración.”

En sección 2.19, página 35 y 36, en cuanto a la respuesta dada al ICE, léase de la siguiente manera:

(...) Se modifica el texto para eliminar la responsabilidad del OS en la realización de los estudios. En cuanto al establecimiento de plazos al OS para emitir criterio, se le indica al ponente que dicho aspecto será valorado en el marco de la modificación de los reglamentos técnicos a la Luz de la Ley No. 10086 y su reglamento.

Basado en esto, se recomienda modificar el numeral 2 “Consideraciones Generales Aplicables”, al sustituir el párrafo: “Además, las empresas distribuidoras deberán gestionar y facilitar los permisos de licenciamiento para que el OS pueda emitir criterio no vinculante con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086.” por “Además, las empresas distribuidoras deberán brindarle al OS las bases de datos y el modelo del circuito en SIG con los atributos, datos y formatos que solicite el OS para emitir criterio no vinculante, con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086. Es responsabilidad de las empresas distribuidoras, y no del OS, resguardar las bases de datos utilizadas para los estudios de cada circuito y entregar los modelos de los circuitos en SIG debidamente depurados, sin errores y en el formato que defina el OS”.; así como eliminar la referencia al OS en el numeral 7 “Criterios de Evaluación de Capacidad de Alojamiento”.

En consecuencia, a partir de lo argumentado por el ponente, se observan motivos para modificar la propuesta de este procedimiento en el sentido descrito, en cuanto a este particular aspecto. (...)

En sección 3.7 página 45, en cuanto a la respuesta dada a Cámara de Generación Distribuida, léase el primer párrafo de la siguiente manera:

“Se aclara al ponente que los tiempos para la actualización de los estudios empiezan a correr desde la publicación del último estudio. La actualización de los estudios se realizará anualmente.”

En la sección 4.2. páginas 48 y 49, en cuanto a la respuesta dada a ESPH, léase el párrafo 3 de la siguiente manera:

(...) Respecto a este tema, se elimina lo referente a facilitar los permisos de licenciamiento y se incluye en el apartado 2 CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES, se incorpora el siguiente texto aclaratorio:

“Además, las empresas distribuidoras deberán brindarle al OS las bases de datos y el modelo del circuito en SIG con los atributos, datos y formatos que solicite el OS para emitir criterio no vinculante, con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086. Es responsabilidad de las empresas distribuidoras, y no del OS, resguardar las bases de datos utilizadas para los estudios de cada circuito y entregar los modelos de los circuitos en SIG debidamente depurados, sin errores y en el formato que defina el OS.” (...)

En sección 4.4, página 49, en cuanto a la respuesta dada a ESPH, léase el segundo párrafo de la siguiente manera:

(...)Respecto a este tema, tómesese nota que post consulta pública se recomienda, en el apartado 2 CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES, incorporar el siguiente texto aclaratorio:

“Además, las empresas distribuidoras deberán brindarle al OS las bases de datos y el modelo del circuito en SIG con los atributos, datos y formatos que solicite el OS para emitir criterio no vinculante, con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086. Es responsabilidad de las empresas distribuidoras, y no del OS, resguardar las bases de datos utilizadas para los estudios de cada circuito y entregar los modelos de los circuitos en SIG debidamente depurados, sin errores y en el formato que defina el OS.” (...)

En la sección 4.9. página 53, en cuanto a la respuesta dada a ESPH, léase de la siguiente manera: *“En esta primera versión de procedimiento la periodicidad para realizar la actualización del estudio se mantendrá de forma anual, sin que a futuro se pueda valorar una modificación en función del ritmo de instalación de DER en los circuitos de distribución y otras condiciones identificadas durante la aplicación de este instrumento.*

En consecuencia, a partir de lo argumentado por el ponente, no se observan motivos para modificar la propuesta, en cuanto a este particular aspecto.”

En la sección 5.3. página 55 y 56, en cuanto a la respuesta dada a CEDET, léase el párrafo 3 de la siguiente manera:

(...) Respecto a este tema, se elimina lo referente a facilitar los permisos de licenciamiento y se incluye en el apartado 2 CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES, se incorpora el siguiente texto aclaratorio:

“Además, las empresas distribuidoras deberán brindarle al OS las bases de datos y el modelo del circuito en SIG con los atributos, datos y formatos que solicite el OS para emitir criterio no vinculante, con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086. Es responsabilidad de las empresas distribuidoras, y no del OS, resguardar las bases de datos utilizadas para los estudios de cada circuito y entregar los modelos de los circuitos en SIG debidamente depurados, sin errores y en el formato que defina el OS.” (...)

- XV.** Que por unanimidad de votos de las personas miembros presentes acuerda, dictar la presente resolución, tal y como se dispone.

POR TANTO

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

RESUELVE:

- I. Dar por recibido, **a)** el oficio OF-0235-CDR-2023, del 14 de julio de 2023 en el cual se acogió el informe IN-0034-CDR-2023 excepto lo indicado en la Sección 6. correspondiente al informe técnico final del *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”* y sin considerar los cambios catalogados como sustanciales en el oficio OF-0507-DGAJR-2023 referente al procedimiento contenido en dicho informe, **b)** el informe IN-0033-CDR-2023 con los ajustes indicados en el Considerando XIV de la presente resolución, que corresponde al informe técnico sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública y **c)** el oficio OF-0507-DGAJR-2023 del 15 de agosto de 2023 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.
- II. Dictar el siguiente “Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”, para que se lea de la siguiente manera:

Índice de contenidos

“PROCEDIMIENTO DE CAPACIDAD DE PENETRACIÓN DE DER POR CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN QUE SE INTEGRAN CON LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL SEN”	
1. GENERALIDADES	36
1.1. Propósito	36
1.2. Campo de aplicación	37
1.3. Obligaciones de los sujetos de aplicación	37
2. CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES	41
3. CARACTERÍSTICAS QUE CUMPLE EL PROCEDIMIENTO TÉCNICO	43
4. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN	45
5. ESTUDIO BASE DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITOS	46
6. ASIGNACIÓN Y SIMULACIÓN DE DER FUTUROS EN EL CIRCUITO	47

6.1. Asignación y simulación de DER de gran escala	47
6.2. Asignación y simulación de DER de pequeña escala	50
7. CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO	52
7.1. Aumento de tensiones en régimen permanente	52
7.2. Variaciones de tensión	52
7.3. Desbalances de tensión:	53
7.4. Aumento de acciones de control.....	53
7.5. Sobrecarga de conductores y transformadores	54
7.6. Reducción de alcance.....	54
7.7. Disparo indebido (<i>sympathetic tripping</i>)	56
7.8. Aumento de corriente de falla.....	57
7.9. Coordinación fusible – interruptor	58
8. REPORTE DE RESULTADOS DE CAPACIDAD DE PENETRACIÓN	59
9. INCUMPLIMIENTOS.....	61
10. TRANSITORIO.....	61
11. REFERENCIA	62
8. CONCLUSIONES.....	63

PROCEDIMIENTO DE CAPACIDAD DE PENETRACIÓN DE DER POR CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN QUE SE INTEGRAN CON LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL SEN

1. GENERALIDADES

1.1. Propósito

El presente procedimiento establece en detalle los requisitos técnicos, información y criterios a considerar por las empresas distribuidoras y el Operador de Sistema (OS) para determinar la capacidad de penetración (o alojamiento) por circuito de distribución de recursos energéticos distribuidos (DER) que se integran con las redes de distribución del SEN sin impactar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico, tanto a nivel de media tensión (MT) como baja tensión (BT), de manera que se cumpla con los criterios de seguridad operativa, así como los criterios de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad, seguridad y desempeño establecidos en la regulación nacional y regional vigente.

1.2. Campo de aplicación

Son sujetos de aplicación de este procedimiento:

- 1) El Operador del Sistema
- 2) Las empresas distribuidoras de energía eléctrica
- 3) Toda persona física o jurídica que posee u opere un DER interconectado al SEN que genere o descargue energía eléctrica almacenada. Este procedimiento no le será aplicable a la modalidad de operación para la generación distribuida sin entrega de excedentes a la red
- 4) Almacenadores de energía dispuestos a la provisión de servicios auxiliares
- 5) Agregadores⁶ de recursos energéticos distribuidos

1.3. Obligaciones de los sujetos de aplicación

- a) Son obligaciones de los agentes del MEN, PDER, agregadores y participantes del SEN:
 - i. Cumplir con las disposiciones que dicte este procedimiento.
 - ii. Suministrar a las empresas distribuidoras y al OS, la información técnica que requiere para la aplicación de este procedimiento en los plazos que estos determinen.
- b) Son obligaciones de las empresas distribuidoras:
 - i. Elaborar los análisis y aplicación de criterios establecidos en este procedimiento.
 - ii. Mantener actualizada la capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN, conforme los resultados obtenidos de la aplicación de este procedimiento.
 - iii. Publicar en sus páginas Web, al menos, las siguientes características de sus circuitos: tensión nominal de MT, longitud de línea trifásica, la capacidad instalada de transformación y la cantidad y capacidad de DER existentes en estos, así como los límites actualizados de capacidad de penetración por circuito de distribución obtenidos por medio de la aplicación de este procedimiento.

⁶ Decreto No. 43879-MINAE Artículo 5. Definiciones. Agregador: Es la persona física o jurídica legalmente instituido ante la Aresep como un agente económico independiente que, desde el conocimiento y el uso intensivo de la tecnología, estructura la demanda energética para aportar al abonado o PDER una serie de beneficios adicionales, incluyendo la habilitación para proveer servicios al operador del sistema de distribución de la empresa eléctrica del abonado.

c) Son obligaciones del OS:

- i. Elaborar los análisis y aplicación de criterios establecidos en este procedimiento.
- ii. Emitir criterio no vinculante ante la Aresep con respecto a la aplicación del instrumento regulatorio utilizado en el estudio de capacidad de penetración del circuito, en caso de diferencias entre la empresa distribuidora, el generador distribuido o cualquier persona física o jurídica que posee u opera DER.

1.4. Documentos relacionados

1.4.1 Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER- (Libro III)

1.4.2 Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)

1.4.3 Procedimiento Integración al SEN de renovables variables y sistemas de almacenamiento

1.4.4 Procedimiento de Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN

1.4.5 Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el sistema eléctrico nacional

1.4.6 Norma técnica "Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional." (AR-NT-POASEN) vigente

1.4.7 Normas y Reglamentos técnicos en materia de calidad de energía que establezca la Aresep

1.5. Definiciones

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, MEN

Son agentes del Mercado Eléctrico Nacional:

- a) Instituto Costarricense de Electricidad: Responsable de la satisfacción de la demanda nacional de electricidad. Participa en Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Responsable de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado y de la Planificación Eléctrica Nacional.

- b) Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.: Participa en generación hasta su propia demanda, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.
- c) Generadores Privados: Participan en generación eléctrica con contrato de compra de energía suscrito con el ICE por disposición de la Ley N° 7200 capítulos I y II.
- d) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.
- e) Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.
- f) Cooperativas de Electrificación Rural: Participan en generación en los términos que autoriza la Ley N° 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal. Siendo actualmente la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos R. L., y Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R. L.
- g) Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R. L.: Participa en generación de electricidad en conjunto con las Cooperativas asociadas, de conformidad con la Ley N° 8345.
- h) Usuarios conectados en alta tensión: Abonado en alta tensión, persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en alta tensión.
- i) Y otros legalmente autorizados.

Agregador: es la persona física o jurídica legalmente instituido ante la Aresep como un agente económico independiente que, desde el conocimiento y el uso intensivo de la tecnología, estructura la demanda energética para aportar al abonado o PDER, o un conjunto de ellos, una serie de beneficios adicionales, incluyendo la habilitación para proveer servicios al operador del sistema de distribución de la empresa eléctrica del abonado.

Capacidad de penetración o de alojamiento por circuito: Es la capacidad máxima de cada circuito eléctrico del SEN para poder aceptar DER sin que estos afecten su operación y sin afectar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico por su interacción con la red de distribución. Una vez que se alcanza esta capacidad instalada, la posibilidad de efectos adversos en la operación del circuito es alta.

Disparo indebido o falso: se presenta cuando el aporte a corrientes de falla de los generadores instalados en un circuito provoca el disparo indebido de su interruptor principal durante una falla en un segundo circuito que comparte la misma subestación (fuente). Conocido en la literatura técnica por su término en inglés: sympathetic tripping.

Fuentes de energía renovable: fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural.

Fuentes de energía renovable variables: fuentes de energía renovable cuya fuente de energía primaria varía con el tiempo, se caracterizan por su comportamiento no constante en el tiempo e incierto, dependiente de las condiciones meteorológicas o hidrológicas, por lo tanto, difícil de pronosticar con precisión.

Mercado eléctrico Nacional (MEN): ámbito regulado en el que se satisface la demanda nacional de electricidad. Participan prestadores del servicio público de electricidad en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, debidamente autorizados por Ley al efecto. Así como los consumidores conectados en alta tensión.

PDER: toda persona física o jurídica que posee u opere un DER.

Punto de conexión⁷: Lugar topológico donde se enlaza la red del usuario con el Sistema Eléctrico Nacional.

Recursos energéticos distribuidos (DER): son tecnologías de generación y almacenamiento conectadas directamente a la red de distribución, capaces de inyectar potencia activa a la red. Para efectos de este procedimiento, únicamente se consideran los sistemas de generación distribuida para autoconsumo y almacenamiento.

Sistemas de almacenamiento de energía: toda tecnología (eléctrica, magnética, mecánica, electroquímica o química), con capacidad de manera cíclica de almacenar energía eléctrica que fue generada en un momento previo, para su utilización de manera diferida, es decir posterior al momento de generación. Dentro del almacenamiento de energía se incluyen las centrales de bombeo.

Sistemas a gran escala: Todos los sistemas de generación distribuida excluidos de la definición de sistemas a pequeña escala.

⁷ Norma técnica AR-NT-POASEN, artículo 3 “Definiciones”.

Sistemas a pequeña escala⁸: Se define como sistema a pequeña escala a todos los medios de generación distribuida para autoconsumo interconectados con el SEN, con potencia menor o igual a 5.000 kilowatts (5 MW), misma que será revisada cada 3 años por el MINAE.⁹

1.6 Siglas y acrónimos

AMI: Infraestructura de medición avanzada (por sus siglas en inglés: Advanced Metering Infrastructure).

Aresep: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de Costa Rica.

BT: Baja tensión

DER: Recursos energéticos distribuidos (por sus siglas en inglés: Distributed Energy Resources)

MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía

MT: Media tensión

OS: Operador del Sistema

PCPC: Procedimiento de capacidad de penetración por circuito

RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional

SIG: Sistema de información geográfica.

SCADA: Sistema de adquisición de datos y de control supervisorio (por sus siglas en inglés Supervisory Control and Data Acquisition).

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

2. CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES

Las capacidades de alojamiento de DER varían a lo largo del circuito. Estas capacidades no se mantienen constantes en el tiempo debido a posibles cambios topológicos en este, así como cambios en carga y generación, la conexión de nuevos DER, entre otros, por lo que por lo que se debe estimar la capacidad de penetración en cada circuito con periodicidad anual.

⁸ Decreto N° 43879-MINAE Reglamento a la Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Capítulo II Del Sistema de Generación Distribuida para Autoconsumo a Pequeña Escala, Artículo 7.

⁹ Para efectos de la aplicación de este procedimiento, la potencia del sistema interconectado corresponde a la suma de la potencia total de sistema interconectado en un mismo punto de conexión.

La determinación de la capacidad de penetración de DER por circuito debe contemplar como mínimo los siguientes análisis:

- Tensión: debe considerar las posibles variaciones de tensión, condiciones de tensiones altas y bajas en MT y BT, así como impacto en los equipos de regulación de tensión en el circuito.
- Protección: debe considerar los potenciales problemas de selectividad y coordinación de las protecciones existentes debido a cambios en las corrientes de falla por los aportes de los DER. Los tipos de falla a considerar son: falla trifásica a tierra, monofásica a tierra, bifásica a tierra y bifásica, con impedancia de falla igual a cero para todos los casos.
- Cargabilidad: debe considerar las posibles sobrecargas térmicas tanto en conductores como en transformadores ante un aumento del flujo de corriente en el circuito por las inyecciones de potencia de los DER.

Los estudios¹⁰¹¹ para estimar la capacidad de los circuitos para alojar recursos energéticos distribuidos se basan en simulaciones por computadora de escenarios futuros que modelan el comportamiento de la red para diferentes niveles de penetración de DER y así evaluar los efectos de estos recursos en la red.

Los estudios deben realizarse en un software de simulación de circuitos de MT y BT con capacidad de realizar cálculos de flujos de potencia y corrientes de cortocircuito, con y sin DER, para aplicar los criterios de evaluación que se detallan en este procedimiento. Indistintamente de la herramienta que decida el sujeto de aplicación, esta debe satisfacer las necesidades que se detallan en este instrumento regulatorio.

No obstante, la empresa distribuidora debe presentar ante la adquisición de una herramienta o software, un análisis costo beneficio que permita a la Aresep realizar la valoración de la inversión en el marco de la aplicación tarifaria que realiza la Intendencia de Energía o el área encargada de fijar las tarifas.

Además, las empresas distribuidoras deberán brindarle al OS las bases de datos y el modelo del circuito en SIG con los atributos, datos y formatos que solicite el OS para emitir criterio no vinculante, con respecto de la aplicación de este procedimiento, según el artículo 5 inciso f) de la Ley N° 10086. Es responsabilidad de las empresas distribuidoras, y no del OS, resguardar las bases de datos utilizadas para los estudios de cada circuito y entregar los modelos de los circuitos en SIG debidamente depurados, sin errores y en el formato que defina el OS.

¹⁰ *Impact Factors, Methods, and Considerations for Calculating and Applying Hosting Capacity*. EPRI, Palo Alto, CA: 2018. 3002011009.

¹¹ Nagarajan, Adarsh and Yochi Zakai. 2022. Data Validation for Hosting Capacity Analyses. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A40-81811

Cada empresa de distribución de energía eléctrica debe extraer de sus sistemas de información geográficos la información de los elementos del circuito para la posterior inclusión en el software de simulación. En consecuencia, cada empresa distribuidora debe contar con un modelado depurado y estandarizado de sus circuitos de distribución, que permita estimar la capacidad de alojamiento de los DER.

Cada empresa distribuidora deberá estimar la capacidad de penetración en cada circuito para DER de gran escala y de pequeña escala. Para evaluar DER de gran escala se deben considerar asignaciones en diferentes nodos trifásicos de MT a lo largo del circuito, uno a la vez, mientras que para el caso de pequeña escala se deben considerar múltiples nodos de MT y BT de manera simultánea. En este segundo caso, los DER se deben asignar a partir de la ubicación y distribución de la carga actual en el circuito.

Los resultados de capacidad de penetración de DER deben guardarse en el sistema de información geográfica para la posterior generación y publicación de los mapas de capacidad de penetración.

Dentro de los principales factores que definen la cantidad de DER que pueden ser instalados en un circuito de distribución se encuentran:

- a) Localización y comportamiento de la demanda del circuito.
- b) Localización y comportamiento de las inyecciones de potencia en el circuito.
- c) La topología y características del circuito.

Dado que todos los circuitos tienen características particulares, la capacidad de alojamiento en cada circuito es propia y no necesariamente será similar a otro circuito, indistintamente de compartir el mismo nivel de tensión nominal o poseer una longitud similar. Por esto, los estudios de capacidad de alojamiento deben realizarse para cada circuito de manera independiente.

3. CARACTERÍSTICAS QUE CUMPLE EL PROCEDIMIENTO TÉCNICO

Transparente y abierto: el procedimiento técnico sirve de guía clara y abierta para que pueda ser analizada por terceros en términos de supuestos utilizados, ventajas, desventajas y posibilidades de mejora, ya que estos análisis y métodos están en constante evolución.

Repetible y consistente: es repetible pues deberá aplicarse cada cierto tiempo por las modificaciones de los circuitos, a saber: capacidad instalada, demanda y cambios topológicos. Además, tiene la capacidad de ser aplicado por cada una de las empresas de distribución de energía eléctrica.

Disponible: está basado en información disponible de las empresas eléctricas, entre ellas el modelo del circuito en SIG, los registros de mediciones, cálculos de corrientes de falla en subestación y registros de AMI.

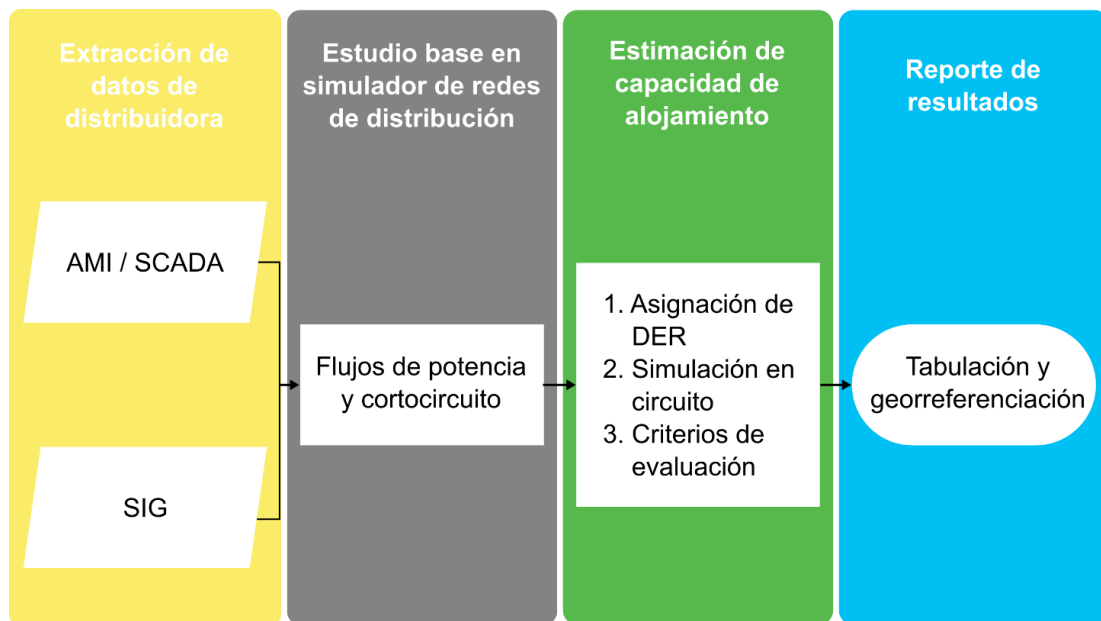
Escalable y eficiente: permite la escalabilidad para analizar sistemas de distribución completos, con capacidad de producir los resultados deseados con poco o ningún desperdicio (en cuanto a tiempo u otros recursos).

Considera todas las ubicaciones de DER: la ubicación de los DER en el circuito es uno de los principales factores que impactan la capacidad de alojamiento. Por esto, todas las secciones del circuito deben ser evaluadas¹² y se consideran potenciales puntos de instalación tanto a nivel de MT como BT.

Este procedimiento se debe aplicar para una sola topología del circuito en condiciones normales de operación. Si se desea analizar la capacidad de alojamiento para diferentes configuraciones topológicas del circuito, por ejemplo, en condiciones de respaldo, las empresas eléctricas y/o el OS podrán repetir el análisis para cada uno de los casos.

La Figura 1 muestra el diagrama general del procedimiento técnico para estimar la capacidad de alojamiento de DER en los circuitos de distribución:

Figura 1. Diagrama general del PCPC



Fuente: Informe final del servicio profesional asociado a contratación 2020CD-000439-0000400001 CENCE-UCR [2]

¹² San Diego Gas and Electric Company, "Module 3, Pre-Commercial Demonstration of the EPRI DRIVE Tool" 2017.

El procedimiento se divide en cuatro etapas que se detallan en este procedimiento. La primera se relaciona con la información requerida para realizar el estudio de capacidad de penetración. La segunda etapa consiste en el estudio base del circuito para simular y representar la condición actual del circuito de distribución por medio de cálculos de flujos de potencia y cortocircuitos. Este estudio base se usa para comparar la condición actual contra las condiciones del circuito a mayores niveles de penetración de DER. La tercera etapa consiste en la asignación y simulación de DER futuros en el circuito de distribución y la aplicación de los criterios de evaluación. La última etapa consiste en el reporte de resultados y la creación de los mapas de capacidad de penetración del circuito.

4. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN

El modelado del circuito en el software de simulación se obtiene a partir de la información disponible en el SIG de cada empresa distribuidora. Se deben modelar todos los elementos de media y baja tensión, entre ellos: líneas aéreas y subterráneas, elementos de protección y seccionamiento, elementos de regulación de tensión, transformadores, recursos distribuidos existentes, acometidas y cargas.

La empresa distribuidora debe seleccionar un día y hora del año calendario previo a la realización del estudio para representar la condición actual del circuito. La selección del día, sea uno típico o crítico, y la hora a evaluar queda a criterio técnico de la empresa distribuidora. Se utilizarán los registros en SCADA de la potencia activa y reactiva y la tensión, todas medidas en la cabecera del circuito.

La empresa distribuidora podrá utilizar información de medidores inteligentes, curvas de carga típicas u otros algoritmos de asignación de carga para representar la demanda de las cargas (servicios).

En el caso de que el circuito ya tenga DER instalados, de gran o pequeña escala, se debe asignar la potencia activa y reactiva de salida de cada DER a la hora seleccionada, según mediciones disponibles de las inyecciones del DER, o en su defecto por estimaciones de potencia de salida según la potencia nominal de cada DER. Los sistemas de almacenamiento de energía ya instalados en el circuito deben modelarse en modo de descarga a potencia activa nominal y factor de potencia unitario.

Para efectos de este procedimiento, los DER que hayan sido autorizados para conectarse al circuito, pero que aún no lo hicieron antes de la fecha de realización del estudio, deben ser tomados en cuenta en el modelado del circuito como si fueran DER ya instalados (existentes) y en operación.

Para los estudios de cálculo de fallas, la empresa distribuidora deberá utilizar los datos de corrientes de cortocircuito monofásica y trifásica en la salida del circuito.

En caso de no contar con esta información, debe ser solicitada al Instituto Costarricense de Electricidad. Además, se debe recolectar la potencia nominal en kVA de los DER ya instalados y en el caso de ser generadores síncronos se deben utilizar las impedancias de las máquinas para los estudios de cálculo de corrientes de cortocircuito.

5. ESTUDIO BASE DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITOS

Para la aplicación de este procedimiento técnico, se parte de un estudio base de flujos de potencia, el cual representa las condiciones actuales del circuito en condiciones normales de operación. Además del modelo del circuito, se debe utilizar como datos de entrada la potencia activa y reactiva y la tensión medidas en la cabecera del circuito para el día y hora seleccionados. Los DER existentes deben simularse con la potencia activa y reactiva de salida en la hora y día seleccionados y los equipos reguladores de tensión instalados en el circuito deben modelarse bloqueados para una derivación o etapa específica, o sea sin capacidad de controlar tensión automáticamente.

Para el estudio base de flujos de potencia se deben simular dos escenarios:

- Un primer escenario donde se toman en cuenta las inyecciones de los DER instalados (o existentes) en el circuito. De la solución de este estudio de flujos de potencia se deben registrar las tensiones en todos los nodos del circuito, tanto de MT como BT, así como el nivel de carga en todas las líneas, transformadores y reguladores de tensión en el circuito.
- Un segundo escenario donde la potencia activa y reactiva de salida de los DER se fija en cero y las cargas del circuito mantienen la misma demanda que en el flujo de potencia anterior. De la solución de este estudio de flujos de potencia solo se necesita registrar la tensión en todas las barras del circuito, tanto de MT como BT.

Para el estudio base de cálculo de corrientes de cortocircuitos, siempre se debe considerar el aporte de corrientes de falla monofásicas y trifásicas de la red de transmisión. Estos son los datos de entrada en el cálculo de corrientes de cortocircuito.

El aporte a corrientes de falla de generadores síncronos ya instalados en el circuito dependerá de las impedancias de dichos generadores, mientras que los recursos distribuidos conectados a la red por inversores deben modelarse como fuentes con aporte máximo a corrientes de falla de 1,2 veces su corriente nominal. Se permite usar otro valor de aporte máximo si se justifica y respalda técnicamente la modificación.

Los estudios de cortocircuito del estudio base deben considerar fallas balanceadas y desbalanceadas en los nodos de MT más cercanos a los elementos de protección y en los extremos finales de las zonas de protección, según lo detallado en los criterios de evaluación. No se deben evaluar fallas localizadas a nivel de BT, pero

sí el aporte de recursos distribuidos en este nivel de tensión. Para cada ubicación y para cada tipo de falla (trifásica a tierra, monofásica a tierra, bifásica a tierra y bifásica) se deben registrar las corrientes que pasan por los elementos de protección durante la evaluación de cada falla.

Los criterios que necesitan la comparación con el caso base son a) variaciones de tensión, b) aumento de acciones de control, c) reducción de alcance, d) aumento de corrientes de cortocircuito y e) coordinación fusible-interruptor. De estos 5 solo los de protecciones se comparan contra las condiciones actuales del circuito (caso base con DER).

Esto tiene como fin alertar a la empresa distribuidora de la necesidad de revisar los esquemas de protección cuando la capacidad de penetración de DER llegue a ser tal que las corrientes de falla pasantes por los elementos de protección cambien considerablemente con respecto de la condición actual.

Dado que las empresas distribuidoras revisan y actualizan los esquemas de protección de sus circuitos, no se justifica compararlo con corrientes de falla disponibles en años anteriores cuando no había DER en el circuito.

6. ASIGNACIÓN Y SIMULACIÓN DE DER FUTUROS EN EL CIRCUITO

La asignación y simulación de los DER futuros dependerá si se analiza el caso de gran o pequeña escala.

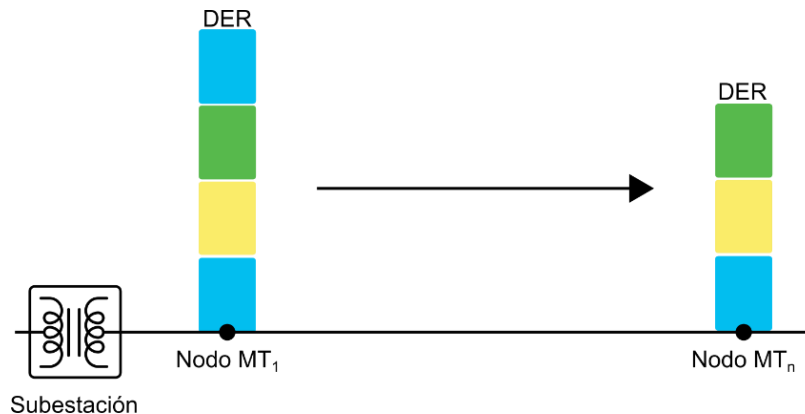
6.1. Asignación y simulación de DER de gran escala

Este método asigna DER a los nodos trifásicos de MT que se encuentren a una distancia predefinida, iniciando desde la subestación hasta el final del circuito. La empresa distribuidora definirá una distancia entre nodos no mayor a 300 metros, además debe considerar al menos 10 nodos trifásicos distribuidos a lo largo del circuito.

La Figura 2 esquematiza la asignación de los DER para los diferentes nodos seleccionados. Para cada nodo evaluado se incrementa la potencia de salida del DER en pasos fijos de 250 kW para circuitos de 13,2 kV y 13,8 kV, 500 kW para circuitos de 24,9 kV y 1000 kW para circuitos a 34,5 kV, y se realizan corridas de flujos de potencia y cortocircuitos mientras se revisa el cumplimiento de los criterios de evaluación. No se avanza ni se asigna DER al siguiente nodo seleccionado hasta encontrar la capacidad de alojamiento en el nodo actual, pues el procedimiento consiste en analizar un nodo a la vez.

Para efectos de los cálculos de flujos de potencia, los DER asignados deben modelarse como fuentes de potencia activa a factor de potencia unitario y sin capacidad de controlar tensión.

Figura 2. Asignación de DER en circuito de distribución para diferentes niveles de alojamiento



Fuente: Informe final del servicio profesional asociado a contratación 2020CD-000439-0000400001 CENCE-UCR [2]

La capacidad en kVA del DER simulado no debe ser inferior a la potencia activa asignada en cada paso de penetración. Como los DER se instalan a nivel de MT, también se debe modelar un transformador trifásico con una capacidad en kVA igual a la del DER. El transformador se debe modelar en conexión estrella aterrizada – estrella aterrizada pues es la que permite el mayor aporte del DER a cualquier falla en el lado de MT, siendo este el caso más crítico.

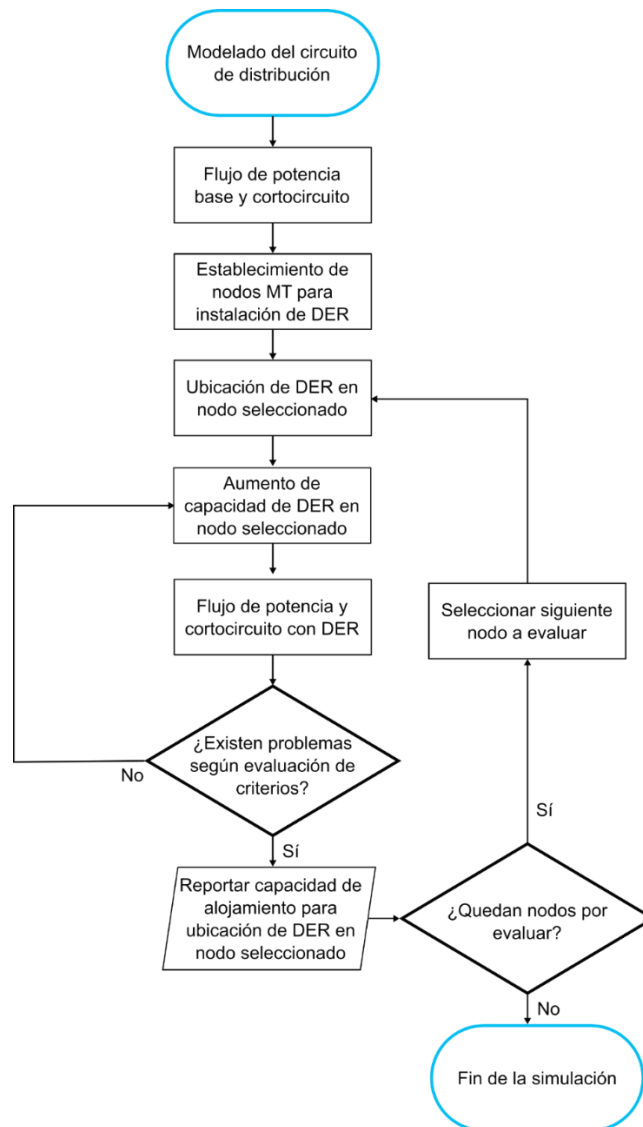
Para analizar los criterios de evaluación de protecciones, la empresa distribuidora debe realizar el estudio para generadores síncronos y para DER conectados a la red por medio de inversores. En el primer caso, se deben usar impedancias típicas de cortocircuito de un generador síncrono. En el segundo caso, el DER se debe modelar como una fuente con aporte máximo de falla de 1,2 veces su corriente nominal. Se permite usar otro valor de aporte máximo si se justifica y respalda técnicamente la modificación.

La Figura 3 muestra el diagrama de flujo del método de asignación y simulación de DER futuros de gran escala. Se comienza con la creación del modelo del circuito y el estudio base de cálculo de flujos de potencia y cortocircuitos. Seguidamente, se escogen los nodos de MT que albergarán los DER según la distancia seleccionada por la empresa distribuidora para cumplir con el número mínimo de nodos por evaluar.

Para el primer nodo seleccionado, se asignan los primeros kW al DER respectivo y se realizan las simulaciones de flujos de potencia y cortocircuitos para este nivel de penetración de DER y se revisa el cumplimiento de los criterios de evaluación. Si no hay problemas, se aumenta la asignación de potencia en el nodo hasta encontrar un incumplimiento. La capacidad de alojamiento en dicho nodo será la mayor potencia en kW del DER que sí cumple con los criterios de evaluación.

Luego, se elimina el DER y su transformador en el nodo y se evalúa la capacidad de alojamiento en el siguiente nodo. El procedimiento se repite hasta encontrar las capacidades de alojamiento en todos los nodos trifásicos de MT candidatos a alojar los DER, según la distancia seleccionada.

Figura 3. Diagrama de flujo de método para analizar DER de gran escala



Fuente: Informe final del servicio profesional asociado a contratación 2020CD-000439-0000400001 CENCE-UCR [2]

6.2. Asignación y simulación de DER de pequeña escala

Para analizar la capacidad de alojamiento de DER de pequeña escala en varias localizaciones del circuito y de manera simultánea, se asignan los DER a partir de a) la ubicación y distribución de carga actual en el circuito¹³ o b) de manera estocástica. En el caso b) se deben considerar múltiples simulaciones hasta alcanzar una buena representación estadística.

El nivel de penetración, medido en kW, debe incrementarse progresivamente para revisar el cumplimiento de los criterios de evaluación en MT y BT. Los DER deben ubicarse en todos los puntos de carga de MT y en el lado de BT de todos los transformadores de distribución del circuito o bien de manera estocástica. Para un nivel de penetración por evaluar, la potencia debe distribuirse en los puntos donde se ubicaron los nuevos DER. La capacidad en kVA de cada DER simulado no debe ser inferior a la potencia activa asignada al DER en cada paso de penetración.

La asignación de potencia en los DER ubicados en el lado de BT de cada transformador de distribución existente no debe superar la capacidad nominal del transformador.

En el caso de nodos de carga de MT, el DER debe conectarse por medio de un transformador trifásico o monofásico según corresponda, con una capacidad en kVA igual a la del DER. Si el transformador es trifásico, la conexión debe ser estrella aterrizada – estrella aterrizada.

Para los estudios de flujos de potencia, todos los DER futuros se deben modelar como fuentes de potencia activa a factor de potencia unitario sin control de tensión. Además, los equipos reguladores de tensión deben mantener la misma derivación o etapa usada en el estudio base.

Para los estudios de cortocircuito, los DER futuros se deben modelar con aporte máximo de falla de 1,2 veces su corriente nominal. Se permite usar otro valor de aporte máximo si se justifica y respalda técnicamente la modificación.

Si la simulación para un nivel de penetración de DER es tal que uno o varios de los circuitos de BT incumplen con alguno de los criterios de evaluación, esos secundarios no serán candidatos para alojar más potencia de DER en la simulación, pero mantendrán la capacidad de DER antes del incumplimiento.

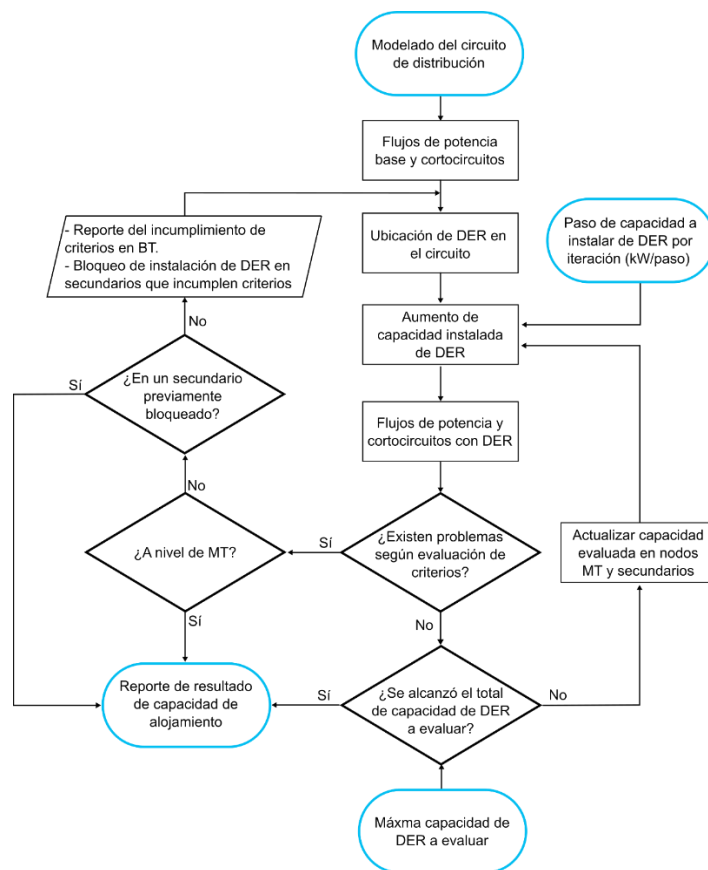
El incumplimiento de al menos un criterio de evaluación en MT resultará en la finalización de la simulación y la capacidad de penetración en el circuito será la última suma de capacidades de DER antes de encontrar el incumplimiento.

¹³ *Impact Factors, Methods, and Considerations for Calculating and Applying Hosting Capacity*. EPRI, Palo Alto, CA: 2018. 3002011009.

La Figura 4 muestra el diagrama de flujo del método de asignación y simulación de DER futuros de pequeña escala. El análisis inicia con el estudio base de donde se calculan los flujos de potencia y corrientes de cortocircuito para la condición actual del circuito. Después se ubican y asignan potencias a los DER futuros según la distribución y ubicación de carga actual en el circuito o con el método estocástico seleccionado.

Después se simula el escenario con los DER futuros para el nivel de penetración de interés y se revisa el cumplimiento de los criterios de evaluación. Esto se repite para los diferentes niveles de penetración hasta llegar a la capacidad de DER máxima por evaluar o hasta que ya no es posible instalar más DER según los criterios de evaluación. Como se mencionó anteriormente, el incumplimiento de un criterio a nivel de BT conlleva a la imposibilidad de asignar más potencia a los DER de dicho secundario. Por el contrario, el incumplimiento de un criterio de MT resultará en la finalización de la simulación.

Figura 4. Diagrama de flujo de método para analizar DER de pequeña escala



Fuente: Informe final del servicio profesional asociado a contratación 2020CD-000439-0000400001 CENCE-UCR [2]

7. CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE CAPACIDAD DE ALOJAMIENTO

Las empresas distribuidoras deberán verificar que la integración de DER en cada uno de sus circuitos no interfiera con el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima, este servicio público sujeto a regulación, de conformidad con el artículo 4 inciso d) de la Ley N° 7593, y los artículos 5, 6 y 11 de la Ley N° 10086.

Con el fin de estimar la capacidad de alojamiento de DER en sus circuitos de distribución, las empresas distribuidoras deberán considerar criterios de evaluación de tensiones, acciones de control, térmicos y de protecciones. Según los equipos existentes en los circuitos de distribución y las actualizaciones de la coordinación de las protecciones respectivas, los criterios de acciones de control y protecciones podrían ser no considerados, como se explica a continuación:

7.1. Aumento de tensiones en régimen permanente

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben mantener la tensión de los clientes en $\pm 5\%$ de la tensión nominal durante la mayor parte del tiempo, según lo estipulado en la norma ANSI C84.1 y el reglamento técnico AR-NT-SUCAL en su versión vigente.

El criterio de evaluación de la tensión de régimen permanente en los estudios de alojamiento a considerar es que la tensión en todos los nodos de MT y BT no debe superar el valor de 1,05 p.u.

Para aplicar este criterio, se realizan las simulaciones de flujos de potencia con DER futuros en los diferentes niveles de penetración evaluados y se revisa que la tensión en todos los nodos de media y baja tensión no supere 1,05 p.u.

7.2. Variaciones de tensión

Las variaciones de la potencia de los DER conllevan a fluctuaciones rápidas de la tensión que pueden provocar interrupción de equipo sensible de algunos clientes o la operación más frecuente de equipos reguladores de tensión.

La fluctuación máxima permitida es $\pm 3\%$ a nivel de MT, de acuerdo con el documento 1453-2015 de prácticas recomendadas de la IEEE¹⁴. Para circuitos en BT, la desviación máxima¹⁵ permitida es de $\pm 5\%$.

Para aplicar este criterio, se calcula la diferencia existente entre la magnitud de tensión con y sin DER (estudio base para el escenario b) de flujos de potencia) para todos los nodos del circuito. Si la desviación de tensión es inferior a 3% para nodos en MT y 5% para nodos en BT, el nivel de penetración de DER es permitido.

7.3. Desbalances de tensión:

El desbalance de cargas entre fases se convierte en un problema de calidad de energía cuando el desbalance de tensión es mayor que cierto umbral. El desbalance de tensión conduce a pérdidas adicionales, calentamiento y falla prematura de motores de inducción y transformadores, que afectan a la empresa de energía eléctrica y a sus clientes.

El desbalance de tensión se puede calcular como a) el cociente del valor absoluto de la mayor diferencia entre cualquiera de los valores de tensión fase a fase y el valor promedio de las tensiones fase a fase¹⁶ o b) como el cociente de la tensión de secuencia negativa y de secuencia positiva¹⁷.

El criterio de evaluación consiste en determinar la capacidad instalada de DER que resulta en desbalances de tensión de barras trifásicas de MT o BT superiores a 3%.

Para aplicar este criterio, se calcula el desbalance de tensión en todos los nodos trifásicos del circuito, tanto en MT como en BT, para las simulaciones con DER futuros. Si el desbalance en todas las barras trifásicas es menor al 3%, el nivel de penetración de DER es permitido.

7.4. Aumento de acciones de control

En los puntos donde se encuentran equipos de control de tensión como reguladores de tensión o bancos de capacitores controlados automáticamente, la desviación de tensión máxima permitida en el nodo controlado se establece como la mitad ($\frac{1}{2}$) de

¹⁴ IEEE Power and Energy Society, IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems, vol. 2015. 2015.

¹⁵ Distributed Photovoltaic Feeder Analysis Preliminary Findings from Hosting Capacity Analysis of 18 Distribution Feeders, EPRI, 2013.

¹⁶ Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión AR-NT-SUCAL

¹⁷ IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE Power and Energy Society.

la banda de tensión establecida para dichos equipos, con el fin de asegurar que las fluctuaciones de tensión en el nodo controlado no resultarán en una operación más frecuente de dichos equipos y la posible reducción de su vida útil.

Para aplicar este criterio, se calcula la diferencia existente entre la magnitud de tensión con y sin DER (estudio base para el escenario b) de flujos de potencia) en los nodos cuya tensión está directamente controlada por bancos de capacitores y reguladores de tensión. Si la diferencia es inferior a la mitad de la banda de control de tensión de dichos equipos, el nivel de penetración de DER es permitido.

Este criterio no es aplicable en circuitos de distribución que no cuentan con reguladores de tensión o bancos de capacitores controlados automáticamente.

7.5. Sobrecarga de conductores y transformadores

El criterio de evaluación consiste en determinar la capacidad instalada de DER que impliquen corrientes superiores al 100% de la ampacidad de los conductores a 60 C o la capacidad de los transformadores de distribución debido a los flujos inversos.

Para aplicar el criterio se revisa si el nivel de penetración de DER futuro no conlleva a corrientes en conductores que exceden las ampacidades respectivas. En tal caso, el nivel de penetración de DER es permitido.

Análogamente a la revisión de sobrecarga de conductores, se revisa el nivel de carga de los transformadores para las simulaciones con DER futuros. Si la potencia pasante en los transformadores no excede su valor nominal, el nivel de penetración de DER es permitido.

7.6. Reducción de alcance

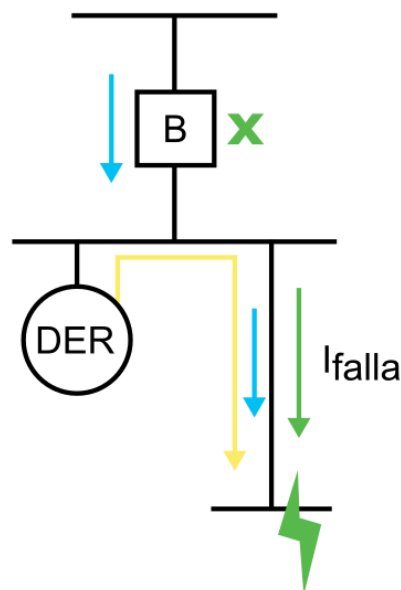
Un elemento de protección, por ejemplo, un interruptor (simbolizado en las figuras como B), experimentará una reducción de alcance cuando la contribución de los DER a la falla provoque una reducción de la corriente pasante por dicho elemento. La reducción de alcance es de esperar cuando los DER con aporte a fallas se encuentran localizados entre el elemento de protección y la falla (Ver Figura 5).

El criterio de evaluación consiste en determinar la capacidad instalada de DER que, en caso de que ocurra una falla en el extremo final de un ramal, circuito o zona de protección, conlleva a una reducción considerable de la corriente pasante por el elemento de protección ubicado aguas arriba, y que podría llevar a retardos del disparo o a la incapacidad del relé de protección de detectar la falla.

El criterio se evalúa al simular fallas en el nodo más lejano aguas abajo y en el nodo más lejano de la zona de protección de los interruptores y reconectores del circuito. Se debe registrar la corriente pasante por el elemento de protección durante la falla con DER futuros y compararlo con el resultado de las corrientes pasantes obtenido en el estudio base de cortocircuitos. Si la disminución de la corriente pasante por todos los interruptores y reconectores es inferior a 10%, el nivel de penetración de DER es permitido¹⁸.

La evaluación de este criterio no es necesario en el estudio de capacidad de penetración de DER si la empresa distribuidora realiza actualizaciones semestrales a los ajustes de las protecciones que aseguran la selectividad y coordinación del sistema de protecciones.

Figura 5. Ilustración de reducción de alcance de interruptor por aporte de DER a corrientes de falla.



Fuente: Informe final del servicio profesional asociado a contratación 2020CD-000439-0000400001 CENCE-UCR [2]

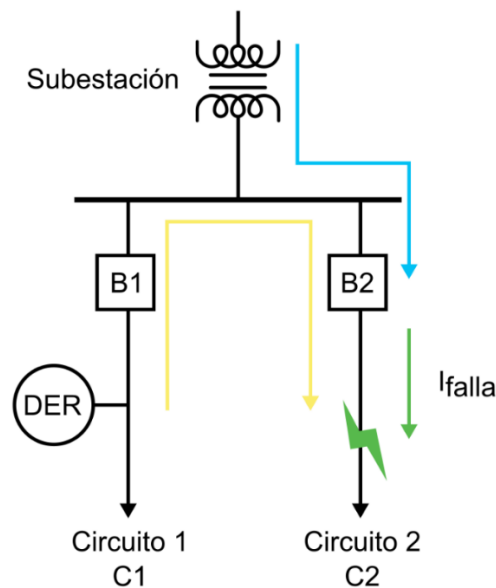
¹⁸ Distributed Photovoltaic Feeder Analysis Preliminary Findings from Hosting Capacity Analysis of 18 Distribution Feeders, EPRI, 2013.

7.7. Disparo indebido (sympathetic tripping)

Se considera que este tipo de disparo se puede dar si se cumplen las siguientes condiciones:

- Dos o más circuitos alimentados por la misma fuente.
- Presencia de DER con alta contribución a corrientes de falla.

Figura 6. Ejemplo de disparo indebido de interruptor B1



Fuente: Informe final del servicio profesional asociado a contratación 2020CD-000439-0000400001 CENCE-UCR [2]

El disparo indebido del interruptor en la cabecera de un circuito puede darse cuando el aporte de corriente desde el alimentador con DER hacia otro circuito fallado excede la corriente de disparo (pick-up) del interruptor. Como se muestra en la Figura 6, el relé del interruptor B1 en C1 detecta una corriente de falla, que ocurre en C2, y abre en interruptor B1 indebidamente.

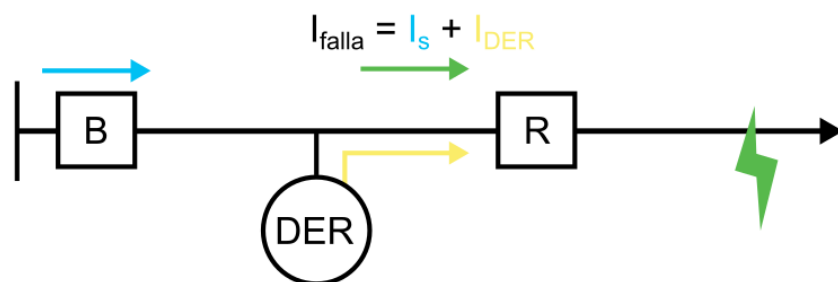
El criterio de evaluación consiste en determinar la capacidad de DER en el circuito que provocaría una corriente pasante igual a la corriente de disparo (pick-up) del relé 51P y 51N del interruptor principal, debido al aporte de corriente de los DER a una falla externa al circuito. Para evaluar este criterio, se deben simular fallas al final de una línea trifásica aérea de MT de 100 metros de longitud que se conecta en paralelo al circuito bajo estudio¹⁹. Esta línea representará el circuito externo.

La evaluación de este criterio no es necesario en el estudio de capacidad de penetración de DER si el interruptor principal tiene activado el relé de sobrecorrientes direccional con capacidad de discriminar fallas aguas arriba o aguas abajo del interruptor.

7.8. Aumento de corriente de falla

El incremento de las corrientes de falla que circulan por los elementos de protección dependerá de la ubicación de los DER con respecto a dichos elementos y la falla. La Figura 7 muestra una condición de reducción de alcance para el interruptor B, pero un aumento de la corriente de falla que ve el relé del reconectador R por una falla aguas abajo.

Figura 7. Aumento de la corriente de falla a través del elemento de protección R por el aporte de DER ubicados entre el elemento y la subestación



Fuente: Informe final del servicio profesional asociado a contratación 2020CD-000439-0000400001 CENCE-UCR [2]

¹⁹ Determining the Impact of Steady-State PV Fault Current Injections on Distribution Protection, Sandia National Laboratories, 2016

El criterio de evaluación por aumento de corriente de falla consiste en identificar la capacidad de DER que provocaría un aumento máximo permitido de la corriente de falla en cualquier elemento de protección a nivel de MT (interruptores, reconectadores y fusibles). Para esto se deben evaluar las corrientes de falla que circulan (hacia adelante) a través de cada elemento de protección, como se ilustra en la Figura 7.

Para evaluar este criterio se simulan fallas en el nodo más cercano dentro de la zona de cada elemento de protección. Se debe registrar la corriente pasante por dicho elemento durante la falla con DER futuros y compararlo con el resultado de las corrientes pasantes obtenido en el estudio base de cortocircuitos. Si el aumento de la corriente pasante no supera el 10%, el nivel de penetración de DER es permitido²⁰.

La evaluación de este criterio no es necesario en el estudio de capacidad de penetración de DER si la empresa distribuidora realiza actualizaciones semestrales a los ajustes de las protecciones que aseguran la selectividad y coordinación del sistema de protecciones.

7.9. Coordinación fusible – interruptor

En presencia de DER, las corrientes de corto circuito pueden variar al punto que un esquema salva fusibles se puede perder. El criterio de evaluación se determina al encontrar la instalación de DER que hace que el aumento de la corriente de cortocircuito en el fusible de interés menos el aumento de la corriente en el interruptor (o reconectador) aguas arriba sea superior a un umbral dado.

La evaluación de este criterio no es necesario en el estudio de capacidad de penetración de DER si no se utiliza el esquema salva fusible en el circuito o si la empresa distribuidora realiza actualizaciones semestrales a los ajustes de las protecciones que aseguran la coordinación del esquema salva fusible.

²⁰ Distributed Photovoltaic Feeder Analysis Preliminary Findings from Hosting Capacity Analysis of 18 Distribution Feeders, EPRI, 2013.

8. REPORTE DE RESULTADOS DE CAPACIDAD DE PENETRACIÓN

En el caso de capacidad de alojamiento de DER de gran escala, los resultados deben presentarse en una capa en SIG con los nodos evaluados, así como la capa de líneas de MT del circuito superpuesta a una capa tipo ráster de distritos. El reporte para DER de gran escala no provee la capacidad de alojamiento de todo el circuito, sino que da información de la capacidad de alojamiento en los nodos de MT trifásicos evaluados.

En el caso de DER de pequeña escala se deben reportar las capacidades obtenidas en todos los transformadores de distribución y en las cargas de MT. Con este análisis sí se reporta la capacidad de alojamiento en el circuito porque los DER se instalan de manera simultánea a lo largo de todo el circuito.

Los mapas de capacidad de alojamiento de DER de pequeña escala deben mostrar las capas vectoriales de las líneas de MT, de cargas de MT y de los transformadores de distribución con los resultados obtenidos, superpuestas a una capa tipo raster de distritos.

Los mapas de capacidad de penetración de DER, de gran o pequeña escala, deben incluir, al menos, el nombre y número de identificación del circuito, los puntos cardinales, la ubicación de la subestación que alimenta el circuito y una leyenda con la escala de colores utilizada para identificar las diferentes capacidades de penetración a lo largo del circuito de distribución. Esta escala debe especificarse en unidades de kilowatts.

Los mapas deben publicarse en la página de la empresa de distribución, en una sección que indique 'Mapas Capacidad de Penetración DER'.

Para cada circuito analizado, la empresa distribuidora debe publicar una tabla resumen con los parámetros y criterios de evaluación considerados en el estudio del circuito. La tabla resumen debe mostrar, al menos, la siguiente información.

Tabla 1. Tabla resumen para circuito XYZ, tensión nominal XX,X kV.

Clasificación	Parámetro	Valor
Datos del circuito	Tensión en la cabecera	
	Día evaluado	
	Hora evaluada	
	Corriente cortocircuito 3F	
	Corriente cortocircuito 1F	
Criterios de tensión	Tensión máxima permitida	
	Desviación máxima de tensión en baja tensión	
	Desviación máxima de tensión en media tensión	
	Desviación máxima de tensión en nodos controlados	
	Desbalance máximo de tensión en nodos trifásicos de MT y BT	
Criterios térmicos	Nivel máximo de carga en conductores	
	Nivel máximo de carga en transformadores	
Criterios de dispositivos de protección	Aumento máximo de corriente de falla	
	Umbral máximo para esquema salva fusible	
	Máxima reducción de alcance	
	Corriente de disparo relé 51P	
	Corriente de disparo relé 51N	
Parámetros de simulación en integración de DER de pequeña escala	Paso máximo de nivel de penetración de DER de pequeña escala	
	Máxima capacidad de DER de pequeña escala a simular	
	Aporte de DER a corriente de cortocircuito, con respecto corriente nominal	

Clasificación	Parámetro	Valor
Parámetros de simulación en integración de DER de gran escala	Paso máximo de nivel de penetración de DER de gran escala	
	Número de nodos de MT trifásicos evaluados	
	Aporte de DER a corriente de cortocircuito, con respecto corriente nominal	
	Reactancia subtransitoria de generador síncrono.	
Herramienta computacional	Software	
	Versión	

9. INCUMPLIMIENTOS

En caso de presentarse incumplimientos por parte de los sujetos de aplicación respecto a lo establecido en este procedimiento, Aresep debe tomar las medidas que corresponda de acuerdo con las leyes y reglamentación vigentes.

10. TRANSITORIO

A partir de la entrada en vigor del presente procedimiento, se otorga a las empresas distribuidoras de energía eléctrica un plazo máximo de 24 meses para realizar los análisis, estudios, simulaciones y modelaciones para implementar este procedimiento y para poner a disposición en el sitio web de la empresa distribuidora la capacidad de penetración de DER en todos sus circuitos.

Las empresas deberán presentar los resultados de capacidad de alojamiento para al menos 10% de sus circuitos en un plazo máximo de 6 meses, al menos 40% de sus circuitos en un plazo máximo de 12 meses, al menos 70% de sus circuitos en un plazo máximo de 18 meses y el 100% de sus circuitos en el plazo de 24 meses, todos contados desde la entrada en vigor del presente procedimiento. La empresa deberá priorizar los estudios para los circuitos que actualmente no admiten generación distribuida por el criterio aplicado antes de la Ley N°. 10086.

Mientras transcurre el plazo recién indicado, para determinar la capacidad máxima de sistemas de DER conectados en un mismo circuito, se podrá utilizar como criterio de capacidad máxima no exceder²¹ el quince por ciento (15%) de la demanda máxima del circuito registrada el año calendario anterior. Se considera demanda máxima, como aquella medida a la salida de la subestación a la cual está conectado el circuito bajo condiciones de operación normal del mismo, no se considera la potencia asociada a los circuitos de respaldo.

11. REFERENCIA

[1] Resultados del servicio profesional para determinar la capacidad de integración de recursos distribuidos en los circuitos de distribución del sistema eléctrico nacional de Costa Rica: Informe final, anexos, manuales, herramienta y demás productos generados y relacionados para determinar la capacidad de alojamiento de recursos energéticos distribuidos en los circuitos de distribución del Sistema Eléctrico Nacional, derivados de la contratación 2020CD-000439-0000400001 firmada entre la Universidad de Costa Rica y el Centro Nacional de Control de Energía.

[2] Informe final del servicio profesional para determinar la capacidad de integración de recursos distribuidos en los circuitos de distribución del sistema eléctrico nacional de Costa Rica. Contratación 2020CD-000439-0000400001.

[3] Impact Factors, Methods, and Considerations for Calculating and Applying Hosting Capacity. EPRI, Palo Alto, CA: 2018. 3002011009.

[4] Nagarajan, Adarsh and Yochi Zakai. 2022. Data Validation for Hosting Capacity Analyses. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A40-81811

[5] San Diego Gas and Electric Company, "Module 3, Pre-Commercial Demonstration of the EPRI DRIVE Tool" 2017.

[6] IEEE Power and Energy Society, IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems, vol. 2015. 2015.

[7] Distributed Photovoltaic Feeder Analysis Preliminary Findings from Hosting Capacity Analysis of 18 Distribution Feeders, EPRI, 2013.

[8] Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión AR-NT-SUCAL

[9] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE Power and Energy Society.

[10] Determining the Impact of Steady-State PV Fault Current Injections on Distribution Protection, Sandia National Laboratories, 2016

²¹ *Alternatives to the 15% Rule: Final Project Summary.* EPRI, Palo Alto, CA: 2015. 3002006594.

[11] Alternatives to the 15% Rule: Final Project Summary. EPRI, Palo Alto, CA: 2015. 3002006594.

[12] Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional, AR-NT-POASEN.

[13] Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: analysis and remedies – review paper (Meskin, et al), IET Journals, 2020.

6. CONCLUSIONES

El procedimiento cumplió con el proceso de ser revisado y analizado técnicamente por los funcionarios de Fuerza de Tarea destacada para este fin,

Este procedimiento entregado y revisado cumple con lo dispuesto en el artículo 6, inciso f) punto i) de la Ley N° 10086, siendo el instrumento que deberá utilizar las empresas distribuidoras de energía eléctrica y el OS/OM para determinar la capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN.

- III. Tener como respuesta a las posiciones planteadas en la consulta pública celebrada el 8 de junio de 2023, lo señalado en el oficio OF-0235-CDR-2023 del 20 de julio de 2023 que acogió el informe IN-0033-CDR-2023 del 14 de julio de 2023, correspondiente al informe de respuesta a las posiciones, tomando en consideración los ajustes indicados en el Considerando XIV de la presente resolución y agradecer a los participantes la valiosa participación en este proceso.
- IV. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a comunicar el informe de posiciones planteadas en la consulta pública celebrada el 8 de junio 2023 por la DGAU y notificar la presente resolución en un solo acto a: la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L, (Coopelesca); el Instituto Costarricense de Electricidad; Asociación Cámara Costarricense de Empresarios de Generación Distribuida; Empresa de Servicios Públicos de Heredia, Sociedad Anónima; Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, lo señalado en el oficio OF-0235-CDR-2023 del 20 de julio de 2023 que acogió el informe IN-0033-CDR-2023 del 14 de julio de 2023, tomando en consideración lo indicado en el Considerando XIV de la presente resolución.
- V. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva, de acuerdo con las funciones establecidas en el RIOF, para que proceda a realizar la respectiva publicación en el diario oficial La Gaceta, el *“Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN”*.

- VI. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva de Aresep, para que proceda con la divulgación de la presente resolución en la página web institucional.
- VII. Instruir a la Intendencia de Energía para que desarrolle un plan de trabajo para la fiscalización y seguimiento al OS respecto a la implementación de este instrumento regulatorio en el ámbito de las competencias que le correspondan.
- VIII. Comunicar la presente resolución a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, a la Dirección General de Atención al Usuario y a la Intendencia de Energía para lo que corresponda.

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 puede interponerse el recurso ordinario de reposición y el recurso extraordinario de revisión ante la Junta Directiva.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, el recurso de reposición deberá interponerse dentro del plazo de tres días hábiles, contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación de este acto y el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de esa misma ley.

Rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

PUBLÍQUESE, NOTIFÍQUESE y COMUNÍQUESE

Eric Bogantes Cabezas, Presidente de la Junta Directiva, Alfredo Corder Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.—1 vez.—(IN2023809518).

NOTIFICACIONES

MINISTERIO DE CIENCIA, INNOVACIÓN, TECNOLOGÍA Y TELECOMUNICACIONES

PUBLICACIÓN DE PRIMERA VEZ

RESOLUCIÓN N° 030-2020-R-TEL-MICITT

PODER EJECUTIVO. San José, a las 15 horas 15 minutos del 20 de octubre de dos mil veintidós.

El Presidente de la República y el Ministro de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones conocen sobre recurso de reposición incoado contra los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 10 de febrero de 2014 y N° 020-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 19 de febrero de 2014 publicados en el Alcance Digital N° 24 al Diario Oficial La Gaceta N° 109 de fecha 09 de junio de 2014; en el Alcance Digital N° 26 al Diario Oficial La Gaceta N° 110 de fecha 10 de junio de 2014; y en el Alcance Digital N° 27 al Diario Oficial La Gaceta N° 111 de fecha 11 de junio de 2014; por parte del señor **LEONIDAS VARGAS DUARTE**, con cédula de identidad N° 1-0651-0509.

RESULTANDO:

PRIMERO: Que mediante el oficio N° 1483-06 CNR de fecha 07 de agosto de 2006, la Dirección de Control Nacional de Radio de ese entonces del Ministerio de Gobernación y Policía, le asignó (reservó) al señor **LEÓNIDAS VARGAS DUARTE**, con cédula de identidad N° 1-0615-0509, el permiso temporal de instalación y pruebas (reserva) de las frecuencias TX 138,9000 MHz y RX 141,9875 MHz, por un plazo de seis (6) meses que vencía en fecha 07 de febrero de 2007. Lo anterior, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25 del Decreto Ejecutivo N° 31608-G, “Reglamento de Radiocomunicaciones”, emitido en fecha 24 de junio de 2004, publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 28 de junio de 2004. (Folio 01 del expediente administrativo N° GCP-686-2013-63).

SEGUNDO: Que mediante el oficio N° 913-07 CNR de fecha 21 de mayo de 2007, la Dirección de Control Nacional de Radio de ese entonces del Ministerio de Gobernación y Policía, le asignó (reservó) al señor **LEÓNIDAS VARGAS DUARTE**, con cédula de

identidad N° 1-0615-0509, el permiso temporal de instalación y pruebas (reserva) de la frecuencia CD 155,075 MHz, por un plazo de seis (6) meses que vencía en fecha 21 de noviembre de 2007. Lo anterior, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25 del Decreto Ejecutivo N° 31608-G, “Reglamento de Radiocomunicaciones”, emitido en fecha 24 de junio de 2004, publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 28 de junio de 2004. (Folio 02 del expediente administrativo N° GCP-686-2013-63).

TERCERO: Que mediante **oficio N° DM-732-2010** de 21 de diciembre de 2010, el Ingeniero Teófilo de la Torre Argüello, en ese entonces en condición de Ministro de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, solicitó a la Procuraduría General de la República criterio en cuanto a la determinación de las pautas a seguir respecto de casos de solicitudes para el uso y explotación del espectro radioeléctrico presentadas antes de la entrada en vigor de la Ley General de Telecomunicaciones. (Folios 01 a 50 del expediente administrativo N° GNP-686-2013).

CUARTO: Que mediante el **dictamen vinculante** emitido mediante oficio N° C-151-2011 emitido en fecha 05 de julio de 2011, aclarado por el dictamen vinculante N° C-280-2011 emitido mediante oficio N° C-280-2022 emitido en fecha 11 de noviembre de 2011, la Procuraduría General de la República determinó la caducidad de los permisos para la instalación y uso temporal, para efectos de prueba de una frecuencia o canal de radiocomunicación de uso privado, por el cumplimiento del plazo establecido en el ordenamiento jurídico otorgado al amparo del artículo 25 del Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G emitido en fecha 24 de junio de 2004, publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 28 de junio de 2004 y artículo 53 del Reglamento de Estaciones Inalámbricas, Decreto Ejecutivo N° 63 emitido en fecha 11 de diciembre de 1956 y publicado en el Diario Oficial La Gaceta N° 285 de fecha 16 de diciembre de 1956. (Folios 53 a 93 y 282 a 322 del expediente administrativo N° GNP-686-2013).

QUINTO: Que la Contraloría General de la República mediante **Informe N° DFOE-IFR-6-2012** de fecha 30 de julio de 2012, específicamente dispuso en su apartado 5.1 inciso b) que: “(...) *el Poder Ejecutivo debía definir y ejecutar las acciones necesarias para dar la solución a todos los casos referidos a la denominada ‘reserva de espectro’ de manera que se concluyan todos los trámites que se encuentren pendientes (...)*”.

SEXTO: Que mediante Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2010, el Poder Ejecutivo reiteró la caducidad de los permisos para la instalación y uso temporal, para efectos de prueba de una frecuencia o canal de radiocomunicación de uso privado, dentro de los que se encuentran los conferidos mediante el oficio N° 1483-06 CNR de fecha 07 de agosto de 2006 y el oficio N° 913-07 CNR de fecha 21 de mayo de 2007, por el cumplimiento del plazo establecido en el artículo 25 del Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G emitido en fecha 24 de junio de 2004, y publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 28 de junio de 2004, y declaró que, dada la caducidad indicada, el citado administrado, no podría hacer uso de las frecuencias autorizadas (reservadas) mediante los permisos temporales citados (TX 138,900 MHz y RX 141,9875 MHz; y CD 155,075 MHz), por carecer de un título habilitante vigente. (Folios 483 a 500 del expediente administrativo N° GCP-686-2013).

SÉPTIMO: Que mediante **Acuerdo Ejecutivo N° 020-2014-TEL-MICITT** de fecha 19 de febrero de 2014, el Poder Ejecutivo declaró caducos los permisos para la instalación y uso temporal, para efectos de prueba de una frecuencia o canal de radiocomunicación de uso privado, por el cumplimiento del plazo establecido en el ordenamiento jurídico (Decreto Ejecutivo N° 63, Reglamento de Estaciones Inalámbricas, emitido en fecha 11 de diciembre de 1956 y publicado en el Diario Oficial La Gaceta N° 285 de fecha 16 de diciembre de 1956), así como el incumplimiento de los requisitos establecidos en el Transitorio I del Reglamento de Radiocomunicaciones citado. (Folios 502 a 575 del expediente administrativo N° GCP-686-2013).

OCTAVO: Que los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 10 de febrero de 2014 y N° 020-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 19 de febrero de 2014 fueron publicados por tres (3) veces consecutivas a saber: en el Alcance Digital N° 24 al

Diario Oficial La Gaceta N° 109 de fecha 09 de junio de 2014; en el Alcance Digital N° 26 al Diario Oficial La Gaceta N° 110 de fecha 10 de junio de 2014; y su última publicación en el Alcance Digital N° 27 al Diario Oficial La Gaceta N° 111, de fecha 11 de junio de 2014. (Folios 578 a 585 del expediente administrativo N° GNP-686-2013).

NOVENO: Que mediante oficio sin número recibido en el Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones en fecha día 16 de junio de 2014, el señor LEÓNIDAS VARGAS DUARTE, con cédula de identidad N° 1-0651-0509, presentó recurso de reposición contra los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2014 y N° 020-2014-TEL-MICITT de fecha 19 de febrero de 2014. (Folios 974 a 976 del expediente administrativo N° GCP-686-2013 y folios 03 a 05 del expediente administrativo N° GCP-686-2013-63).

DÉCIMO: Que el Departamento de Normas y Procedimientos en Telecomunicaciones del Viceministerio de Telecomunicaciones del Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones (MICITT) emitió el Informe Técnico-Jurídico N° MICITT-DCNT-DNPT-INF-140-2022 de fecha 14 de julio de 2022, respecto del recurso de reposición presentado por el señor **LEÓNIDAS VARGAS DUARTE**, en contra de los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 10 de febrero de 2014 y N° 020-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 19 de febrero de 2014, en el cual recomendó al Poder Ejecutivo: a) **RECHAZAR POR INADMISIBLE** el recurso de reposición incoado por el señor LEÓNIDAS VARGAS DUARTE, con cédula de identidad N° 1-0651-0509, en contra del Acuerdo Ejecutivo N° 020-2014-TEL-MICITT de fecha 19 de febrero de 2014, dado que, al no constar dentro de las personas físicas y jurídicas que configuran en el considerando primero de dicho Acuerdo Ejecutivo, no se logró demostrar que los alcances de éste le inciden en su esfera jurídica al recurrente, de ahí que no se constituye parte interesada en los términos establecidos por el numeral 346 de la Ley General de la Administración Pública y, por ende, no cuenta con la legitimación activa para impugnar dicho acto administrativo. b) **RECHAZAR POR IMPROCEDENTE** el recurso de reposición incoado por el señor LEÓNIDAS VARGAS DUARTE, con cédula

de identidad N° 1-0651-0509, contra el Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2014, en vista de la caducidad de los permisos temporales de instalación y pruebas emitidos mediante los oficios N° 1483-06 CNR de fecha 07 de agosto de 2006 y N° 913-07 CNR de fecha 21 de mayo de 2007, que reservaron las frecuencias TX 138,900 MHz y RX 141,9875 MHz; y CD 155,075 MHz, respectivamente, y en vista de que no se logra demostrar de los autos, que mediante la emisión de los actos administrativos impugnados se le haya causado menoscabo o perjuicio a alguna situación jurídica consolidada o derecho. **Lo anterior de conformidad con las siguientes conclusiones:**

1. Que según lo dispuesto por el numeral 121 inciso 14) subinciso c) de la Constitución Política se requiere de una concesión o de un título habilitante conferido por el Poder Ejecutivo para explotar válidamente el espectro radioeléctrico, no siendo factible que mediante el transcurso del tiempo y de forma tácita se le confiera el derecho de utilizar el citado bien demanial, por lo que en el momento que vence el plazo dispuesto por el ordenamiento jurídico, el espectro radioeléctrico, en este caso reservado, regresa a disposición del Estado.
2. Que el “Reglamento de Radiocomunicaciones”, Decreto Ejecutivo N° 31608-G emitido en fecha 24 de junio de 2004 y publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 26 de junio de 2004, en su numeral 25 respecto de los permisos temporales de instalación y pruebas, únicamente otorgaba un plazo de seis (6) meses con una prórroga de seis (6) meses más, para efectos de la instalación y uso temporal de las frecuencias, sin que existiera en dicho Reglamento norma expresa mediante la cual se permitiera que una vez transcurrido ese plazo los titulares de las reservas pudieran continuar explotando las frecuencias.
3. Que para el Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones es obligatorio aplicar el dictamen vinculante N° C-151-2011 de fecha 05 de julio de 2011, aclarado mediante dictamen vinculante N° C-280-2011 de fecha 11 de

noviembre de 2011, emitidos por la Procuraduría General de la República al momento de resolver los trámites que quedaron pendientes de resolución a la entrada en vigor de la Ley General de Telecomunicaciones.

4. Que el Poder Ejecutivo en cumplimiento de lo dispuesto en el Transitorio I de la Ley General de Telecomunicaciones y al amparo de lo dispuesto en el dictamen vinculante N° C-151-2011 de fecha 05 de julio de 2011, aclarado mediante dictamen vinculante N° C-280-2011 de fecha 11 de noviembre de 2011, por medio de los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT y N° 020-2014-TEL-MICITT se procedió a reiterar y declarar la caducidad de las reservas otorgadas por la entonces Dirección de Control Nacional de Radio mediante los permisos temporales de instalación y pruebas.

5. Que, adicionalmente de conformidad con lo expuesto por la Procuraduría General de la República, mediante el dictamen vinculante N° C-151-2011 de fecha 05 de julio de 2011, aclarado mediante dictamen vinculante N° C-280-2011 de fecha 11 de noviembre de 2011, el Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G de fecha 24 de junio de 2004, reafirmó el carácter temporal del permiso, que se otorga igualmente por el plazo de seis meses pero, a diferencia del Reglamento de Estaciones Inalámbricas, existía la posibilidad de una única prórroga. Lo que significa que para efectos de esa instalación y prueba el interesado gozaba de un plazo que bajo ningún término podía exceder de un año. Lo que según dicho Ente Procurador *“(...) significa que transcurrido el plazo establecido, en su caso la prórroga, caducaba la posibilidad de usar el espectro. Por consiguiente, los particulares estaban jurídicamente imposibilitados para continuar utilizando el espectro y con mayor razón para explotarlos en servicios a terceros.*

Cualquier utilización y explotación que haya tenido lugar o que hoy día tenga lugar debe ser considerada de hecho y como tal ilegal”.

6. Que la Procuraduría manifestó también que, la regulación constitucional del espectro no permite a los solicitantes considerar válidamente que un derecho de uso pueda surgir por consentimiento tácito, manifestado a través de un acto igualmente tácito, en orden a que use y explote el espectro como si tuviera un derecho de uso sobre él. Ni la Constitución ni la Ley han previsto el acto tácito como forma de adquisición del derecho de uso y explotación; por el contrario, han requerido un acto expreso como es la concesión.
7. Que mediante el oficio N° 1483-06 CNR de fecha 07 de agosto de 2006 y el oficio N° 913-07 CNR de fecha 21 de mayo de 2007, la Dirección de Control Nacional de Radio de ese entonces del Ministerio de Gobernación y Policía le asignó al señor LEÓNIDAS VARGAS DUARTE, con cédula de identidad N° 1-0651-0509, los permisos temporales de instalación y pruebas de las frecuencias TX 138,900 MHz y RX 141,9875 MHz; y CD 155,075 MHz, respectivamente, por un plazo de seis (6) meses, con una única posibilidad de prórroga de hasta seis (6) meses más. Lo anterior, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25 del Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G emitido en fecha 24 de junio de 2004, y publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 28 de junio de 2004.
8. Que, conforme lo dispuesto en el artículo 25 del Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G y sus reformas, los dictámenes vinculantes N° C-151-2011 de fecha 11 de noviembre de 2011 y N° C-280-2011 de fecha 11 de noviembre de 2011 emitidos por parte del Procuraduría General de la República, el plazo de los permisos temporales de instalación y pruebas emitidos mediante los oficios N° 1483-06 CNR de fecha 07 de agosto de 2006 y N° 913-07 CNR de fecha 21 de mayo de 2007, vencieron, y por ende caducó

el derecho de uso y explotación de las frecuencias TX 138,900 MHz y RX 141,9875 MHz; y CD 155,075 MHz, respectivamente, las cuales deben regresar a disposición del Estado para futuras asignaciones.

9. Que el Poder Ejecutivo debe realizar la recuperación del bien de dominio público, para su futura asignación en cumplimiento de los objetivos de planificación, administración y control del espectro radioeléctrico que regula la Ley General de Telecomunicaciones.

(Folios 06 al 21 del expediente administrativo N° GCP-686-2013-63).

UNDÉCIMO: Que el Viceministro de Telecomunicaciones acogió íntegramente el criterio técnico de la dependencia jurídica del Viceministerio de Telecomunicaciones, referenciada en los considerandos anteriores, por no existir razones de interés nacional ni de orden público para separarse de ésta y en ese mismo acto, recomendó al Poder Ejecutivo acoger dicha recomendación. Dicho oficio y la recomendación técnica que lo sustentan, referenciada en el considerando anterior, consta en el expediente administrativo N° GCP-686-2013-63, del Departamento de Normas y Procedimientos en Telecomunicaciones del Viceministerio de Telecomunicaciones (MICITT) para mayor abundamiento.

DUODÉCIMO: Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución, y no se advierte la existencia de vicios de nulidad que incidan sobre la validez de la presente Resolución o que causen indefensión a la parte interesada.

CONSIDERANDO:

I. SOBRE LA ADMISIBILIDAD DEL RECURSO PLANTEADO

a. SOBRE LA LEGITIMACIÓN PARA RECURRIR.

Tal y como consta en el elenco de los antecedentes del presente informe técnico jurídico, mediante oficio sin número recibido en el Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones en fecha 16 de junio de 2014, el señor **LEÓNIDAS VARGAS**

DUARTE de calidades indicadas, interpuso recurso de reposición contra los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2014 y N° 020-2014-TEL-MICITT de fecha 19 de febrero de 2014.

Ahora bien, respecto a la posibilidad legal de incoar los actos administrativos objeto del recurso de reposición de mérito, siendo que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 342 de la Ley N° 6227, Ley General de Administración Pública, que señala que las “partes” podrán recurrir contra las resoluciones finales dictadas por la Administración, es relevante definir si el señor LEÓNIDAS VARGAS DUARTE es parte dentro del presente procedimiento, es decir, si los actos administrativos recurridos le aluden al recurrente en su esfera jurídica. Al respecto, los artículos 275 y 342 de la Ley N° 6227, Ley General de la Administración Pública, señalan:

*“Artículo 275.-**Podrá ser parte en el procedimiento administrativo**, además de la Administración, **todo el que tenga interés legítimo** o derecho subjetivo que pueda resultar afectado, lesionado o satisfecho de manera total o parcial por el acto final. El interés de la parte deberá ser legítimo y podrá ser moral, científico, religioso, económico o de cualquier otra naturaleza.*

(...)

Artículo 342.- Las partes podrán recurrir contra resoluciones de mero trámite, o incidentales o finales, en los términos de la presente Ley, por motivos de legalidad o de oportunidad”. (El resaltado es nuestro).

Dicho artículo señala “las partes” al referirse a las personas legitimadas para recurrir los actos administrativos; y en el caso en concreto estamos ante dos actos de la Administración Pública (Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 10 de febrero de 2014 y N° 020-2014-TEL-MICTT emitido en fecha 19 de febrero de

2014) mediante los cuales el Poder Ejecutivo reiteró y declaró caducos los permisos para la instalación y uso temporal, para efectos de prueba de una frecuencia o canal de radiocomunicación de uso privado, por el cumplimiento del plazo establecido en el ordenamiento jurídico, así como el incumplimiento de los requisitos establecidos en el Transitorio I del Reglamento de Radiocomunicaciones, según sea el caso.

En este sentido, el Tribunal Contencioso Administrativo, en su sentencia N° 787-2002, de las 9:30 horas de fecha 27 de setiembre de 2002, señaló lo siguiente:

“(...) La calidad de interesado, deriva de la titularidad de un interés directo, personal y vigente, producto de la lesión a una situación jurídica sustancial (llámese derecho subjetivo o interés legítimo) (...)”

Conforme a lo dicho, de los registros con que cuenta el Departamento de Normas y Procedimientos en Telecomunicaciones, así como en los archivos históricos de la Superintendencia de Telecomunicaciones, el recurrente tenía registradas (reservadas) a su nombre las frecuencias **TX 138,900 MHz y RX 141,9875 MHz; y CD 155,075 MHz**, asignadas (reservadas) mediante los Permisos temporales de Instalación y Pruebas emitidos mediante el oficio N° 1483-06 CNR de fecha 07 de agosto de 2006 y el oficio N° 913-07 CNR de fecha 21 de mayo de 2007, respectivamente; que lo habilitaba para la utilización temporal de dichas frecuencias, por un plazo de seis (6) meses, con una única prórroga posible de seis meses más a solicitud de parte. Por lo tanto, de la revisión del Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2014 indicado, se advierte que el recurrente está incluido en éste, por lo que está legitimado para recurrir el referido Acuerdo Ejecutivo, según lo establecido en el artículo 346 de la Ley General de la Administración Pública, por cuanto los efectos jurídicos de este acto administrativo le podrían incidir en su esfera jurídica, es decir, el señor LEÓNIDAS VARGAS DUARTE es considerado como interesado directo en el proceso de conclusión de los trámites pendientes de resolución a la entrada en vigencia de la Ley General de Telecomunicaciones.

Ahora bien, de la revisión del Acuerdo Ejecutivo N° 020-2014-TEL-MICITT de fecha 19 de febrero de 2014 indicado, se advierte que el recurrente no está incluido en los alcances de dicho Acuerdo Ejecutivo de ahí que, al no estar incorporado dentro de las personas físicas o jurídicas, a las cuales el Poder Ejecutivo a través del Acuerdo Ejecutivo N° 020-2014-TEL-MICITT, reiteró y declaró la caducidad de los permisos, carece de legitimación para acudir ante el Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones, a exponer su inconformidad, razón por la cual resulta inadmisibles, y es menester rechazar el recurso incoado por ser improcedente, en cuanto al Acuerdo Ejecutivo de referencia.

b. PLAZO DE PRESENTACIÓN DE RECURSO DE REPOSICIÓN.

Según lo que consta en los **folios 974 a 976** del expediente administrativo N° GCP-686-2013, los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT y N° 020-2014-TEL-MICITT, fueron notificados a los administrados mediante publicación por tres (3) veces consecutivas en el Diario Oficial La Gaceta, siendo la última publicación en el Diario Oficial La Gaceta N° 111, en fecha 11 de junio de 2014, Alcance Digital N° 27.

De conformidad con lo establecido en los Acuerdos Ejecutivos referidos, el plazo para interponer el recurso de reposición contra éstos era de tres (3) días hábiles contados con posterioridad al quinto (5) días hábil contado luego de la tercera publicación en el Diario Oficial La Gaceta, en que se consideraría notificado a la colectividad el acto administrativo, según lo regulado en el artículo 343 de la Ley General de la Administración Pública, en concordancia con el numeral 346 de la citada ley, los cuales rezan de la siguiente manera:

*“**Artículo 343.-** Los recursos serán ordinarios o extraordinarios. Serán ordinarios el de revocatoria o de reposición y el de apelación.
Será extraordinario el de revisión.*

(...) Artículo 346.-

*Los recursos ordinarios deberán interponerse dentro del término de **tres días** tratándose del acto final y de veinticuatro horas en los demás casos, ambos plazos contados a partir de la última comunicación del acto. (...)*. (Lo subrayado no es del original)

Visto lo anterior, el cómputo del plazo de los tres (3) días para interponer el recurso de reposición finalizaba el día 23 de junio de 2014, de manera que este Departamento de Normas y Procedimientos en Telecomunicaciones, confrontando el expediente administrativo N° GCP-686-2013, verificó que el señor **LEÓNIDAS VARGAS DUARTE** presentó el recurso de reposición en fecha **16 de junio de 2014**, dentro del plazo otorgado para tal efecto.

II. SOBRE LOS HECHOS PROBADOS

Se tienen por demostrados los siguientes hechos de interés para la resolución de este asunto, por ser contestes con los elementos de convicción que en su apoyo se citan:

1. Que conforme a los registros con que cuenta la Superintendencia de Telecomunicaciones, la Dirección de Control Nacional de Radio de ese entonces del Ministerio de Gobernación y Policía, le asignó (reservó) al señor **LEÓNIDAS VARGAS DUARTE**, con cédula de identidad N° 1-0651-0509, los permisos temporales de instalación de equipos y pruebas otorgados mediante los oficios N° 1483-06 CNR de fecha 07 de agosto de 2006 que vencía en fecha 07 de febrero de 2007 (frecuencias TX 138,900 MHz y RX 141,9875 MHz) y N° 913-07 CNR de fecha 21 de mayo de 2007 que vencía en fecha 21 de noviembre de 2007 (frecuencia CD 155,075 MHz), es decir, por un período de seis (6) meses, con una única posibilidad de prórroga de hasta seis (6) meses más a solicitud de parte. Lo anterior, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25 del Decreto Ejecutivo N° 31608-G, "Reglamento de Radiocomunicaciones", emitido en fecha 24 de junio de 2004, publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 28 de junio de 2004.

2. Que mediante el Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT, emitido en fecha 10 de febrero de 2014, el Poder Ejecutivo reiteró la caducidad de los permisos para la instalación y uso temporal, para efectos de prueba de una frecuencia o canal de radiocomunicación de uso privado, dentro de los que se encuentran, los conferidos mediante los oficios N° 1483-06 CNR de fecha 07 de agosto de 2006 y N° 913-07 CNR de fecha 21 de mayo de 2007, a favor del señor LEÓNIDAS VARGAS DUARTE por el cumplimiento del plazo establecido en el artículo 25 del Decreto Ejecutivo N° 31608-G, Reglamento de Radiocomunicaciones, emitido en fecha 24 de junio de 2004, y publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 28 de junio de 2004, y declaró que dada la caducidad indicada, el recurrente no podría hacer uso de las frecuencias TX 138,900 MHz y RX 141,9875 MHz; y CD 155,075 MHz, autorizadas (reservadas) mediante los permisos temporales citados, por carecer de un título vigente para tal efecto.

3. Que según lo dispuesto por el numeral 121 inciso 14) subinciso c) de la Constitución Política se requiere de una concesión o de un título habilitante conferido por el Poder Ejecutivo para explotar válidamente el espectro radioeléctrico, no siendo factible que mediante el transcurso del tiempo y de forma tácita se le confiera el derecho de utilizar el citado bien demanial, por lo que en el momento que vence el plazo dispuesto por el ordenamiento jurídico, el espectro radioeléctrico, en este caso reservado, regresa a disposición del Estado.

4. Que el "Reglamento de Radiocomunicaciones", Decreto Ejecutivo N° 31608-G emitido en fecha 24 de junio de 2004 y publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 26 de junio de 2004, en su numeral 25 respecto de los permisos temporales de instalación y pruebas, únicamente otorgaba un plazo de seis (6) meses con una prórroga de seis (6) meses más, para efectos de la instalación y uso temporal de las frecuencias, sin que existiera en dicho Reglamento norma expresa mediante la cual se permitiera que una vez transcurrido ese plazo los titulares de las reservas pudieran continuar explotando las frecuencias.

5. Que, según lo establecido por la Procuraduría General de la República, en los dictámenes técnicos vinculantes se encuentran los derechos derivados de los permisos temporales de instalación y pruebas aun y cuando los administrados cumplieron los requisitos, pero el órgano competente no finalizó el procedimiento establecido para formalizar y consolidar la posibilidad de utilizar el espectro radioeléctrico. Lo anterior, por cuanto según lo dispuesto por el numeral 121 inciso 14) subinciso c) de la Constitución Política se requiere de una concesión o de un título habilitante conferido por el Poder Ejecutivo para explotar válidamente el espectro radioeléctrico.

6. Que la Procuraduría manifestó también que, la regulación constitucional del espectro no permite a los solicitantes considerar válidamente que un derecho de uso pueda surgir por consentimiento tácito, manifestado a través de un acto igualmente tácito, en orden a que use y explote el espectro como si tuviera un derecho de uso sobre él. Ni la Constitución ni la Ley han previsto el acto tácito como forma de adquisición del derecho de uso y explotación; por el contrario, han requerido un acto expreso como es la concesión.

7. Que, adicionalmente de conformidad con lo expuesto por la Procuraduría General de la República, mediante el dictamen vinculante N° C-151-2011 de fecha 05 de julio de 2011, aclarado mediante dictamen vinculante N° C-280-2011 de fecha 11 de noviembre de 2011, el Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G de fecha 24 de junio de 2004, reafirmó el carácter temporal del permiso, que se otorga igualmente por el plazo de seis meses pero, a diferencia del Reglamento de Estaciones Inalámbricas, existía la posibilidad de una única prórroga. Lo que significa que para efectos de esa instalación y prueba el interesado gozaba de un plazo que bajo ningún término podía exceder de un año. Lo que según dicho Ente Procurador “(...) *significa que transcurrido el plazo*

establecido, en su caso la prórroga, caducaba la posibilidad de usar el espectro. Por consiguiente, los particulares estaban jurídicamente imposibilitados para continuar utilizando el espectro y con mayor razón para explotarlos en servicios a terceros. Cualquier utilización y explotación que haya tenido lugar o que hoy día tenga lugar debe ser considerada de hecho y como tal ilegal”.

8. Que a la fecha no existe a nombre del señor **LEÓNIDAS VARGAS DUARTE**, con cédula de identidad N° 1-0651-0509, un título habilitante que lo faculte para el uso no comercial de alguna frecuencia, según lo indicado por los artículos 121 inciso 14) subinciso c) de la Constitución Política, 7, 9 y 26 de la Ley General de Telecomunicaciones, y la nota CR 033 del Plan Nacional de Atribución de Frecuencias.

III. SOBRE LOS HECHOS NO PROBRADOS.

Para los efectos del fundamento de la presente Resolución, de la revisión de los antecedentes y pruebas que constan en el expediente administrativo correspondiente, no se lograron demostrar los siguientes hechos de relevancia para la resolución del presente asunto:

1. Que el administrado recurrente se encuentre dentro de los alcances del Acuerdo Ejecutivo N° 020-2014-TEL-MICITT, de fecha 19 de febrero de 2014, por cuanto el nombre del señor **LEÓNIDAS VARGAS DUARTE**, no consta como parte de las personas físicas o jurídicas mediante las cuales a través del citado acto administrativo, el Poder Ejecutivo reiteró la caducidad² de los permisos para la instalación y uso temporal, para efectos de prueba de una frecuencia o canal de radiocomunicación de uso privado, por el cumplimiento del plazo establecido en el ordenamiento jurídico, y por ende no fue factible demostrar que los efectos del Acuerdo Ejecutivo N° 020-2014-TEL-MICITT, le incidan sobre su esfera jurídica.

2. Que mediante la emisión del Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2014, en el cual se reiteró la declaratoria de caducidad de los permisos temporales de instalación de equipos y pruebas emitidos mediante los oficios N° 1483-06 CNR de fecha 07 de agosto de 2006 y N° 913-07 CNR de fecha 21 de mayo de 2007, se le haya causado algún perjuicio o menoscabo de un derecho adquirido o situación jurídica consolidada.
3. Que conste en los datos bajo custodia del Registro Nacional de Telecomunicaciones de la Superintendencia de Telecomunicaciones, solicitud alguna de prórroga presentada antes de la fecha de vencimiento de los permisos temporales de instalación de equipos y pruebas emitidos mediante los oficios N° 1483-06 CNR de fecha 07 de agosto de 2006 y N° 913-07 CNR de fecha 21 de mayo de 2007, o que conste un título habilitante que lo faculte para el uso del espectro radioeléctrico.
4. Que de los archivos con que cuenta el Viceministerio de Telecomunicaciones se haya demostrado que el recurrente haya presentado alguna solicitud de permiso para el uso de frecuencias conforme al ordenamiento jurídico actual del sector Telecomunicaciones, o que en su defecto haya presentado una solicitud para la conclusión de los trámites pendientes conforme al Transitorio I de la Ley General de Telecomunicaciones.

III. SOBRE EL FONDO

A. CONSIDERACIÓN PREVIA

De previo a entrar en el análisis de los alegatos presentados por la recurrente, es menester indicar que los Acuerdos Ejecutivos impugnados tienen su origen en la consulta planteada mediante oficio N° DM-732-2010 de fecha 21 de diciembre de 2010, por parte del Ingeniero Teófilo de la Torre Argüello, en ese entonces Ministro de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, a la Procuraduría General de la República para que dicho órgano

emitiera el criterio en cuanto a la determinación de las pautas a seguir respecto de los casos de solicitudes para el uso y explotación del espectro radioeléctrico presentadas y asignadas (reservadas) antes de la entrada en vigencia de la Ley General de Telecomunicaciones.

Así las cosas, según se refirió previamente en el presente análisis, hay dos regímenes jurídicos que podrían ser aplicados a los administrados según los Acuerdos Ejecutivos **N° 019-2014-TEL-MICITT** de fecha 10 de febrero de 2014 y **N° 020-2014-TEL-MICITT** de fecha 19 de febrero de 2014, según se tratase de los permisos temporales de instalación y pruebas o permisos de uso de espectro radioeléctricos (Acuerdos Ejecutivos) emitidos al amparo de lo establecido en el Decreto Ejecutivo N° 63, “Reglamento de Estaciones Inalámbricas”, de fecha 11 de diciembre de 1956, o bien, por el vencimiento del plazo, de los permisos temporales de instalación y pruebas o permisos de uso de espectro radioeléctricos (Acuerdos Ejecutivos) otorgados al amparo del Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G.

Así las cosas, podemos considerar la existencia de las siguientes situaciones jurídicas:

- a) Permisos temporales de instalación y pruebas emitidos al amparo de lo establecido en el Decreto Ejecutivo N° 63, “Reglamento de Estaciones Inalámbricas”, de fecha 11 de diciembre de 1956.
- b) Permisos temporales de instalación y pruebas emitidos al amparo de lo establecido en el Decreto Ejecutivo N° 31608-G, “Reglamento de Radiocomunicaciones”, de fecha 24 de junio de 2004.
- c) Acuerdos Ejecutivos (permisos de uso de espectro radioeléctrico) emitidos antes de la fecha 28 de junio de 2004, de conformidad con los artículos 19 y 30, y los transitorios II, IV y VII del Decreto Ejecutivo N° 31608-G, “Reglamento de Radiocomunicaciones”, emitido en fecha 24 de junio de 2004 y publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 28 de junio de 2004 y

sus reformas, en el cual se estableció la vigencia para las concesiones o permisos otorgados con anterioridad a la fecha de publicación del mencionado Reglamento (28 de junio de 2004).

- d) Acuerdos Ejecutivos (permisos de uso de espectro radioeléctrico) emitidos después de la fecha 28 de junio de 2004, mismos que vencieron cinco (5) años posterior a su emisión, donde se destaca que no se recibió oportunamente por parte del usuario histórico la solicitud expresa de renovación de dicho Título Habilitantes.

Por lo anterior, mediante dictamen vinculante N° C-151-2011 de fecha 05 de julio de 2011, aclarado mediante dictamen vinculante N° C-280-2011 de fecha 11 de noviembre de 2011, la Procuraduría General de la República determinó la caducidad de los permisos para la instalación y uso temporal, para efectos de prueba de una frecuencia o canal de radiocomunicación de uso privado, por el cumplimiento del plazo establecido en el ordenamiento jurídico otorgados al amparo del artículo 25 del Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G y artículo 53 del Decreto Ejecutivo N° 63, Reglamento de Estaciones Inalámbricas, según corresponda en cada caso particular.

Así las cosas, para la aplicación de los dictámenes referidos, en virtud de la función consultiva de la Procuraduría General de la República, es preciso aclarar que tales consultas tienen como objeto esclarecer a la autoridad consultante sobre la legalidad de su actuación. El ejercicio de esta función permite a la Procuraduría General establecer cuál es el Derecho aplicable, cómo debe responder la autoridad administrativa ante determinado tipo de situaciones y, por ende, participar en la determinación del derecho aplicable a la Administración Pública.

El objeto de toda consulta es obtener una opinión previa a la toma de decisiones por parte de la autoridad competente. Al consultar, el órgano competente pretende que se le oriente, aclare o determine sobre la decisión a tomar y las posibles consecuencias jurídicas. Eventualmente, el dictamen determinará la voluntad de la autoridad consultante.

Por lo anterior, resulta evidente la obligatoriedad del Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones de aplicar el dictamen vinculante N° C-151-2011 de fecha 05 de julio de 2011, aclarado mediante dictamen vinculante N° C-280-2011 de fecha 11 de noviembre de 2011, emitidos por la Procuraduría General de la República al momento de resolver los trámites que quedaron pendientes de resolución a la entrada en vigencia de la Ley General de Telecomunicaciones.

B. SOBRE LAS CARACTERÍSTICAS Y NATURALEZA JURÍDICA DEL ESPECTRO RADIOELÉCTRICO

Los bienes de dominio público son del Estado y dependiendo del grado de su régimen jurídico pueden o no salir de manos de éste para que puedan darse a particulares en concesión su uso, aprovechamiento o conservación. Conforme lo dispone el bloque de legalidad dentro de los bienes de dominio público, se encuentran los bosques y terrenos forestales nacionales, aguas territoriales, las costas o zona marítimo terrestre, el espacio aéreo, la plataforma continental, los recursos y riquezas naturales del agua, del suelo y subsuelo, los yacimientos de carbón y petróleo, los depósitos de minerales y el espectro radioeléctrico, entre otros.

Notas características de estos bienes, es que son inalienables, imprescriptibles, inembargables, no pueden hipotecarse ni ser susceptibles de gravamen en los términos del Derecho Civil. Como están fuera del comercio, estos bienes no pueden ser objeto de posesión, pero existe la posibilidad de que puedan ser desafectados por disposición de una ley marco que autorice el otorgamiento de la concesión para el uso y aprovechamiento¹.

¹ Sobre los bienes de dominio público señala la doctrina que: El dominio público es una técnica de intervención mediante la que se afecta a una finalidad pública determinada prevista por la ley -ya sea el uso o el servicio público, el fomento de la riqueza

Si bien no se puede adquirir un derecho de propiedad sobre los bienes de dominio público, si se puede obtener un derecho al aprovechamiento de estos mediante el permiso de uso, el cual es un acto jurídico unilateral que lo dicta la Administración en el uso de sus facultades y competencias que otorga un dominio útil del bien a favor del particular, reservándose siempre el Estado, el dominio directo sobre la cosa.

La precariedad de todo derecho o permiso de uso es consustancial a la figura y alude a la posibilidad que la Administración, en cualquier momento lo revoque, ya sea por la necesidad del Estado de ocupar plenamente el bien, por la construcción de una obra pública al igual que por razones de seguridad, higiene, estética, todo ello en la medida que, si llega a existir una contraposición de intereses entre el fin del bien y el permiso otorgado, debe prevalecer el uso natural de la cosa pública. En consecuencia, el régimen patrio de los bienes de dominio público los coloca fuera del comercio de los hombres y por ello los permisos que se otorguen serán siempre a título precario y revocables por la Administración, unilateralmente, cuando razones de necesidad o de interés general así lo señalan².

El espectro radioeléctrico, como bien de dominio público que es, sólo puede ser explotado por la Administración Pública o por particulares, de acuerdo con la ley o mediante concesión especial otorgada por tiempo limitado y con arreglo a las condiciones y estipulaciones que establezca el legislador, según lo instituye el artículo 121 inciso 14) subinciso c) de la Constitución Política que señala:

“Artículo 121.-

(...)

14) Decretar la enajenación o la aplicación a usos públicos de los bienes propios de la Nación.

nacional o la protección y garantía de explotación racional de recursos naturales- ciertos bienes de titularidad pública igualmente previstos por la Constitución o las leyes, dotándoles de un régimen jurídico de protección y utilización de Derecho Administrativo.

² Contraloría General de la República, oficio N° 1754 del 25 de febrero del 2003 (DAGJ-219-2003).

No podrán salir definitivamente del dominio del Estado

(..)

c) Los servicios inalámbricos

Los bienes mencionados en los apartes a), b) y c) anteriores sólo podrán ser explotados por la administración pública o por particulares, de acuerdo con la ley o mediante concesión especial otorgada por tiempo limitado y con arreglo a las condiciones y estipulaciones que establezca la Asamblea Legislativa (...)”

Asimismo, el artículo 7 de la Ley N° 8642, Ley General de Telecomunicaciones dispone:

“ARTÍCULO 7.- Planificación, administración y control

El espectro radioeléctrico es un bien de dominio público. Su planificación, administración y control se llevará a cabo según lo establecido en la Constitución Política, los tratados internacionales, la presente Ley, el Plan nacional de desarrollo de las telecomunicaciones, el Plan nacional de atribución de frecuencias y los demás reglamentos que al efecto se emitan”.

(Lo resaltado no es parte del original).

Debido a lo anterior, las concesiones o permisos para el uso y explotación del espectro radioeléctrico sólo confieren a su titular, el derecho de explotar o hacer uso de éste en los términos y condiciones estipuladas en el respectivo título habilitante, sin que se genere derecho alguno de dominio sobre éste.

Asimismo, respecto a los bienes demaniales la Sala Constitucional mediante su voto N° 02408 de las 16:13 horas de fecha 21 de febrero de 2007, sostuvo que:

“(..) son aquellos que tienen una naturaleza y régimen jurídico diverso de los bienes privados –los cuales se rigen por el derecho de propiedad en los términos del artículo 45 de la Constitución Política–, en tanto, por expresa voluntad del legislador se encuentran afectos a un destino especial de servir

a la comunidad, sea al interés público, y que por ello, no pueden ser objeto de propiedad privada, de modo que están fuera del comercio de los hombres, por lo cual, no pueden pertenecer individualmente a los particulares, ni al Estado, en sentido estricto, por cuanto éste se limita a su administración y tutela (...)”.

De manera que resulta evidente que los bienes públicos, y con ellos el espectro radioeléctrico, tienen un destino diferente, por estar afectados a un uso común, y en el caso particular de los servicios inalámbricos, específicamente ha establecido la jurisprudencia constitucional lo siguiente:

“Los servicios inalámbricos no constituyen un bien que el particular tenga el derecho innato a usarlo o que ejerza sobre el mismo algún tipo de derechos o que el Estado tenga la obligación de ponerlo a disposición del particular, lo que ocurre es que si el Estado a bien lo tiene y estima que puede disponer de ese bien para que sea explotado por el particular o bien por la misma Administración lo realice mediante la correspondiente concesión administrativa o legislativa otorgada en forma temporal, según el caso, en virtud que las ondas etéreas forman parte del espectro el cual es un bien demanial perteneciente a la Nación”.³

Como lo indica la jurisprudencia el bien público sólo puede ser explotado mediante concesión, la cual según el autor Ernesto Jinesta Lobo, en su Tratado Derecho Administrativo, se define como:

“(...) el acto por el cual la administración pública le transfiere a otro sujeto de derecho – normalmente, un sujeto de derecho privado, sea persona física o jurídica- un poder o derecho propio o no que el segundo no tenía antes.

³ Voto N° 06053-2002 de las 14:38 horas del 19 de junio de 2002, Sala Constitucional.

La concesión confiere un estatus jurídico, una situación jurídica o un derecho, precisamente, su característica esencial estriba en caracterizarse por ser un acto administrativo creador de derechos”.⁴

Lo anterior conjuga con lo establecido por la Procuraduría General de la República en el dictamen vinculante N° C-017-2000 de fecha 31 de enero de 2000, donde ese órgano asesor del Estado sostiene al respecto que:

“Conforme lo dispuesto en el artículo 121, inciso 14 de la Constitución Política y lo ha desarrollado la jurisprudencia constitucional y administrativa, el espectro electromagnético constituye un bien del Estado. Como tal es un bien demanial (...)”.

Por lo anterior resulta claro que los bienes demaniales, y en el caso que nos ocupa el espectro radioeléctrico se encuentran sometidos a un régimen especial fuera del comercio de los hombres, en consecuencia, esos bienes pertenecen al Estado en el sentido más amplio del concepto, están afectados al servicio que prestan y que invariablemente es esencial en virtud de norma expresa.⁵

A partir de todo lo anteriormente expuesto, desde la perspectiva jurídica tanto Constitucional, jurisprudencial y doctrinariamente, no cabe duda de que el espectro radioeléctrico es un bien demanial que por su naturaleza y características esta fuera del comercio de los hombres y, por ende, no puede ser objeto de sucesión, esto debido al carácter *“intuitu personae”*, requisito sine qua non para el otorgamiento.

En virtud del carácter de dominio público de las frecuencias del espectro radioeléctrico el Estado tiene la obligación de asegurar la eficiente y efectiva asignación, uso, explotación, administración y control del espectro radioeléctrico y demás recursos escasos, así como procurar los máximos beneficios del progreso tecnológico y de la convergencia.

⁴ JINESTA LOBO (Ernesto). Tratado de Derecho Administrativo, Tomo I, Editorial Biblioteca Jurídica Dike, pág. 451.

⁵ Voto N° 5976-93 de 15:42 horas del 16 de noviembre de 1993, Sala Constitucional.

En adición a lo anterior, debe tenerse en cuenta el uso eficiente y eficaz de los recursos demaniales escasos, ya que de conformidad con la Ley General de Telecomunicaciones, en su artículo 3 inciso i) dispone el principio rector de: *“Optimización de los recursos escasos: asignación y utilización de los recursos escasos y de las infraestructuras de telecomunicaciones de manera objetiva, oportuna, transparente, no discriminatoria y eficiente, con el doble objetivo de asegurar una competencia efectiva, así como la expansión y mejora de las redes y servicios”*.

Debido a este artículo, debe tenerse en cuenta la importancia de que la Administración Pública recupere las frecuencias que no están siendo utilizadas de conformidad con su título habilitante, pues al tratarse de un recurso escaso, perteneciente al Estado costarricense, es necesario que el mismo se administre y explote con total eficacia. O en su defecto, que recupere las frecuencias que en su momento fueron reservadas o asignadas temporalmente para instalar equipo y hacer pruebas de su uso y funcionamiento, pero que no consta un otorgamiento oficial de un título habilitante (Acuerdo Ejecutivo) de otorgamiento de estas.

3. SOBRE EL RÉGIMEN JURÍDICO DE LOS PERMISOS TEMPORALES DE INSTALACIÓN Y PRUEBAS Y DE LOS PERMISOS DE USO DE FRECUENCIAS ASIGNADOS AL AMPARO DEL REGLAMENTO DE RADIOCOMUNICACIONES, DECRETO EJECUTIVO N° 31608-G Y SU CADUCIDAD

En el presente apartado se procederá a analizar la situación jurídica de los permisos temporales de instalación y pruebas emitidos mediante oficio N° 1483-06 CNR de fecha 07 de agosto de 2006 y oficio N° 913-07 CNR de fecha 21 de mayo de 2007, conferidos al señor LEÓNIDAS VARGAS DUARTE, con cédula de identidad N° 1-0651-0509, mediante los cuales se asignó a modo de reserva temporalmente para su instalación y

realización de pruebas las frecuencias TX 138,900 MHz y RX 141,9875 MHz; y CD 155,075 MHz, respectivamente, por un plazo de seis (6) meses, con una única posibilidad de prórroga de hasta seis (6) meses a solicitud de parte, los cuales se fundamentaron en la facultad dispuesta en el numeral 25 del Reglamento de Radiocomunicaciones vigente a la fecha de su emisión, norma que disponía:

“Artículo 25. —Permiso temporal de instalación y pruebas. El Departamento de Control Nacional de Radio, para efectos de tener elementos de juicio e informar en relación con los incisos b y c del artículo 5 y el artículo 6 de la ley 1758, podrá autorizar la instalación y uso temporal, únicamente para efectos de prueba de una frecuencia o canal de radiocomunicación de uso privado, por un período de seis meses, con una única prórroga de hasta seis meses más”.

Como puede desprenderse del artículo transcrito, así como de la revisión integral del Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G emitido en fecha 24 de junio de 2004 y publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 26 de junio de 2004, dicho cuerpo normativo únicamente otorgaba un plazo de seis (6) meses con una posibilidad de prórroga de hasta seis (6) meses más, para efectos de la instalación y uso temporal de las frecuencias, sin que existiera en dicho Reglamento norma expresa mediante la cual se permitiera que una vez transcurrido ese plazo los titulares de las reservas pudieran continuar explotando las frecuencias. Así como tampoco se indicaba, que transcurrido el plazo del permiso temporal automáticamente el permisionario obtendría el título habilitante (Acuerdo Ejecutivo) necesario para el uso y explotación de las frecuencias. Adicionalmente se indicaba que durante ese plazo de seis meses debía realizar un acuse de instalación a fin de que la Administración pudiera hacer una visita *in situ* con el fin de verificar la instalación correcta de las frecuencias sin generar interferencias perjudiciales y que esta instalación se hiciera de acuerdo con las características técnicas de instalación del Reglamento de cita.

Bajo esta tesitura, de los registros con que cuenta el Departamento de Normas y Procedimientos en Telecomunicaciones, así como en los archivos históricos de la Superintendencia de Telecomunicaciones, consta que el señor VARGAS DUARTE presentó ante el Ministerio de Gobernación y Policía la solicitud formal a fin que se le otorgara el permiso de uso de las frecuencias, razón por la cual se le otorgaron los permisos temporales de instalación y pruebas citados, más no cuenta que haya hecho el acuse de instalación, así como que haya presentado con posterioridad una solicitud para terminar el trámite iniciado o en su defecto una solicitud nueva de uso de frecuencias al amparo de la actual Ley General de Telecomunicaciones.

De esta manera, al momento de haber acontecido el plazo establecido por la normativa vigente, tanto los permisos temporales así como los permisos de uso de frecuencias se extinguen de pleno derecho, y, por ende, fenecen todos los derechos derivados de éstos, sin requerirse -como se precisará más adelante- del dictado de un acto emanado por parte del Poder Ejecutivo, y consecuentemente las frecuencias que fueron objeto del permiso regresan naturalmente a disposición del Estado para su futura asignación.

Tal y como se ha apuntado, el plazo de seis (6) meses prorrogable por una única vez, establecido en la normativa vigente al momento de su emisión (artículo 25 del Reglamento de Radiocomunicaciones) de los permisos temporales o en su defecto el plazo de cinco años establecido en la normativa vigente al momento de su emisión (artículo 30 del Reglamento de Radiocomunicaciones) está sujeto únicamente al transcurso natural del tiempo, sin detrimento de la extinción anormal que se pueda generar según los términos previstos en la ley, caso en el cual, se debe acatar el debido proceso, de manera que se garanticen los principios constitucionales de legalidad, seguridad jurídica y transparencia entre otros.

De lo anterior, se puede concluir sin lugar a dudas, que en el caso de la extinción del acto administrativo por vencimiento del plazo, al estar dicha causal contenida en el mismo acto o por disposición del propio ordenamiento jurídico, no se requiere un procedimiento posterior o manifestación alguna por parte de la Administración (lo cual

aplicaría para el caso de marras), ya que de ser así mientras precluyen todos los procedimientos administrativos y eventuales procesos judiciales, las empresas estarían utilizando las frecuencias más allá del plazo concedido por el ordenamiento jurídico.

Siendo que, en el caso de los permisos temporales en cuestión, fue la misma norma, ergo, el Decreto Ejecutivo N° 31608-G, Reglamento de Radiocomunicaciones, el que estableció su plazo de vigencia y por tanto de extinción de dicho acto, todos sus efectos fenecerán a partir del vencimiento del plazo dispuesto en el citado Reglamento y en el mismo acto administrativo o título habilitante.

Aunado a lo anterior, para modificar la inscripción de una concesión o permiso en el Registro Nacional de Telecomunicaciones cuando se extingue por vencimiento del plazo, no se requiere de un procedimiento administrativo ni acto declarativo alguno por parte de la Administración para que conste en dicho Registro, esa situación jurídica, debido a que ya es un hecho que consta en el mismo. Por tanto, como consecuencia de la extinción por vencimiento del plazo, se tiene el Estado puede disponer de las frecuencias, en la fecha dispuesta en el respectivo permiso o concesión.

Lo anterior sin perjuicio de que los mismos oficios (actos administrativos) manifestaban expresamente este plazo y los presupuestos (como la prórroga) que podían aplicarle, lo cual era de conocimiento del solicitante interesado, sea del señor LEÓNIDAS VARGAS DUARTE, desde que tuvo conocimiento del oficio N° 1483-06 CNR de fecha 07 de agosto de 2006 y oficio N° 913-07 CNR de fecha 21 de mayo de 2007, así como del conocimiento de la normativa vigente y aplicable (principio de que nadie puede alegar desconocimiento de la ley). En este sentido los oficios de cita fueron meridianos al indicar taxativamente lo siguiente:

“Con la presente notificación, se concede un permiso máximo de hasta seis meses que vence el 07 de Febrero del 2007 [sic], para que realice la instalación del sistema solicitado y notifique a ésta oficina una vez finalizada la instalación. Pasado éste lapso no nos ha acusado la instalación, éste Departamento dispondrá de oficio, sin lugar a indemnización (...).”

Bajo esta fundamentación jurídica, de acuerdo con lo establecido en el apartado de los antecedentes del presente caso, y de la información bajo custodia del Viceministerio de Telecomunicaciones no consta que, el señor LEÓNIDAS VARGAS DUARTE, con cédula de identidad N° 1-0651-0509 haya requerido un permiso de uso de frecuencias a título personal, una vez fenecido el plazo de los permisos temporales.

De ahí que queda claro que, a la fecha de la emisión del presente análisis, se encuentra vencido el plazo y, por ende, caducó cualquier derecho derivado de los permisos temporales de instalación y pruebas emitidos mediante el oficio N° 1483-06 CNR de fecha 07 de agosto de 2006 y oficio N° 913-07 CNR de fecha 21 de mayo de 2007, encontrándose vedado el citado recurrente para utilizar el recurso radioeléctrico anteriormente reservado, sin contar con un título habilitante vigente para tal efecto.

Finalmente, y de la información bajo custodia del Viceministerio de Telecomunicaciones no consta que, el señor **LEÓNIDAS VARGAS DUARTE**, con cédula de identidad N° 1-0651-0509 haya requerido un permiso de uso de frecuencias a título personal bajo el nuevo régimen sectorial, en donde demostrara su interés de contar con un título habilitante para el uso del espectro radioeléctrico, de ahí que no se demuestre que se le haya causado un perjuicio en su esfera jurídica.

C. SOBRE EL ANÁLISIS DE LOS ARGUMENTOS DE FONDO DEL RECURSO PRESENTADO

Con vista en los folios 974 a 976 del expediente administrativo N° GCP-686-2013, mediante oficio recibido en el Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones en fecha 16 de junio de 2014, el señor **LEÓNIDAS VARGAS DUARTE**, con cédula de identidad N° 1-0651-0509, presentó recurso de reposición contra los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT y N° 020-2014-TEL-MICITT.

De la lectura integral del recurso incoado, se observa que el fondo de este se centra en que a criterio del recurrente la declaratoria de la caducidad de las frecuencias que le fueron reservadas implica una afectación, por cuanto se le estaría quitando un instrumento de trabajo, en lo que interesa manifestó:

“En lo personal, me dejan sin un instrumento de trabajo y el Estado complica el desempeño de nuestras actividades en el servicio público de transporte remunerado de personas modalidad taxis en la provincia de Guanacaste, perjudicando a los usuarios del servicio público de transporte de personas al no recibir el servicio oportunamente, así como a más de 150 asociados”.

Otro de los argumentos esbozados por el recurrente, está referido a que de la revisión del recurso de reposición interpuesto se observa que la disconformidad radica en la falta de procedimientos reglamentarios que permitieran concluir los procedimientos en curso a la entrada en vigencia la Ley General de Telecomunicaciones, no obstante, según los elementos con que cuenta el Viceministerio de Telecomunicaciones, no consta que el señor **LEÓNIDAS VARGAS DUARTE** a la fecha de emisión de los Acuerdos Ejecutivos incoados, cuente con una nueva solicitud de frecuencias, siendo el único trámite pendiente la resolución del recurso de reposición presentado en fecha **16 de junio de 2014**, en lo que interesa manifestó que:

“ (...)

- 1. La comunicación vía radio es esencial en labores diarias de cientos de miles de empresas o personas que requieren mantener comunicación en sus operaciones de producción agrícola, industrial, transporte público y privado; seguridad privada, generación de energía eléctrica, y muchos más que encuentran en la radiocomunicación de dos vías eficiencia,*

seguridad y respuesta inmediata a las necesidades de comunicación en nuestras operaciones, en especial como la nuestra, la de transporte privado de personas, y que de la noche a la mañana nos veríamos despojados (...) de nuestro derecho a la comunicación.

(...)

- 3. Que a falta de desarrollo reglamentario de los transitorios de la Ley General de Telecomunicaciones, los ostentadores de permisos de instalación y prueba (reservas de frecuencias), se presentó solicitud ante el Viceministerio de Telecomunicaciones, con fundamento en lo dispuesto por el legislador en el Transitorio I de la Ley General de Telecomunicaciones, solicitando se concluyera la gestión iniciada mediante la Ley de Radio [sic, léase (Servicios Inalámbricos)] N° 1758, donde habían solicitado el otorgamiento de la concesión de derecho de uso de frecuencias, a lo que la Administración con fundamento en el artículo 53 del Reglamento de estaciones Inalámbricas y posteriormente del 28 de junio de 2004 mediante el Reglamento de Radiocomunicaciones, nos otorgó el indicado permiso, haciéndonos incurrir en una gran inversión en la compra de nuestros equipos de radiocomunicación, donde posteriormente se cumplió con los demás requisitos de acuse de instalación, e inicio de pruebas, para [que] se realizaran las inspecciones correspondientes como demandaban ambos reglamentos, así como el pago de los impuestos de derecho de uso de frecuencias establecidos en la citada Ley de Radio [sic, léase (Servicios Inalámbricos)].*

Lamentablemente la Administración fue omisa en el otorgamiento de la concesión por múltiples motivos, principalmente de falta de recursos técnicos y financieros para realizar las inspecciones.

- 4. Que ante la falta de un procedimiento reglamentario que permitiera concluir los procedimientos en curso a la entrada en vigencia la Ley General de Telecomunicaciones, conforme lo establecía el citado*

Transitorio I; procedimientos en curso como lo eran las llamadas reservas de frecuencias, también se cumplió con lo dispuesto en el Transitorio IV de informar al Consejo de la SUTEL en abril de 2009 sobre las frecuencias que nos habían reservado y el uso que les dábamos, de lo cual nunca se recibió ningún tipo de información o prevención por parte de la SUTEL sobre lo que debíamos hacer. Por tal motivo, presentamos ante el Viceministerio de Telecomunicaciones solicitud tendiente [a] que se nos otorgara un nuevo título habilitante de la que hasta ahora no hemos recibido respuesta.

(...)"

Al respecto, es indispensable indicar que, de la revisión integral de los expedientes administrativos recabados por el Viceministerio de Telecomunicaciones, no se logró determinar que, el señor **LEÓNIDAS VARGAS DUARTE**, con cédula de identidad N° 1-0651-0509, a título personal, haya solicitado el otorgamiento de un permiso de uso de frecuencias, en donde haya manifestado su interés de seguir utilizando los recursos de espectro radioeléctrico, de ahí que ello conlleve a que no exista un menoscabo ni un perjuicio en su situación jurídica, dado que para ser titular de un permiso de uso de frecuencias debe contar con un título habilitante vigente que lo faculte para tal efecto.

Aunado a lo anterior, se infiere de los registros bajo custodia del Registro Nacional de Telecomunicaciones que el señor **LEÓNIDAS VARGAS DUARTE**, con cédula de identidad N° 1-0651-0509, tampoco cuenta actualmente con título habilitante vigente alguno otorgado por el Poder Ejecutivo respecto de las frecuencias objeto de la impugnación del recurrente y que fueran reservadas mediante los permisos temporales de instalación y pruebas indicados en el presente análisis, una vez emitida la Ley General de Telecomunicaciones, de acuerdo con los parámetros regulados por el legislador.

Por lo anterior, no se demuestra en el caso de mérito que, con la emisión de los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT y N° 020-2014-TEL-MICITT, la existencia de un daño, perjuicio o menoscabo para el ejercicio de las labores comerciales del señor

LEÓNIDAS VARGAS DUARTE, con cédula de identidad N° 1-0651-0509, por lo que debe rechazarse por el fondo lo aducido por éste, y se le reitera por ende que, el plazo de los permisos temporales de instalación y pruebas conferidos mediante los oficios N° 1483-06 CNR de fecha 07 de agosto de 2006 y N° 913-07 CNR de fecha 21 de mayo de 2007, se encuentran vencidos, y, por ende, caducó cualquier derecho derivado de éstos.

Finalmente, es menester indicar que la Procuraduría General de la República en el ya referido dictamen vinculante N° C-151-2011, aclarado mediante dictamen vinculante N° C-280-2011, se pronunció con respecto a la naturaleza demanial del espectro radioeléctrico y la necesidad de un acto de la Administración para su explotación en los siguientes términos:

*“Como se deriva de la propia consulta, la explotación del espectro es realizada por los solicitantes sin concesión que le otorgue un derecho y explotación de las frecuencias que pretenden. **El Departamento de Control de Radio les otorgó un permiso de uso con una finalidad concreta, que no fue otra, que el de probar la instalación de los equipos. Transcurrido el plazo del permiso correspondiente, se extinguió el derecho a ese uso precario. Por consiguiente, a partir de ese vencimiento, el particular realiza una explotación del demanio público sin ningún título que lo ampare. Situación de mera tolerancia a la que la Administración debe poner fin, recuperando las frecuencias que están siendo ilegalmente explotadas**”.*
(Resaltado no es parte del original).

Por lo anterior, la Procuraduría manifestó que la regulación constitucional del espectro no permite al solicitante considerar válidamente que un derecho de uso **pueda surgir por consentimiento tácito**, manifestado a través de un acto igualmente tácito, en orden a que use y explote el espectro como si tuviera un derecho de uso sobre él. Ni la

Constitución ni la Ley han previsto el acto tácito como forma de adquisición del derecho de uso y explotación; por el contrario, **han requerido un acto expreso como es la concesión**. Al respecto, indicó la Procuraduría:

*“Consecuentemente, **no puede entenderse que la inactividad de la Administración**, en el sentido de que omite la conducta legalmente debida, **deba ser tenida como un acto tácito de otorgamiento del derecho de uso de la frecuencia**. Ese acto tácito tampoco hace surgir un derecho de “reclamar” el otorgamiento de la frecuencia, sino solo la emisión del acto que ponga fin al procedimiento, para lo cual podrá otorgarse la concesión –si procediere- o denegarse”. (Resaltado no es parte del original).*

De todo lo dicho, se concluye que la naturaleza de las frecuencias como bien demanial, propia del espectro electromagnético determina que su explotación por particulares requiera de una concesión o permiso otorgada conforme a la ley, lo que excluye la posibilidad de que la explotación se origine con la inercia administrativa.

No obstante, lo anterior, se le informa al recurrente que, en caso de que requiera frecuencias del espectro radioeléctrico, deberán someterse a lo establecido en los artículos 19 y/o 26 siguientes y concordantes de la Ley General de Telecomunicaciones, y en los artículos 34 y/o 45 siguientes y concordantes de su Reglamento, para lo cual deberán presentar su solicitud ante el Viceministerio de Telecomunicaciones.

POR TANTO,

**EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA Y
EL MINISTRO DE CIENCIA, INNOVACIÓN, TECNOLOGÍA Y
TELECOMUNICACIONES**

RESUELVEN:

PRIMERO: RECHAZAR POR INADMISIBLE el recurso de reposición incoado por el señor LEÓNIDAS VARGAS DUARTE, con cédula de identidad N° 1-0651-0509, en contra del Acuerdo Ejecutivo N° 020-2014-TEL-MICITT de fecha 19 de febrero de 2014, dado que, al no constar dentro de las personas físicas y jurídicas que configuran en el considerando primero de dicho Acuerdo Ejecutivo, no se logró demostrar que los alcances de éste le inciden en su esfera jurídica al recurrente, de ahí que no se constituye parte interesada en los términos establecidos por el numeral 346 de la Ley General de la Administración Pública y, por ende, no cuenta con la legitimación activa para impugnar dicho acto administrativo.

SEGUNDO: RECHAZAR POR IMPROCEDENTE el recurso de reposición incoado por el señor LEÓNIDAS VARGAS DUARTE, con cédula de identidad N° 1-0651-0509, contra el Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2014, en vista de la caducidad de los permisos temporales de instalación y pruebas emitidos mediante los oficios N° 1483-06 CNR de fecha 07 de agosto de 2006 y N° 913-07 CNR de fecha 21 de mayo de 2007, que reservaron las frecuencias TX 138,900 MHz y RX 141,9875 MHz; y CD 155,075 MHz, respectivamente, y en vista de que no se logra demostrar de los autos, que mediante la emisión de los actos administrativos impugnados se le haya causado menoscabo o perjuicio a alguna situación jurídica consolidada o derecho.

TERCERO: CONFIRMAR en todos sus extremos los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 10 de febrero de 2014 y N° 020-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 19 de febrero de 2014.

CUARTO: NOTIFICAR la presente Resolución Administrativa por los medios señalados en los expedientes administrativos N° GCP-686-2013 y N° GCP-686-2013-63 al señor LEÓNIDAS VARGAS DUARTE y a la Superintendencia de Telecomunicaciones para lo que corresponda.

QUINTO: DAR por agotada la vía administrativa, en referencia a los hechos impugnados por parte del señor LEÓNIDAS VARGAS DUARTE, y que fueron resueltos mediante la presente resolución administrativa.

RODRIGO CHAVES ROBLES.—El Ministro de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones, Carlos Enrique Alvarado Briceño.—O.C.N° 4600076150.—Solicitud N° 005-2023-TEL.—(IN2023809165).

RESOLUCIÓN N° 030-2021-R-TEL-MICITT

PODER EJECUTIVO. San José, a las 15 horas veinticinco minutos del 20 de octubre de dos mil veintidos.

El Presidente de la República y el Ministro de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones conocen sobre el recurso de reposición incoado contra los **Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT** emitido en fecha 10 de febrero de 2014 y **N° 020-2014-TEL-MICITT** emitido en fecha 19 de febrero de 2014, publicados en el Alcance Digital N° 24 al Diario Oficial La Gaceta N° 109 de fecha 09 de junio de 2014; en el Alcance Digital N° 26 al Diario Oficial La Gaceta N° 110 de fecha 10 de junio de 2014; y en el Alcance Digital N° 27 al Diario Oficial La Gaceta N° 111 de fecha 11 de junio de 2014; por parte la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA**, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138.

RESULTANDO:

PRIMERO: Que mediante el **oficio N° 1879-06 CNR** de fecha 29 de septiembre de 2006, la Dirección de Control Nacional de Radio de ese entonces del Ministerio de Gobernación y Policía le asignó (reservó) a la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA**, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138, el permiso temporal de instalación y pruebas de las frecuencias TX 451,9500 MHz, RX 456,9750 MHz y CD 454,1000 MHz, por un plazo de seis (6) meses, con una única posibilidad de prórroga de hasta seis (6) meses más. Lo anterior, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25 del Decreto Ejecutivo N° 31608-G, “Reglamento de Radiocomunicaciones”, emitido en fecha 24 de junio de 2004, publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 28 de junio de 2004. (Folio 01 del expediente administrativo N° GCP-686-2013-44).

SEGUNDO: Que mediante **oficio N° DM-732-2010** de fecha 21 de diciembre de 2010, el Ingeniero Teófilo de la Torre Argüello, en ese entonces Ministro de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, solicitó a la Procuraduría General de la República criterio en cuanto a la determinación de las pautas a seguir respecto de casos de solicitudes para el uso y explotación del espectro radioeléctrico presentadas antes de la entrada en vigor de la Ley General de Telecomunicaciones. (Folios 01 a 50 del expediente administrativo N° GCP-686-2013).

TERCERO: Que mediante el dictamen vinculante emitido mediante **oficio N° C-151-2011** de fecha 05 de julio de 2011, aclarado por el dictamen vinculante emitido mediante **oficio N° C-280-2011** de fecha 11 de noviembre de 2011, la Procuraduría General de la República determinó la caducidad de los permisos para la instalación y uso temporal, para efectos de prueba de una frecuencia o canal de radiocomunicación de uso privado, por el cumplimiento del plazo establecido en el ordenamiento jurídico otorgados al amparo del artículo 25 del Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 28 de junio de 2004 y artículo 53 del Reglamento de Estaciones Inalámbricas, Decreto Ejecutivo N° 63 publicado en el Diario Oficial La Gaceta N° 285 de fecha 16 de diciembre de 1956. (Folios 53 a 93 y 282 a 322 del expediente administrativo N° GCP-686-2013).

CUARTO: Que la Contraloría General de la República mediante **Informe N° DFOE-IFR-6-2012** de fecha 30 de julio de 2012, específicamente dispuso en su apartado 5.1 inciso b), que: *“(...) el Poder Ejecutivo debía definir y ejecutar las acciones necesarias para dar la solución a todos los casos referidos a la denominada ‘reserva de espectro’ de manera que se concluyan todos los trámites que se encuentren pendientes”*.

QUINTO: Que mediante **Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT** emitido en fecha 10 de febrero de 2014, el Poder Ejecutivo reiteró la caducidad de los permisos para la instalación y uso temporal, para efectos de prueba de una frecuencia o canal de

radiocomunicación de uso privado, dentro de los que se encuentra el conferido mediante el oficio N° 1879-06 CNR de fecha 29 de septiembre de 2006, por el cumplimiento del plazo establecido en el artículo 25 del Decreto Ejecutivo N° 31608-G, Reglamento de Radiocomunicaciones, emitido en fecha 24 de junio de 2004, y publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 28 de junio de 2004, y declaró (el Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT) que dada la caducidad indicada, la citada empresa no podría hacer uso de las frecuencias autorizadas (reservadas) mediante el permiso temporal citado, por carecer de un título habilitante vigente. (Folios 483 a 500 del expediente administrativo N° GCP-686-2013).

SEXO: Que mediante **Acuerdo Ejecutivo N° 020-2014-TEL-MICITT** de fecha 19 de febrero de 2014, el Poder Ejecutivo declaró caducos los permisos para la instalación y uso temporal, para efectos de prueba de una frecuencia o canal de radiocomunicación de uso privado, por el cumplimiento del plazo establecido en el ordenamiento jurídico (Decreto Ejecutivo N° 63, Reglamento de Estaciones Inalámbricas, emitido en fecha 11 de diciembre de 1956 y publicado en el Diario Oficial La Gaceta N° 285 de fecha 16 de diciembre de 1956), así como el incumplimiento de los requisitos establecidos en el Transitorio I del Reglamento de Radiocomunicaciones citado. (Folios 502 a 575 del expediente administrativo N° GCP-686-2013).

SÉPTIMO: Que los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 10 de febrero de 2014 y N° 020-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 19 de febrero de 2014 fueron notificados a la colectividad mediante publicación por tres (3) veces consecutivas, realizadas a saber: en el Alcance Digital N° 24 al Diario Oficial La Gaceta N° 109 de fecha 09 de junio de 2014; en el Alcance Digital N° 26 al Diario Oficial La Gaceta N° 110 de fecha 10 de junio de 2014; y su última publicación el Alcance Digital N° 27 al Diario Oficial La Gaceta N° 111 de fecha 11 de junio de 2014. (Folios 578 a 584 del expediente administrativo N° GCP-686-2013).

OCTAVO: Que mediante oficio sin número recibido en el Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones en fecha 16 de junio de 2014, la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA**, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138, presentó recurso de reposición contra los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2014 y N° 020-2014-TEL-MICITT de fecha 19 de febrero de 2014. Dicho recurso fue suscrito por el señor Óscar Danilo Alvarado Rodríguez, con cédula de identidad N° 4-0145-0961, en su condición de Presidente con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma de la empresa dicha, personería verificada como requisito de admisibilidad por el Departamento de Normas y Procedimientos en Telecomunicaciones al momento de la presentación del recurso, con vista en la certificación N° RNPDIGITAL-2155742-2014 de las 11:06 horas de fecha 02 de mayo de 2014 emitida por el Registro Nacional. (Folios 1496 a 1502 del expediente administrativo N° GCP-686-2013 y folios 02 a 05 del expediente administrativo N° GCP-686-2013-44).

NOVENO: Que el Poder Ejecutivo mediante el **Acuerdo Ejecutivo N° 089-2017-TEL-MICITT** de fecha 27 de febrero de 2017, le otorgó a la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA**, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138, el permiso de uso no comercial de las frecuencias TX 456,9750 MHz y RX 451,9750 MHz (en modalidad de repetidora) y CD 454,5750 MHz (en modalidad de canal directo) para la instalación de una red de radiocomunicación privada para actividades propias de la empresa, por un plazo de cinco (5) años a partir del día hábil siguiente al de su notificación, según lo indicado por la nota CR 033 del Plan Nacional de Atribución de Frecuencias. Dicho Título Habilitante fue notificado a la administrada en fecha 09 de junio de 2017 vía correo electrónico. (Folios 74 a 82 del expediente administrativo N° GNP-237-2015 y folios 08 a 16 del expediente administrativo N° GCP-686-2013-44).

DÉCIMO: Que el Departamento de Normas y Procedimientos en Telecomunicaciones, mediante consulta en fecha 28 de junio de 2022, a la página del Registro Nacional Sección de Personas Jurídicas, corroboró la disolución de la persona jurídica LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138, disuelta de conformidad con la Ley N° 9428, “Impuesto a las Personas Jurídicas”, emitida en fecha 21 de marzo de 2017 y publicada en el Alcance N° 64 al Diario Oficial La Gaceta N° 58 de fecha 22 de marzo de 2017. (Folio 17 del expediente administrativo N° GCP-686-2013-66).

UNDÉCIMO: Que en fecha 28 de junio de 2022, el Departamento de Normas y Procedimientos en Telecomunicaciones del Viceministerio de Telecomunicaciones del Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones (MICITT) emitió el Informe Técnico-Jurídico N° MICITT-DCNT-DNPT-INF-130-2022, respecto del recurso de reposición incoado por la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA**, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138, en el cual recomendó al Poder Ejecutivo **rechazar por inadmisibile** el recurso interpuesto contra el Acuerdo Ejecutivo N° 020-2014-TEL-MICITT de fecha 19 de febrero de 2014, siendo que la recurrente no se encuentra dentro de los alcances jurídicos de este por no estar dentro de los listados las personas físicas y jurídicas mediante las cuales el Poder Ejecutivo declaró caducos los permisos temporales de instalación y pruebas, por lo que carece de interés directo y por ende, de legitimación para impugnar dicho acto administrativo; además de **rechazar por improcedente** el recurso de reposición incoado por la empresa recurrente, contra el Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2014, en vista de que el Poder Ejecutivo, a la fecha de la resolución del presente recurso de reposición interpuesto, ya ha resuelto las necesidades de comunicación de dicha empresa por medio de la emisión de un acto administrativo, sea por medio del Acuerdo Ejecutivo N°

089-2017-TEL-MICITT de fecha 27 de febrero de 2017 y debidamente notificado a la parte en fecha 09 de junio de 2017, que le otorgó título habilitante que la faculta para el permiso de derecho de uso no comercial de las frecuencias TX 456,9750 MHz y RX 451,9750 MHz, en modalidad de repetidora y CD 454,5750 MHz, en modalidad de canal directo, para la instalación de una red de radiocomunicación privada para actividades propias de la empresa, por un plazo de cinco (5) años, según lo indicado por la nota CR 033 del Plan Nacional de Atribución de Frecuencias, por lo que se encuentran satisfechas las necesidades de radiocomunicación de la citada persona jurídica. Todo lo anterior de conformidad con las siguientes conclusiones:

(...)

- 1. Que según lo dispuesto por el numeral 121 inciso 14) subinciso c) de la Constitución Política se requiere de una concesión o de un título habilitante conferido por el Poder Ejecutivo para explotar válidamente el espectro radioeléctrico, no siendo factible que mediante el transcurso del tiempo se le confiera el derecho de utilizar el citado bien demanial, por lo que en el momento que vence el plazo dispuesto por el ordenamiento jurídico del título habilitante o en su defecto del anterior permiso temporal, el espectro radioeléctrico regresa a disposición del Estado.*
- 2. Que el Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G emitido en fecha 24 de junio de 2004 y publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 26 de junio de 2004, en su numeral 25 respecto de los permisos temporales de instalación y pruebas únicamente otorgaba un plazo de seis (6) meses con una única posibilidad de prórroga de hasta seis (6) meses más, para efectos de la instalación y uso temporal de las frecuencias, sin que existiera en dicho reglamento norma expresa mediante la cual se permitiera que una vez transcurrido ese plazo los titulares de las reservas pudieran continuar explotando las frecuencias.*
- 3. Que, de conformidad con lo expuesto por la Procuraduría General de la República, mediante el dictamen vinculante N° C-151-2011 de fecha 05 de julio de 2011, adicionado y aclarado mediante dictamen vinculante N° C-280-2011 de fecha 11 de noviembre de 2011, manifestó que el Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G de fecha 24 de junio de 2004, reafirmó el carácter temporal del permiso, que se otorga igualmente por el plazo de seis meses, pero, a diferencia del Reglamento de Estaciones Inalámbricas anterior, existía la posibilidad de una única prórroga de hasta el mismo plazo de seis meses. Lo que significa que para efectos de esa instalación y prueba el interesado gozaba de un plazo que bajo ningún término*

podía excederse de un año. Lo que según dicho Ente Procurador “(...) significa que transcurrido el plazo establecido, en su caso la prórroga, caducaba la posibilidad de usar el espectro. Por consiguiente, los particulares estaban jurídicamente imposibilitados para continuar utilizando el espectro y con mayor razón para explotarlos en servicios a terceros. Cualquier utilización y explotación que haya tenido lugar o que hoy día tenga lugar debe ser considerada de hecho y como tal ilegal”.

4. *Que, según lo establecido por la Procuraduría General de la República en los dictámenes técnicos vinculantes citados en la conclusión anterior, no se encuentran perpetuados en el tiempo los derechos derivados de los permisos temporales de instalación y pruebas aun y cuando los administrados cumplieron los requisitos, pero el órgano competente no finalizó el procedimiento establecido para formalizar y consolidar la posibilidad de utilizar el espectro radioeléctrico. Lo anterior, por cuando según lo dispuesto por el numeral 121 inciso 14) subinciso c) de la Constitución Política se requiere de una concesión o de un título habilitante conferido por el Poder Ejecutivo para explotar válidamente el espectro radioeléctrico.*
5. *Que la Procuraduría manifestó también que, la regulación constitucional del espectro no permite a los solicitantes considerar válidamente que un derecho de uso pueda surgir por consentimiento tácito, manifestado a través de un acto igualmente tácito, en orden a que use y explote el espectro como si tuviera un derecho de uso sobre él. Ni la Constitución ni la Ley han previsto el acto tácito como forma de adquisición del derecho de uso y explotación; por el contrario, han requerido un acto expreso como es la concesión o el permiso.*
6. *Que para el Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones es obligatorio aplicar el dictamen vinculante N° C-151-2011 de fecha 05 de julio de 2011, aclarado mediante dictamen vinculante N° C-280-2011 de fecha 11 de noviembre de 2011, emitidos por la Procuraduría General de la República al momento de resolver los trámites que quedaron pendientes de resolución a partir de la vigencia de la Ley General de Telecomunicaciones.*
7. *Que mediante el oficio N° 1879-06 CNR de fecha 29 de septiembre de 2006, la Dirección de Control Nacional de Radio de ese entonces del Ministerio de Gobernación y Policía le asignó a la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA**, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138, el permiso temporal de instalación y pruebas de las frecuencias TX 451,950 MHz, RX 456,975 MHz y CD 454,100 MHz, por un plazo de seis (6) meses, con una única posibilidad de prórroga de hasta seis (6) meses más, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25 del Decreto Ejecutivo N° 31608-G, ‘Reglamento de Radiocomunicaciones’.*

8. *Que mediante Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2014, el Poder Ejecutivo reiteró la caducidad de los permisos para la instalación y uso temporal, dentro de los que se encuentra, el conferido mediante el oficio N° 1879-06 CNR de fecha 29 de setiembre de 2006 a favor de la empresa LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA por el cumplimiento del plazo establecido en el artículo 25 del Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G, emitido en fecha 24 de junio de 2004, y publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 28 de junio de 2004, y declaró que dada la caducidad indicada, la citada empresa, no podría hacer uso de las frecuencias autorizadas mediante el permiso temporal citado (TX 451,950 MHz, RX 456,975 MHz y CD 454,100 MHz).*
9. *Que no consta que, a la emisión del Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT constara que la empresa LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA tuviera registrado título habilitante que la facultara para el uso de las frecuencias TX 451,950 MHz, RX 456,975 MHz y CD 454,100 MHz.*
10. *Que mediante el Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2014, en el cual se reiteró la declaratoria de caducidad del permiso temporal de instalación y pruebas conferido mediante oficio N° 1879-06 CNR de fecha 29 de setiembre de 2006, que se le ha causado algún perjuicio o menoscabo de un derecho adquirido o situación jurídica consolidada.*
11. *Que el Poder Ejecutivo debe realizar la recuperación del bien de dominio público, por parte de la Administración, para su futura asignación en cumplimiento de los objetivos de planificación, administración y control del espectro radioeléctrico que regula la Ley General de Telecomunicaciones.*
12. *Que en atención a la nueva solicitud presentada por la administrada en fecha 27 de noviembre de 2014, una vez realizados los procedimientos para el otorgamiento del permiso de uso no comercial a través de la figura del título habilitante, fundamentada en el artículo 26 de la Ley General de Telecomunicaciones, el Poder Ejecutivo, por medio del Acuerdo Ejecutivo N° 089-2017-TEL-MICITT de fecha 27 de febrero de 2017 y debidamente notificado a la parte en fecha 09 de junio de 2017, otorgó título habilitante que faculta a la empresa LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA para el uso no comercial de las frecuencias TX 456,9750 MHz y RX 451,9750 MHz, en modalidad de repetidora y CD 454,5750 MHz, en modalidad de canal directo para la instalación de una red de radiocomunicación privada para actividades propias de la empresa, por un plazo de cinco (5) años, según lo indicado por la nota CR 033 del Plan Nacional de Atribución de Frecuencias, con lo que satisfizo la necesidad de recurso escaso para radiocomunicación de la recurrente.*

13. *Que en vista de que el Poder Ejecutivo atendió la necesidad de frecuencias mediante el Acuerdo Ejecutivo N° 089-2017-TEL-MICITT de fecha 27 de febrero de 2017, notificado en fecha 09 de junio de 2017, atendió la necesidad actual del recurso de espectro radioeléctrico, base fundamental del recurso interpuesto, por lo que se considera que a la luz de los argumentos de fondo esbozados por la recurrente en el recurso de marras, el conocimiento del recurso de reposición interpuesto, **carece de interés actual, siendo que al día de hoy el requerimiento de frecuencias de la Administrada, recibió una respuesta positiva y satisfactoria por parte de la Administración, razón por la cual, se recomienda rechazar por el fondo el recurso interpuesto, y dar por concluida toda gestión relacionada con los casos de solicitudes para el uso y explotación del espectro radioeléctrico presentadas antes de la entrada en vigencia de la Ley General de Telecomunicaciones.***

(...)"

(Folios 18 a 33 del expediente administrativo N° GCP-686-2013-44).

DUODÉCIMO: Que el Viceministro de Telecomunicaciones, acogió íntegramente el criterio técnico de la dependencia jurídica del Viceministerio de Telecomunicaciones, referenciada en el considerando anterior, por no existir razones de interés nacional ni de orden público para separarse de éste y en ese mismo acto, recomendó al Poder Ejecutivo acoger dicha recomendación. Dicho oficio y la recomendación técnica que lo sustenta, referenciada en el considerando anterior, consta en el expediente administrativo N° GCP-686-2013-44, del Departamento de Normas y Procedimientos en Telecomunicaciones del Viceministerio de Telecomunicaciones (MICITT) para mayor abundamiento.

DÉCIMO TERCERO: Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución, y no se advierte la existencia de vicios de nulidad que incidan sobre la validez de la presente Resolución o que causen indefensión a la parte interesada.

CONSIDERANDO:

I. SOBRE LA ADMISIBILIDAD DEL RECURSO PLANTEADO

A. LEGITIMACIÓN PARA RECURRIR.

Tal y como consta en el elenco de los antecedentes del presente análisis, mediante oficio sin número recibido en el Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones en fecha día 16 de junio de 2014, la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA**, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138, interpuso recurso de reposición contra los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 10 de febrero de 2014 y N° 020-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 19 de febrero de 2014 citados.

Dicho recurso fue suscrito por el señor Óscar Danilo Alvarado Rodríguez, con cédula de identidad N° 4-0145-0961, en su condición de Presidente con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma de la citada empresa, personería verificada por el Departamento de Normas y Procedimientos en Telecomunicaciones al momento de la presentación de dicho recurso, con vista en la certificación N° RNPDIGITAL-2155742-2014, de las 11:06 horas de fecha 02 de mayo de 2014 emitida por el Registro Nacional, por lo que se acreditaría su legitimación para actuar a cuenta y en nombre de la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA**.

Ahora bien, respecto de la posibilidad de incoar los actos administrativos objeto del recurso de reposición de mérito, siendo que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 342 de la Ley N° 6227, Ley General de la Administración Pública, señala que las "partes" podrán recurrir contra las resoluciones finales dictadas por la Administración, es relevante definir si la empresa LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA es parte dentro del presente procedimiento. Al respecto, los artículos 275 y 342 de la Ley N° 6227, Ley General de la Administración Pública, señalan:

*“Artículo 275.-Podrá ser parte en el procedimiento administrativo, además de la Administración, **todo el que tenga interés legítimo o derecho subjetivo que pueda resultar afectado, lesionado o satisfecho de manera total o parcial por el acto final.** El interés de la parte deberá ser legítimo y podrá ser moral, científico, religioso, económico o de cualquier otra naturaleza”.*

“Artículo 342.- Las partes podrán recurrir contra resoluciones de mero trámite, o incidentales o finales, en los términos de la presente Ley, por motivos de legalidad o de oportunidad”. (El resaltado es nuestro).

Dicho artículo señala “*las partes*” al referirse a las personas legitimadas para recurrir los actos administrativos; y en el caso en concreto estamos ante dos actos de la Administración Pública (Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 10 de febrero de 2014 y N° 020-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 19 de febrero de 2014) mediante los cuales el Poder Ejecutivo reiteró y declaró caducos los permisos para la instalación y uso temporal, para efectos de prueba de una frecuencia o canal de radiocomunicación de uso privado, por el cumplimiento del plazo establecido en el ordenamiento jurídico, así como el incumplimiento de los requisitos establecidos en el Transitorio I del Reglamento de Radiocomunicaciones, por lo que la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA** no podía hacer uso de las frecuencias TX 451,950 MHz, RX 456,975 MHz y CD 454,100 MHz reservadas mediante el permiso temporal citado, por carecer de un título habilitante vigente al momento del dictado de los citados Acuerdos Ejecutivos.

En este sentido, el Tribunal Contencioso Administrativo, en su sentencia N° 787-2002, de las 9:30 horas de fecha 27 de setiembre de 2002, señaló lo siguiente:

“(...) La calidad de interesado, deriva de la titularidad de un interés directo, personal y vigente, producto de la lesión a una situación jurídica sustancial (llámese derecho subjetivo o interés legítimo) (...)”

Conforme a lo dicho, de los registros con que cuenta el Departamento de Normas y Procedimientos en Telecomunicaciones, así como en los archivos históricos de la Superintendencia de Telecomunicaciones¹, la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA** tenía registradas (reservadas históricamente) a su nombre las siguientes frecuencias

(...)

Tabla 1. Recurso anteriormente asignado a la empresa LEWIS SYSTEMS S.A.²

<i>Permisionario</i>	<i>Frecuencias (MHz)</i>	<i>Permiso [temporal] o Acuerdo [Ejecutivo]</i>	<i>Estado</i>
LEWIS SYSTEMS S. A	451,9500	Permiso N° 1879-06 CNR del 29 de setiembre de 2006, notificado el 11 de octubre de 2006	Vencido
	454,1000		
	456,9750		

(...)"

Ahora bien, de la revisión de los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2014 y N° 020-2014-TEL-MICITT de fecha 19 de febrero de 2014 indicados, se advierte que la empresa recurrente está incluida únicamente en el Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT, por lo que está legitimada para recurrir éste, según lo establecido en el artículo 346 de la Ley General de la Administración Pública, por cuanto los efectos jurídicos de este acto administrativo le podría incidir en su esfera jurídica.

Por otra parte, de la revisión del Acuerdo Ejecutivo N° 020-2014-TEL-MICITT de fecha 19 de febrero de 2014 indicado, se advierte que la empresa recurrente no está incluida en los alcances de dicho Acuerdo Ejecutivo de ahí que, al no estar incorporada dentro de las personas físicas o jurídicas, a las cuales el Poder Ejecutivo a través del Acuerdo Ejecutivo N° 20-2014-TEL-MICITT, reiteró y declaró la caducidad de los permisos, carece

¹ A mayor abundamiento consultar expediente administrativo N° GNP-237-2014 donde consta el dictamen técnico de la Superintendencia de Telecomunicaciones emitido mediante el **oficio N° 04454-SUTEL-DGC-2016** de fecha 21 de junio de 2016, el cual fue aprobado por el Consejo de la SUTEL, mediante el **Acuerdo N° 019-036-2016**, adoptado en la sesión ordinaria N° 036-2016, celebrada el día 29 de junio de 2016.

² Fuente: Oficio N° 04454-SUTEL-DGC-2016 de fecha 21 de junio de 2016, el cual fue aprobado por el Consejo de la SUTEL, mediante el Acuerdo N° 019-036-2016, adoptado en la sesión ordinaria N° 036-2016, celebrada el día 29 de junio de 2016.

de legitimación para acudir ante el Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones, a exponer su inconformidad, razón por la cual resulta inadmisibile, y es menester rechazar el recurso incoado por ser improcedente.

B. PLAZO DE PRESENTACIÓN DEL RECURSO DE REPOSICIÓN

Según lo que consta en los folios 578 a 588 del expediente administrativo N° GCP-686-2013, los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 10 de febrero de 2014 y N° 020-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 19 de febrero de 2014, fueron publicados por tres (3) veces consecutivas en el Diario Oficial La Gaceta, siendo la última publicación en el Alcance Digital N° 27 al Diario Oficial La Gaceta N° 111, del miércoles 11 de junio de 2014.

De conformidad con lo establecido en los Acuerdos referidos, el plazo para interponer el recurso de reposición contra éstos era de tres (3) días hábiles contados con posterioridad al quinto (5) días hábil contado luego de la tercera publicación en el Diario Oficial La Gaceta, en que se consideraría notificado a la colectividad el acto administrativo, según lo regulado en el artículo 343 de la Ley N° 6227, Ley General de la Administración Pública, en concordancia con el numeral 346 de la citada Ley, los cuales rezan de la siguiente manera:

“Artículo 343.- Los recursos serán ordinarios o extraordinarios. Serán ordinarios el de revocatoria o de reposición y el de apelación.

Será extraordinario el de revisión.

(...)

Artículo 346.- Los recursos ordinarios deberán interponerse dentro del término de tres días tratándose del acto final y de veinticuatro horas en los demás casos, ambos plazos contados a partir de la última comunicación del acto. (...).”

Visto lo anterior, el cómputo del plazo de los tres días para interponer el recurso de reposición finalizaba el día 23 de junio de 2014, de manera que este Departamento de Normas y Procedimientos en Telecomunicaciones, confrontando el expediente administrativo N° GCP-686-2013, verificó que la empresa presentó el recurso de reposición en fecha 16 de junio de 2014, sea dentro del plazo otorgado para tal efecto.

C. SOBRE LA EXISTENCIA DE LA PERSONA JURÍDICA

En fecha 28 de junio de 2022, el Departamento de Normas y Procedimientos en Telecomunicaciones, verificó en el Registro Nacional del Ministerio de Justicia y Paz, en la sección de Consultas de Personas Jurídicas por Identificación de la Sección Mercantil por medio de su página web oficial de Internet rnpdigital.com, la vigencia de la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA**, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138, determinándose que el estado actual de la empresa es de “disuelta” de conformidad con el artículo 7 de la Ley N° 9428, “Impuesto a las Personas Jurídicas”, emitida en fecha 21 de marzo de 2017 y publicada en el Alcance N° 64 al Diario Oficial La Gaceta N° 58 de fecha 22 de marzo de 2017, que dispone en lo que interesa lo siguiente:

*“**ARTÍCULO 7.- Disolución y cancelación de la inscripción.** El no pago del impuesto establecido en la presente ley por tres períodos consecutivos **será causal de disolución** de la sociedad mercantil, la empresa individual de responsabilidad limitada o la sucursal de una sociedad extranjera o su representante. (...)”.*

Sin detrimento de lo dispuesto en el artículo 201 del Código de Comercio que establece las causales para la disolución de las sociedades, el artículo 7 citado de la Ley N° 9428, vino a declarar una nueva causal de disolución de las sociedades mercantiles por el no pago por tres períodos consecutivos del impuesto a las personas jurídicas, constituyéndose este en una causal de pleno derecho, circunstancia que al ser determinada por la autoridad competente, sea el Ministerio de Hacienda y notificada al Registro Nacional, procede con la simple publicación en el Diario Oficial La Gaceta del listado de sociedades que se encuentran en dicha condición y con la consulta efectuada sobre la persona jurídica en el Registro Nacional, el Departamento de Normas y

Procedimientos en Telecomunicaciones del Viceministerio de Telecomunicaciones comprobó su disolución y por ende se tiene por demostrado que la empresa de mérito desapareció de la vida jurídica al disolverse.

Ahora bien, para el caso que nos ocupa, al momento del dictado del Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2014, la empresa recurrente no poseía título habilitante vigente que le permitiera hacer uso de alguna de las frecuencias recurridas y como también ya se indicó, la solicitud presentada con posterioridad y dentro del marco jurídico actual sectorial, fue resuelta y otorgada mediante la emisión del Acuerdo Ejecutivo N° 089-2017-TEL-MICITT de fecha 27 de febrero de 2017 y notificado en fecha 09 de junio de 2017 por la vía del correo electrónico, mediante un permiso de derecho de uso de las frecuencias TX 456,9750 MHz y RX 451,9750 MHz (en modalidad de repetidora) y CD 454,5750 MHz (en modalidad de canal directo), por un plazo de cinco (5) años, para la instalación de una red de radiocomunicación privada para actividades propias de la empresa. No obstante, al momento del presente análisis el título habilitante que poseía la hoy disuelta empresa LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA, ya se encuentra vencido desde el 09 de junio de 2022, razón por la cual el derecho de uso de las frecuencias otorgadas en su momento mediante el Acuerdo Ejecutivo dicho se encuentra caduco y por ende fenecieron todos los efectos jurídicos del mismo, en virtud de que el vencimiento del plazo de vigencia otorgado en el título habilitante configura en una causal natural de extinción del título habilitante, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25 inciso a) subinciso 1) en concordancia con el artículo 26 *in fine* ambos de la Ley General de Telecomunicaciones, que por su orden y en lo que interesa disponen:

“ARTÍCULO 25.- Extinción, caducidad y revocación de las autorizaciones

Para los efectos de esta Ley, son causales de extinción, caducidad y revocación de las autorizaciones las siguientes:

a) Las autorizaciones se extinguirán por las siguientes causas:

1) Vencimiento del plazo y sus prórrogas.

(...)

ARTÍCULO 26.- Permisos

(...)

*Para los efectos de esta Ley, **son causales de extinción, caducidad y revocación de los permisos, las señaladas en el artículo 25 de esta Ley, en lo que sean aplicables**”.*

(Lo resaltado no es parte del original)

Ahora bien, resulta indispensable al menos mencionar, cuál habría sido la situación jurídica de las frecuencias de la empresa recurrente, en caso de haber tenido algún título habilitante vigente al momento de su disolución. En este sentido, la disolución de la empresa LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA generó la extinción de esta, generando las consecuencias que se señalan en el artículo 22 inciso 2 subinciso e) de la Ley N° 8642, como causal de extinción de la concesión, autorización o permiso:

Referente a dicha Ley, se debe indicar que, en relación con el tema de la extinción de la sociedad recurrente, la Ley General de Telecomunicaciones establece claramente en su artículo 22 las causales para la resolución y extinción de las concesiones dentro de las cuales se indica:

“(…)

2) Las concesiones, las autorizaciones y los permisos se extinguen por las siguientes causales:

(…)

e) La disolución de la persona jurídica concesionaria.

(…)” (Énfasis agregado).

En lo que nos interesa, del inciso 2) subinciso e) del artículo transcrito se puede concluir que la disolución de una persona jurídica a la que se le haya otorgado una concesión o permiso, configura una de las causales de extinción de los títulos habilitantes según lo establece la Ley General de Telecomunicaciones, por lo que la mera constatación de dicha causal hubiera permitido extinguir el permiso con fundamento en el artículo citado.

Bajo esa causal, resulta evidente que cualquier concesión o permiso otorgados por el Poder Ejecutivo a la empresa recurrente, que hubiese estado vigente al momento del presente análisis, al amparo de la normativa vigente en materia de telecomunicaciones, se hubiera extinguido al darse la disolución de la persona jurídica a la cual el Poder Ejecutivo otorgó el permiso para el uso y explotación de frecuencias.

De tal manera que, al disolverse y extinguirse de la vida jurídica la sociedad LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA, cualquier título habilitante o derecho surgido de un acto administrativo que le otorgara o le reservara del recurso del espectro radioeléctrico se hubiera extinguido al disolverse la empresa, al configurarse el supuesto establecido en el inciso 2) subinciso e) del artículo 22 de la Ley General de Telecomunicaciones.

En consecuencia, es posible afirmar con toda seguridad, que en el caso de la disolución de la persona jurídica, al estar dicha causal contenida en una disposición del propio ordenamiento jurídico, la cual, además, se puede determinar por medio de una simple verificación en los registros respectivos tal y como consta en el expediente administrativo N° GCP-686-2013-44, que efectivamente la persona jurídica permisionaria fue disuelta, todo acto administrativo que le haya otorgado algún derecho a la recurrente y del cual considerara esta tener algún derecho, de ahí su interés en recurrir, se declara extinto de pleno derecho.

Adicionalmente, debe señalarse que, conforme lo dispuesto por el artículo 19 inciso 1) del Código Procesal Civil tendrán legitimación procesal, aquellas personas físicas y jurídicas que cuenten con capacidad para actuar. De esta manera, los artículos 34 y 35 del Código Civil estipulan que, ante entidad de la persona física y jurídica se relaciona con su existencia. Así dichos numerales rezan por su orden:

“ARTÍCULO 34.- La entidad jurídica de la persona física termina con la muerte de ésta; y la de las personas jurídicas cuando dejan de existir conforme a la ley.

ARTÍCULO 36.- La capacidad jurídica es inherente a las personas durante su existencia, de un modo absoluto y general. Respecto de las personas físicas, se modifica o se limita, según la ley, por su estado civil, su capacidad volitiva o cognoscitiva o su capacidad legal; en las personas jurídicas, por la ley que las regula.

(Así reformado por el artículo 2º de la ley No.7640 de 14 de octubre de 1996. Por Ley N° 7020 de 6 de enero de 1986, artículo 2º, su número fue corrido del 18 al actual)”

De manera que, con la extinción de la persona física jurídica se pierde, ante el acaecimiento de una causal sobreviniente, la capacidad de actuar, de ahí que, al haber ocurrido la disolución de la persona jurídica de la empresa recurrente, ésta pierda su capacidad procesal para incoar el presente recurso de reposición.

II. SOBRE LOS HECHOS PROBADOS

Para los efectos del fundamento de la presente Resolución, de la revisión de los antecedentes y pruebas que constan en el expediente administrativo correspondiente, se tienen por demostrados los siguientes hechos de interés para la resolución de este asunto, por ser contestes con los elementos de convicción que en su apoyo se citan:

- a. Que conforme a los registros con que cuenta la Superintendencia de Telecomunicaciones, la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA**, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138, la Dirección de Control Nacional de Radio de ese entonces del Ministerio de Gobernación y Policía le asignó (reservó) mediante el permiso temporal de instalación y pruebas emitido mediante el oficio N° 1879-06 CNR de fecha 29 de septiembre de 2020, las frecuencias TX 451,950 MHz, RX 456,975 MHz y CD 454,100 MHz, por un plazo de seis (6) meses, con una única posibilidad de prórroga de hasta seis (6) meses más. Lo anterior, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25 del Decreto Ejecutivo N° 31608-G, “Reglamento de Radiocomunicaciones”, emitido en fecha 24 de junio de 2004, publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 del 28 de junio de 2004.

- b. Que mediante el Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT, emitido en fecha 10 de febrero de 2014, el Poder Ejecutivo reiteró la caducidad de los permisos para la instalación y uso temporal, para efectos de prueba de una frecuencia o canal de radiocomunicación de uso privado, dentro de los que se encuentra, el conferido mediante el oficio N° 1879-06 CNR de fecha 29 de septiembre de 2020, a favor de la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA**, por el cumplimiento del plazo establecido en el artículo 25 del Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G emitido en fecha 24 de junio de 2004, y publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 28 de junio de 2004, y declaró que dada la caducidad indicada, no podría hacer uso de las frecuencias TX 451,950 MHz, RX 456,975 MHz y CD 454,100 MHz, autorizadas mediante el citado permiso temporal, por carecer de un título vigente para tal efecto.
- c. Que el Poder Ejecutivo, por medio del Acuerdo Ejecutivo N° 089-2017-TEL-MICITT de fecha 27 de febrero de 2017 y debidamente notificado a la parte en fecha 09 de junio de 2017, otorgó título habilitante que la faculta para el uso no comercial de las frecuencias Tx 456,9750 MHz y Rx 451,9750 MHz, en modalidad de repetidora y la frecuencia CD 454,5750 MHz, en modalidad de canal directo, para la instalación de una red de radiocomunicación privada para actividades propias de la empresa, por un plazo de cinco (5) años, según lo indicado por la nota CR 033 del Plan Nacional de Atribución de Frecuencias.
- d. Que conforme a lo dispuesto en el párrafo in fine del artículo 26 en relación con el inciso a) subinciso 1) del numeral 25, ambos de la Ley General de Telecomunicaciones, el plazo del Acuerdo Ejecutivo N° 089-2017-TEL-MICITT de fecha 27 de febrero de 2017 venció, y por ende, caducó cualquier derecho de uso y explotación de las frecuencias TX 456,9750 MHz y RX 451,9750 MHz (en modalidad de repetidora) y CD 454,5750 MHz (en modalidad de canal directo), las cuales quedan a disposición del Estado para su eventual asignación.

- e. Que mediante consulta realizada en fecha 28 de junio de 2022, a la página del Registro Nacional en la Sección de Personas Jurídicas del Registro Mercantil, se corroboró que la persona jurídica **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA**, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138, se encuentra disuelta de conformidad con la Ley N° 9428, “Impuesto a las Personas Jurídicas”, emitida en fecha 21 de marzo de 2017 y publicada en el Alcance N° 64 al Diario Oficial La Gaceta N° 58 de fecha 22 de marzo de 2017.

III. SOBRE LOS HECHOS NO PROBRADOS

Para los efectos del fundamento de la presente resolución, de la revisión de los antecedentes y pruebas que constan en el expediente administrativo correspondiente, no se logró demostrar los siguientes hechos de relevancia para la resolución del presente asunto:

1. Que conste en el Registro Nacional de Telecomunicaciones, solicitud de prórroga presentada antes de la fecha de vencimiento del permiso temporal de instalación y pruebas emitido mediante oficio N° 1879-06 CNR de fecha 29 de setiembre de 2006.
2. Que mediante la emisión del Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2014, en el cual se reiteró la declaratoria de caducidad del permiso temporal de instalación de equipos y pruebas emitido mediante del oficio N° 1879-06 CNR de fecha 29 de setiembre de 2006, que reservó las frecuencias TX 451,950 MHz, RX 456,975 MHz y CD 454,100 MHz, se le haya causado algún perjuicio o menoscabo de un derecho adquirido o situación jurídica consolidada.

3. Que conste en los datos bajo custodia del Registro Nacional de Telecomunicaciones de la Superintendencia de Telecomunicaciones que, al momento de la emisión del Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT que la empresa LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA contara con un título habilitante vigente que la facultara para el uso de las frecuencias TX 451,950 MHz, RX 456,975 MHz y CD 454,100 MHz.
4. Que la Administrada recurrente hoy disuelta se encuentre dentro de los alcances del Acuerdo Ejecutivo N° 020-2014-TEL-MICITT de fecha 19 de febrero de 2014, por cuanto el nombre de la empresa LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA, no consta como parte de las personas físicas o jurídicas mediante las cuales a través del citado acto administrativo, el Poder Ejecutivo reiteró la caducidad de los permisos para la instalación y uso temporal, para efectos de prueba de una frecuencia o canal de radiocomunicación de uso privado, por el cumplimiento del plazo establecido en el ordenamiento jurídico, y por ende no fue factible demostrar que los efectos del Acuerdo Ejecutivo N° 020-2014-TEL-MICITT, le incidan sobre su esfera jurídica.

IV. SOBRE EL FONDO

A. CONSIDERACIÓN PREVIA

De previo a entrar en el análisis de los alegatos presentados por la recurrente, es menester indicar que los Acuerdos Ejecutivos impugnados tienen su origen en la consulta planteada mediante oficio N° DM-732-2010 de fecha 21 de diciembre de 2010, por parte del Ingeniero Teófilo de la Torre Argüello, en ese entonces Ministro de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, a la Procuraduría General de la República para que dicho órgano emitiera el criterio en cuanto a la determinación de las pautas a seguir respecto de casos de solicitudes para el uso y explotación del espectro radioeléctrico presentadas y asignadas antes de la entrada en vigencia de la Ley General de Telecomunicaciones.

Así las cosas, según se refirió previamente en el presente análisis, hay dos regímenes jurídicos que podrían ser aplicados a los administrados según los **Acuerdos Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT** de fecha 10 de febrero de 2014 y **N° 020-2014-TEL-MICITT** de fecha 19 de febrero de 2014, según se tratase de los permisos temporales de instalación y pruebas o permisos de uso de espectro radioeléctricos emitidos al amparo de lo establecido en el Decreto Ejecutivo N° 63, “Reglamento de Estaciones Inalámbricas”, de fecha 11 de diciembre de 1956, o bien, por el vencimiento del plazo, de los permisos temporales de instalación y pruebas o permisos de uso de espectro radioeléctricos otorgados al amparo del “Reglamento de Radiocomunicaciones”, Decreto Ejecutivo N° 31608-G.

Así las cosas, podemos considerar la existencia de las siguientes situaciones jurídicas:

- a) Permisos temporales de instalación y pruebas emitidos al amparo de lo establecido en el Decreto Ejecutivo N° 63, “Reglamento de Estaciones Inalámbricas”, de fecha 11 de diciembre de 1956.
- b) Permisos temporales de instalación y pruebas emitidos al amparo de lo establecido en el Decreto Ejecutivo N° 31608-G, “Reglamento de Radiocomunicaciones”, de fecha 24 de junio de 2004.
- c) Acuerdos Ejecutivos (permisos de uso de espectro radioeléctrico) emitidos antes de fecha 28 de junio de 2004, de conformidad con los artículos 19 y 30, y los transitorios II, IV y VII del Decreto Ejecutivo N° 31608-G, Reglamento de Radiocomunicaciones, emitido en fecha 24 de junio de 2004 y publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 28 de junio de 2004 y

sus reformas, en el cual se estableció la vigencia para las concesiones otorgadas con anterioridad a la fecha de publicación del mencionado Reglamento (28 de junio del 2004).

- d) Acuerdos Ejecutivos (permisos de uso de espectro radioeléctrico) emitidos después de la fecha 28 de junio del 2004, los mismos vencieron cinco (5) años posterior a su emisión, donde se destaca que no se recibió oportunamente por parte del usuario histórico la solicitud expresa de renovación de dicho Título Habilitantes.

Adicionalmente, mediante dictamen vinculante emitido mediante oficio N° C-151-2011 de fecha 05 de julio de 2011, aclarado mediante el dictamen vinculante emitido mediante oficio N° C-280-2011 de fecha 11 de noviembre de 2011, la Procuraduría General de la República determinó la caducidad de los permisos para la instalación y uso temporal, para efectos de prueba de una frecuencia o canal de radiocomunicación de uso privado, por el cumplimiento del plazo establecido en el ordenamiento jurídico otorgados al amparo del artículo 25 del Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G y artículo 53 del Decreto Ejecutivo N° 63 *“Reglamento de Estaciones Inalámbricas”*, según corresponda en cada caso particular.

Así las cosas, para la aplicación de los dictámenes referidos, en virtud de la función consultiva de la Procuraduría General de la República, es preciso aclarar que tales consultas tienen como objeto esclarecer a la autoridad consultante sobre la legalidad de su actuación. El ejercicio de esta función permite a la Procuraduría General establecer cuál es el Derecho aplicable, cómo debe responder la autoridad administrativa ante determinado tipo de situaciones y, por ende, participar en la determinación del derecho aplicable a la Administración Pública.

El objeto de toda consulta es obtener una opinión previa a la toma de decisiones por parte de la autoridad competente. Al consultar, el órgano competente pretende que se le oriente, aclare o determine sobre la decisión a tomar y las posibles consecuencias jurídicas. Eventualmente, el dictamen determinará la voluntad de la autoridad consultante.

Por lo anterior, resulta evidente la obligatoriedad del Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones de aplicar el dictamen vinculante emitido mediante oficio N° C-151-2011 de fecha 05 de julio de 2011, aclarado mediante el dictamen vinculante emitido mediante oficio N° C-280-2011 de fecha 11 de noviembre de 2011, emitidos por la Procuraduría General de la República al momento de resolver los trámites que quedaron pendientes de resolución a partir de la vigencia de la Ley General de Telecomunicaciones.

B. SOBRE LAS CARACTERÍSTICAS Y NATURALEZA JURÍDICA DEL ESPECTRO RADIOELÉCTRICO

Los bienes de dominio público son del Estado y dependiendo de su grado de su régimen jurídico pueden o no salir de manos de éste para que puedan darse a particulares en concesión su uso, aprovechamiento o conservación. Conforme lo dispone el bloque de legalidad dentro de los bienes de dominio público, se encuentran los bosques y terrenos forestales nacionales, aguas territoriales, las costas o zona marítimo terrestre, el espacio aéreo, la plataforma continental, los recursos y riquezas naturales del agua, del suelo y subsuelo, los yacimientos de carbón y petróleo, los depósitos de minerales y el espectro radioeléctrico, entre otros.

Notas características de estos bienes, es que son inalienables, imprescriptibles, inembargables, no pueden hipotecarse ni ser susceptibles de gravamen en los términos del Derecho Civil. Como están fuera del comercio, estos bienes no pueden ser objeto de

posesión, pero existe la posibilidad de que puedan ser desafectados por disposición de una ley marco que autorice el otorgamiento de la concesión para el uso y aprovechamiento³.

Si bien no se puede adquirir un derecho de propiedad sobre los bienes de dominio público, si se puede obtener un derecho al aprovechamiento de estos mediante el permiso de uso, el cual es un acto jurídico unilateral que lo dicta la Administración en el uso de sus facultades y competencias que otorga un dominio útil del bien a favor del particular, reservándose siempre el Estado, el dominio directo sobre la cosa.

La precariedad de todo derecho o permiso de uso es consustancial a la figura y alude a la posibilidad que la Administración, en cualquier momento lo revoque, ya sea por la necesidad del Estado de ocupar plenamente el bien, por la construcción de una obra pública al igual que por razones de seguridad, higiene, estética, todo ello en la medida que, si llega a existir una contraposición de intereses entre el fin del bien y el permiso otorgado, debe prevalecer el uso natural de la cosa pública. En consecuencia, el régimen patrio de los bienes de dominio público los coloca fuera del comercio de los hombres y por ello los permisos que se otorguen serán siempre a título precario y revocables por la Administración, unilateralmente, cuando razones de necesidad o de interés general así lo señalan⁴.

El espectro radioeléctrico, con bien de dominio público que es, sólo puede ser explotado por la Administración Pública o por particulares, de acuerdo con la ley o mediante concesión especial otorgada por tiempo limitado y con arreglo a las condiciones y estipulaciones que establezca el legislador, según lo instituye el artículo 121 inciso 14) subinciso c) de la Constitución Política que señala:

³ Sobre los bienes de dominio público señala la doctrina que: El dominio público es una técnica de intervención mediante la que se afecta a una finalidad pública determinada prevista por la ley -ya sea el uso o el servicio público, el fomento de la riqueza nacional o la protección y garantía de explotación racional de recursos naturales- ciertos bienes de titularidad pública igualmente previstos por la Constitución o las leyes, dotándoles de un régimen jurídico de protección y utilización de Derecho Administrativo.

⁴ Contraloría General de la República, oficio N° 1754 del 25 de febrero del 2003 (DAGJ-219-2003).

“Artículo 121.-

(...)

14) Decretar la enajenación o la aplicación a usos públicos de los bienes propios de la Nación.

No podrán salir definitivamente del dominio del Estado

(..)

c) Los servicios inalámbricos

Los bienes mencionados en los apartes a), b) y c) anteriores sólo podrán ser explotados por la administración pública o por particulares, de acuerdo con la ley o mediante concesión especial otorgada por tiempo limitado y con arreglo a las condiciones y estipulaciones que establezca la Asamblea Legislativa (...).”

Asimismo, el artículo 7 de la Ley N° 8642, Ley General de Telecomunicaciones dispone:

“ARTÍCULO 7.- Planificación, administración y control

El espectro radioeléctrico es un bien de dominio público. Su planificación, administración y control se llevará a cabo según lo establecido en la Constitución Política, los tratados internacionales, la presente Ley, el Plan nacional de desarrollo de las telecomunicaciones, el Plan nacional de atribución de frecuencias y los demás reglamentos que al efecto se emitan”. (Lo resaltado no es parte del original).

Debido a lo anterior, las concesiones para el uso y explotación del espectro radioeléctrico sólo confieren a su titular, el derecho de explotar o hacer uso de éste en los términos y condiciones estipuladas en el respectivo título habilitante, sin que se genere derecho alguno de dominio sobre el mismo.

Asimismo, respecto a los bienes demaniales la Sala Constitucional mediante su voto N° 02408 de las 16:13 horas de fecha 21 de febrero de 2007, sostuvo que:

“(...) son aquellos que tienen una naturaleza y régimen jurídico diverso de los bienes privados –los cuales se rigen por el derecho de propiedad en los términos del artículo 45 de la Constitución Política–, en tanto, por expresa voluntad del legislador se encuentran afectos a un destino especial de servir a la comunidad, sea al interés público, y que por ello, no pueden ser objeto de propiedad privada, de modo que están fuera del comercio de los hombres, por lo cual, no pueden pertenecer individualmente a los particulares, ni al Estado, en sentido estricto, por cuanto éste se limita a su administración y tutela (...).”

De manera que resulta evidente que los bienes públicos, y con ellos el espectro radioeléctrico, tienen un destino diferente, por estar afectados a un uso común⁵, y en el caso particular de los servicios inalámbricos, específicamente ha establecido la jurisprudencia constitucional lo siguiente:

*“Los servicios inalámbricos no constituyen un bien que el particular tenga el derecho innato a usarlo o que ejerza sobre el mismo algún tipo de derechos o que el Estado tenga la obligación de ponerlo a disposición del particular, lo que ocurre es que si el Estado a bien lo tiene y estima que puede disponer de ese bien para que sea explotado por el particular o bien por la misma Administración lo realice mediante la correspondiente concesión administrativa o legislativa otorgada en forma temporal, según el caso, en virtud que las ondas etéreas forman parte del espectro el cual es un bien demanial perteneciente a la Nación”.*⁶

Como lo indica la jurisprudencia el bien público sólo puede ser explotado mediante concesión, la cual según el autor Ernesto Jinesta Lobo, en su Tratado Derecho Administrativo, se define como:

*“(...) el acto por el cual la administración pública le transfiere a otro sujeto de derecho – normalmente, un sujeto de derecho privado, sea persona física o jurídica- un poder o derecho propio o no que el segundo no tenía antes. La concesión confiere un estatus jurídico, una situación jurídica o un derecho, precisamente, su característica esencial estriba en caracterizarse por ser un acto administrativo creador de derechos”.*⁷

Lo anterior conjuga con lo establecido por la Procuraduría General de la República en el dictamen vinculante emitido mediante oficio N° C-017-2000 de fecha 31 de enero de 2000, donde ese órgano asesor del Estado sostiene al respecto que:

⁵ Voto N° 2306-91 de las 14:45 horas de fecha 06 de noviembre de 1991, Sala Constitucional.

⁶ Voto N° 06053-2002 de las 14:38 horas de fecha 19 de junio de 2002, Sala Constitucional.

⁷ JINESTA LOBO (Ernesto). Tratado de Derecho Administrativo, Tomo I, Editorial Biblioteca Jurídica Dike, pág. 451.

“Conforme lo dispuesto en el artículo 121, inciso 14 de la Constitución Política y lo ha desarrollado la jurisprudencia constitucional y administrativa, el espectro electromagnético constituye un bien del Estado. Como tal es un bien demanial (...)”.

Por lo anterior resulta claro que los bienes demaniales, y en el caso que nos ocupa el espectro radioeléctrico se encuentran sometidos a un régimen especial fuera del comercio de los hombres, en consecuencia, esos bienes pertenecen al Estado en el sentido más amplio del concepto, están afectados al servicio que prestan y que invariablemente es esencial en virtud de norma expresa.⁸

A partir de todo lo anteriormente expuesto, desde la perspectiva jurídica tanto Constitucional, jurisprudencial y doctrinariamente, no cabe duda de que el espectro radioeléctrico es un bien demanial que por su naturaleza y características esta fuera del comercio de los hombres y, por ende, no puede ser objeto de sucesión, esto debido al carácter *“intuitu personae”*, requisito sine qua non para el otorgamiento.

En virtud del carácter de dominio público de las frecuencias del espectro radioeléctrico el Estado tiene la obligación de asegurar la eficiente y efectiva asignación, uso, explotación, administración y control del espectro radioeléctrico y demás recursos escasos, así como procurar los máximos beneficios del progreso tecnológico y de la convergencia.

En adición a lo anterior, debe tenerse en cuenta el uso eficiente y eficaz de los recursos demaniales escasos, ya que de conformidad con la Ley General de Telecomunicaciones, en su artículo 3 inciso i) dispone el principio rector de: *“Optimización de los recursos escasos: asignación y utilización de los recursos escasos y de las infraestructuras de telecomunicaciones de manera objetiva, oportuna, transparente, no discriminatoria y eficiente, con el doble objetivo de asegurar una competencia efectiva, así como la expansión y mejora de las redes y servicios”.*

⁸ Voto N° 5976-93 de 15:42 horas del 16 de noviembre de 1993, Sala Constitucional.

Debido a este artículo, debe tenerse en cuenta la importancia de que la Administración Pública recupere las frecuencias que no están siendo utilizadas de conformidad con su título habilitante, pues al tratarse de un recurso escaso, perteneciente al Estado costarricense, es necesario que el mismo se administre y explote con total eficacia.

C. SOBRE LA EXTINCIÓN DE LAS CONCESIONES Y PERMISOS DE USO DEL ESPECTRO RADIOELÉCTRICO POR EL VENCIMIENTO DEL PLAZO

El acto administrativo es una declaración unilateral de voluntad o decisión efectuada en el ejercicio de la función administrativa, que produce efectos jurídicos que implican la creación, modificación o extinción de derechos y obligaciones a favor de terceros.⁹

La extinción es una forma de suprimir un acto administrativo, es la cesación, supresión o eliminación definitiva de los efectos jurídicos del acto administrativo por causas normales o anormales. Los casos de extinción del acto administrativo son los siguientes: el cumplimiento del objeto, la expiración del plazo, el cumplimiento de la condición resolutoria, la renuncia, la revocación y la imposibilidad sobrevenida.

Es necesario analizar los aspectos generales de la figura de las concesiones a consecuencia de la extinción del título habilitante por el advenimiento del plazo, a la luz de lo establecido por el ordenamiento jurídico vigente y teniendo claro que se trata de un bien demanial escaso y estratégico (espectro radioeléctrico).

JINESTA LOBO (Ernesto). Tratado de Derecho Administrativo. Tomo I. Parte General, Editorial Investigaciones Jurídicas S.A., pág. 415.

Así como el acto administrativo nace a la vida jurídica, igualmente se extingue o cesa la producción de sus efectos jurídicos. Dicha extinción puede ser entendida en los siguientes términos:

*“La extinción es la cesación de los efectos jurídicos del acto administrativo, por ende, la extinción del acto mismo, es decir la eliminación o supresión de los efectos jurídicos del acto administrativo, por causas normales o anormales, sea que requiera o no la emisión de un nuevo acto, sea que se trate de actos válidos o inválidos”.*¹⁰

El acto administrativo se extingue cuando se han cumplido con todos los elementos, requisitos y modalidades que señala la ley, cuando han producido sus efectos jurídicos conforme a su objeto y fin perseguidos. Así las cosas, podemos decir que hay actos administrativos que se extinguen por determinación simple y llanamente, de haber cumplido su objeto, **el plazo de su vigencia**, y generalmente se les conoce en la doctrina como terminación normal.

La doctrina, como fuente del Derecho Administrativo, enuncia dentro de las causales de terminación normal o extinción definitiva del acto administrativo, el cumplimiento del término o plazo. En ese sentido, Agustín Gordillo señala:

“6.1.1. Cumplimiento del término.

*Si se otorga una licencia por un período determinado, transcurrido éste ella cae de pleno derecho, **sin necesidad de declaración alguna expresa en dicho sentido por parte de la administración**. En igual situación se encuentra el acto que confiere una beca por un determinado tiempo, un permiso provisional para conducir por un lapso preestablecido, etc. El período de vigencia del acto puede ser prorrogado, si no surge lo contrario del ordenamiento jurídico, mientras el acto está en vigor; una vez expirado el plazo, en cambio, no puede ya ‘prorrogarse’ su vigencia, sino que debe dictarse un acto nuevo, a menos que se trate de una hipótesis en que sea admisible el dictado de un acto con efecto retroactivo”.*¹¹

¹⁰ HERNÁNDEZ MENDIBLE (Víctor Rafael). “Revista Iberoamericana de Derecho Público y Administrativo”, N° 7. San José. Costa Rica. 2007.

¹¹ GORDILLO (Agustín), “Tratado de Derecho Administrativo”, Tomo III, El acto Administrativo, Novena Edición, Buenos Aires, F.D.A. 2007

De lo señalado hasta este punto, y retomando el concepto de plazo o término, se tiene que este elemento indica o señala el momento desde el cual se inicia o finaliza la eficacia del acto jurídico.

Siendo potestad del Estado el otorgar la concesión de los bienes de dominio público, en particular del espectro radioeléctrico, la Ley General de Telecomunicaciones (LGT) también otorga la de revocarla o bien extinguirla, cuando se presenten las causales indicadas en el artículo 22 inciso 2 subinciso a) y 25 inciso a) subinciso 1) en relación con el párrafo “*in fine*” del artículo 26, numerales todos de la mencionada LGT, que estipulan por su orden lo siguiente:

“ARTÍCULO 22.- Revocación y extinción de las concesiones, las autorizaciones y los permisos

Para efectos de esta Ley, son causales de resolución y extinción del contrato de concesión las siguientes:

(...)

2) Las concesiones, las autorizaciones y los permisos se extinguen por las siguientes causales:

a) El vencimiento del plazo pactado.

b) La imposibilidad de cumplimiento como consecuencia de medidas adoptadas por los Poderes del Estado.

c) El rescate por causa de interés público.

d) El acuerdo mutuo de la administración concedente y el concesionario. Este acuerdo deberá estar razonado debidamente tomando en consideración el interés público.

e) La disolución de la persona jurídica concesionaria.

Cuando la extinción se produzca por causas ajenas al concesionario, quedará a salvo su derecho de percibir las indemnizaciones que correspondan según esta Ley y el contrato de concesión.

ARTÍCULO 25.- Extinción, caducidad y revocación de las autorizaciones

Para los efectos de esta Ley, son causales de extinción, caducidad y revocación de las autorizaciones las siguientes:

a) *Las autorizaciones se extinguirán por las siguientes causas:*

1) Vencimiento del plazo y sus prórrogas.

2) *Renuncia expresa.*

(...)

ARTÍCULO 26.- Permisos

Para el uso de las bandas de frecuencias a que se refieren los incisos b), c) y d) del artículo 9 de esta Ley, se requerirá un permiso, el cual será otorgado por el Poder Ejecutivo previa recomendación de la Sutel y el cumplimiento de los requisitos que se definan reglamentariamente.

La vigencia de los permisos será de cinco años, renovable por períodos iguales a solicitud del interesado.

Los permisos para fines científicos o experimentales se otorgarán por una sola vez, por un plazo máximo de cinco años.

Para los efectos de esta Ley, son causales de extinción, caducidad y revocación de los permisos, las señaladas en el artículo 25 de esta Ley, en lo que sean aplicables”.

(El resaltado es de autoría propia).

En atención a estos artículos, y como se expresó más arriba, se prevé la extinción de pleno derecho del título habilitante, en el caso del advenimiento del plazo legal dispuesto por la Ley para el permiso de uso de espectro radioeléctrico respectivo, situación que aconteció en el caso de mérito, al haber vencido el plazo contemplado en el Acuerdo Ejecutivo N° 089-2017-TEL-MICITT de fecha 27 de febrero de 2017, otorgado en su momento a la empresa recurrente, y por ende caducó cualquier derecho de uso de las frecuencias TX 456,9750 MHz y RX 451,9750 MHz (en modalidad de repetidora) y CD 454,5750 MHz (en modalidad de canal directo), las cuales quedan disponibles para su respectiva asignación, mediante los procedimientos jurídicos dispuestos por el ordenamiento jurídico sectorial de las telecomunicaciones.

D. SOBRE EL RÉGIMEN JURÍDICO APLICABLE A LOS PERMISOS DE INSTALACIÓN Y PRUEBAS EMITIDOS AL AMPARO DEL REGLAMENTO DE RADIOCOMUNICACIONES, DECRETO EJECUTIVO N° 31608-G Y SU CADUCIDAD.

En el presente apartado se procederá a analizar la situación jurídica del permiso temporal de instalación y pruebas emitido mediante oficio N° 1879-06 CNR de fecha 29 de setiembre de 2006 mediante el cual, la antigua Dirección de Control Nacional de Radio del entonces Ministerio de Gobernación y Policía le reservó a la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA**, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138, el uso de las frecuencias TX 451,950 MHz, RX 456,975 MHz y CD 454,100 MHz, por un plazo de seis (6) meses con posibilidad de una única prórroga de hasta un período igual, el cual se fundamentó en la facultad dispuesta en el numeral 25 del Reglamento de Radiocomunicaciones vigente a la fecha de su emisión, norma que disponía:

“Artículo 25. —Permiso temporal de instalación y pruebas. El Departamento de Control Nacional de Radio, para efectos de tener elementos de juicio e informar en relación con los incisos b y c del artículo 5 y el artículo 6 de la ley 1758, podrá autorizar la instalación y uso temporal, únicamente para efectos de prueba de una frecuencia o canal de radiocomunicación de uso privado, por un período de seis meses, con una única prórroga de hasta seis meses más”.

Como puede desprenderse del artículo transcrito, así como de la revisión integral del Reglamento de Radiocomunicaciones, Decreto Ejecutivo N° 31608-G emitido en fecha 24 de junio de 2004 y publicado en el Alcance N° 28 al Diario Oficial La Gaceta N° 125 de fecha 26 de junio de 2004, dicho cuerpo normativo únicamente otorgaba un plazo de seis (6) meses con una prórroga de seis (6) meses más, para efectos de la instalación y uso temporal de las frecuencias, sin que existiera en dicho reglamento norma expresa mediante la cual se permitiera que una vez transcurrido ese plazo los titulares de las reservas pudieran continuar explotando las frecuencias.

Bajo esta tesitura, de los registros con que cuenta el Departamento de Normas y Procedimientos en Telecomunicaciones, así como en los archivos históricos de la Superintendencia de Telecomunicaciones, no consta que la empresa de marras, haya presentado ante el Ministerio de Gobernación y Policía la solicitud a fin de que se le concediera la prórroga al permiso temporal o en su defecto para que se llevara a cabo el trámite correspondiente para el otorgamiento del título habilitante final.

De esta manera, al momento de haber acontecido el plazo establecido por la normativa vigente, los permisos temporales extinguen de pleno derecho, y, por ende, fenecen todos los derechos temporales derivados de éstos, para hacer instalación y pruebas, sin requerirse -como se precisará más adelante- del dictado de un acto emanado por parte del Poder Ejecutivo, y consecuentemente las frecuencias que fueron objeto del permiso temporal regresan naturalmente a disposición del Estado para su futura asignación en caso de no ser otorgado el permiso, sea porque la empresa no cumplió con los requisitos de acuse de instalación o porque no presentó formal solicitud tendiente a la continuación del proceso.

Tal y como se ha apuntado, el plazo de seis meses prorrogable por una única vez, establecido en la normativa vigente al momento de su emisión (artículo 25 del Reglamento de Radiocomunicaciones) de los permisos temporales está sujeto únicamente al transcurso natural del tiempo, sin detrimento de la extinción anormal que se pueda generar según los términos previstos en la ley, caso en el cual, se debe acatar el debido proceso, de manera que se garanticen los principios constitucionales de legalidad, seguridad jurídica y transparencia entre otros.

De lo anterior, se puede concluir sin lugar a dudas, que en el caso de la extinción del acto administrativo por vencimiento del plazo, al estar dicha causal contenida en el mismo acto o por disposición del propio ordenamiento jurídico, no se requiere un

procedimiento posterior o manifestación alguna por parte de la Administración (lo cual aplicaría para el caso de marras), ya que de ser así mientras precluyen todos los procedimientos administrativos y eventuales procesos judiciales, las empresas estarían utilizando las frecuencias más allá del plazo concedido por el ordenamiento jurídico.

Siendo que, en el caso del permiso temporal en cuestión, fue la misma norma, *ergo*, el Decreto Ejecutivo N° 31608-G, Reglamento de Radiocomunicaciones, el que estableció su plazo de vigencia y por tanto de extinción de dicho acto, todos sus efectos fenecerán a partir del vencimiento del plazo dispuesto en el citado Reglamento y en el mismo acto administrativo que lo otorgó.

Aunado a lo anterior, para modificar la inscripción de una concesión o permiso en el Registro Nacional de Telecomunicaciones cuando se extingue por vencimiento del plazo, no se requiere de un procedimiento administrativo ni acto declarativo alguno por parte de la Administración para que conste en dicho Registro, esa situación jurídica, debido a que ya es un hecho que consta en el mismo. Por tanto, como consecuencia de la extinción por vencimiento del plazo, se tiene el Estado puede disponer de las frecuencias, en la fecha dispuesta en el respectivo permiso o concesión.

Bajo esta fundamentación jurídica, de acuerdo a lo establecido en el apartado de los antecedentes del caso en concreto, en atención a la solicitud efectuada mediante oficio sin número de fecha 30 de setiembre de 2014, recibido en el Viceministerio de Telecomunicaciones en fecha 27 de noviembre de 2014, por la empresa LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138, en donde solicitó el permiso de uso de las frecuencias: TX 451,950 MHz, RX 456,975 MHz y CD 454,100 MHz, reservadas históricamente mediante el permiso temporal de instalación y pruebas emitido mediante el oficio N° 1879-06 CNR de fecha 29 de setiembre de 2006, la Superintendencia de Telecomunicaciones en el dictamen técnico emitido mediante el oficio N° 04454-SUTEL-DGC-2016 de fecha 21 de junio de 2016, el

cual fue aprobado por el Consejo de la SUTEL, mediante el Acuerdo N° 019-036-2016, adoptado en la sesión ordinaria N° 036-2016, celebrada el día 29 de junio de 2016, recomendó al Poder Ejecutivo otorgar el siguiente recurso del espectro radioeléctrico que se encontraba disponible según la solicitud de la empresa recurrente, sea las frecuencias TX 456,9750 MHz, RX 451,9750 MHz y CD 454,5750 MHz. Dicha recomendación emitida por el Órgano Regulador fue acogida por el Poder Ejecutivo, mediante el Acuerdo Ejecutivo N° 089-2017-TEL-MICITT de fecha 27 de febrero de 2017 y debidamente notificado a la parte en fecha 09 de junio de 2020, en donde además se dispuso:

(...)

ARTÍCULO 3.- Informar a la empresa LEWIS SYSTEMS, SOCIEDAD ANÓNIMA, que de conformidad con lo indicado por la Superintendencia de Telecomunicaciones en la recomendación técnica emitida mediante el oficio N° 04454-SUTEL-DGC-2016 de fecha 21 de junio de 2016, al no contar (...) con el título habilitante que le otorgue el derecho de uso de las frecuencias 451,9500 MHz y 454,1000 MHz (permiso temporal de instalación y pruebas N° 1879-06 CNR de fecha 29 de setiembre de 2006), por cuanto el permiso que asignó dichas frecuencias se encuentra vencido, no podrá explotar tales frecuencias, ya que en aplicación de lo establecido en el artículo 65 de la Ley General de Telecomunicaciones existe la prohibición expresa de explotar redes de telecomunicaciones de manera ilegítima, razón por la cual en caso de utilizarlas, se expondrá a la aplicación del régimen sancionatorio correspondiente.

(...)

De ahí que queda claro que, a la fecha de la emisión del presente análisis, se encontraba vencido el plazo y, por ende, caducó cualquier derecho derivado del permiso temporal de instalación y pruebas emitido mediante el oficio N° 1879-06 CNR de fecha 29 de setiembre de 2006, no obstante, mediante la emisión del Acuerdo Ejecutivo N° 089-2017-TEL-MICITT de fecha 27 de febrero de 2017, mediante el cual el Poder Ejecutivo otorga el permiso de derecho de uso de las frecuencias TX 456,9750 MHz, RX 451,9750 MHz y CD 454,5750 MHz, por un período de cinco (5) años, se satisficieron sus necesidades de comunicación mediante una red de radio para uso privado en actividades propias de la empresa, por contar con un título habilitante vigente para tal efecto.

E. SOBRE LOS ARGUMENTOS DE FONDO DEL RECURSO PRESENTADO

Con vista en los folios 1496 a 1502 del expediente administrativo N° GCP-686-2013, y 01 a 05 del expediente administrativo N° GCP-686-2013-44, mediante oficio recibido en el Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones en fecha 16 de junio de 2014, la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA**, presentó recurso de reposición contra los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 10 de febrero de 2014 y N° 020-2014-TEL-MICITT emitido en fecha 19 de febrero de 2014. De la lectura integral del recurso incoado, se observa que el fondo de este se centra en que a criterio del recurrente la declaratoria de la caducidad de las frecuencias reservadas mediante el oficio N° 1879-06 CNR de fecha 29 de septiembre de 2006 efectuada mediante los citados Acuerdos Ejecutivos implica una afectación, por cuanto se le estaría quitando un instrumento de trabajo, en lo que interesa manifestó:

“(...) En lo personal me dejan sin un instrumento de trabajo y el Estado complica el desempeño de mis actividades en investigaciones privadas, custodia de bienes y personas, asesorías, mercadeo y ventas. (...)”

Otros de los argumentos esbozados por la recurrente, de la revisión del recurso de reposición interpuesto, se observa que la disconformidad radica en que ante la falta de procedimientos reglamentarios que permitieran concluir los procedimientos en curso a la entrada en vigor de la Ley General de Telecomunicaciones, por lo que la empresa recurrente, en lo que interesa manifestó:

“(...)”

2. Que ante la falta de desarrollo reglamentario de los transitorios de la Ley General de Telecomunicaciones, los ostentadores de permisos de instalación y prueba (reservas de frecuencias), presentaron solicitud al Viceministerio de Telecomunicaciones, con fundamento en lo dispuesto por el legislador en el Transitorio I de la Ley General de Telecomunicaciones, solicitando se concluyera la gestión iniciada mediante Ley de Radio [sic, léase además (Servicios Inalámbricos)] N° 1758, donde había solicitado el otorgamiento de la concesión de derecho de uso de frecuencias, a lo que la Administración con fundamento en el artículo 53 del Reglamento de estaciones Inalámbricas y posteriormente del 28 de junio de 2004 mediante el Reglamento de

Radiocomunicaciones, les otorgó el indicado permiso, haciéndolos incurrir en una gran inversión en la compra de sus equipos de radiocomunicación, donde posteriormente el petente cumplió con los demás requisitos de acuse de instalación e inicio de pruebas, para [que] se realizaran las inspecciones correspondientes como demandaban ambos reglamentos, así como el pago de los impuestos de derecho de uno de frecuencias establecidos en la citada ley de Radio [sic, léase además (Servicios Inalámbricos)]. Lamentablemente la Administración fue omisa en el otorgamiento de la concesión por múltiples motivos, principalmente de falta de recursos técnicos y financieros para realizar las inspecciones.

- 3. Que ante la falta de un procedimiento reglamentario que permitiera concluir los procedimientos en curso a la entrada en vigencia la Ley General de Telecomunicaciones, conforme lo establecía el citado Transitorio I; procedimientos en curso como lo eran las llamadas reservas de frecuencias, y ante la solicitud de cientos de éstos permisionarios de instalación y prueba, la Rectoría de Telecomunicaciones realizó consultas a la Procuraduría General de la República a cargo en su oportunidad del Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, sobre los procedimientos a seguir para concluir dichos procedimientos, en la que ésta se pronuncia mediante los Criterios C-151[-2011] y C-280[-2011] del 2011, de sobra indicados en las resoluciones aquí impugnadas.*
- 4. Que concedores en su oportunidad de los criterios de la Procuraduría General de la República N° C-151[-2011] y N° C-280[-2011] antes citadas, la mayoría de éstos permisionarios, deseosos de estar conforme a las disposiciones de la nueva ley, de solventar sus necesidades de comunicación y continuar en el uso de las frecuencias, presentaron ante el Viceministerio de Telecomunicaciones solicitud de otorgamiento de título habilitante de derecho de uso de frecuencias, conforme lo establece los artículos 26 y 45 del Reglamento a la Ley General de Telecomunicaciones, solicitudes que pese a las múltiples reuniones con el Viceministerio de Telecomunicaciones y el Ministro de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones en su oportunidad , y posteriormente con el Ministro de Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones y años de espera, a la fecha de la emisión de los Acuerdos Ejecutivos aquí impugnados solo se han resuelto favorablemente 63 solicitudes de título habilitante de derecho de uso de frecuencias de las 4052 que ostentaban los permisos de instalación y prueba, que indica la Contraloría General de la República en el documento N° DFOE-IFER-2012 [sic] del 30 de julio de 2012, “Informe sobre Gestión del Espectro Radioeléctrico Ante la Apertura de las Telecomunicaciones “ y resolución de la SUTEL de octubre de 2013 donde indica a las personas o empresas facultadas para el pago del canon de reserva del espectro radioeléctrico por ser las únicas que cuentan con título habilitante vigente.
(...)”*

Al respecto, es indispensable indicar que, de la revisión integral de los expedientes administrativos recabados por el Viceministerio de Telecomunicaciones, no se logró determinar que la empresa recurrente hubiera presentado ante esta dependencia, una solicitud de prórroga del permiso temporal indicado o en su defecto una nueva solicitud de uso de frecuencias.

Posteriormente en fecha 27 de noviembre de 2014, se recibió en el Viceministerio de Telecomunicaciones, una solicitud de permiso de uso de frecuencias por parte de la empresa **LEWIS SISTEMAS SOCIEDAD ANÓNIMA**, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138. La solicitud versa sobre el otorgamiento de permiso de uso de tres (3) frecuencias 451,9500 MHz, 454,1000 MHz y 456,9750 MHz, las cuales fueron reservadas previamente a la empresa mediante el permiso temporal de instalación y pruebas emitido mediante el oficio N° 1879-06 CNR de fecha 29 de septiembre de 2006 por la antigua oficina de Control Nacional de Radio, para ser empleadas en la red de comunicaciones privadas de la empresa.

En relación con lo anterior, una vez realizados los procedimientos para el otorgamiento del permiso de uso no comercial y verificado el cumplimiento de los requisitos contemplados por el ordenamiento jurídico vigente, con fundamento el artículo 26 de la Ley General de Telecomunicaciones y de conformidad con la recomendación técnica de la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL), el Poder Ejecutivo resuelve su solicitud, como ya se indicó, mediante Acuerdo Ejecutivo N° 089-2017-TEL-MICITT de fecha 27 de febrero de 2017 y debidamente notificado a la parte en fecha 09 de junio de 2017, a través del cual, otorgó título habilitante que la faculta para el uso no comercial de las frecuencias TX 456,9750 MHz y RX 451,9750 MHz, en modalidad de repetidora y CD 454,5750 MHz, en modalidad de canal directo, para la instalación de una red de radiocomunicación privada para actividades propias de la empresa, por un plazo de cinco (5) años, según lo indicado por la nota CR 033 del Plan Nacional de Atribución de Frecuencias.

Conforme a lo anterior, por medio del otorgamiento de título habilitante mencionado (Acuerdo Ejecutivo N° 089-2017-TEL-MICITT), el Poder Ejecutivo atendió el requerimiento de frecuencias de la empresa recurrente, por lo tanto, se resolvió la petición presentada por la administrada como una nueva solicitud de permiso de uso de frecuencias al amparo de lo establecido en el artículo 26 de la Ley N° 8642, Ley General de Telecomunicaciones, toda vez que la empresa solicitante no poseía derecho de uso sobre ninguna frecuencia del espectro radioeléctrico.

Así las cosas, en vista de que el Poder Ejecutivo, a la fecha de la presente resolución mediante el Acuerdo Ejecutivo N° 089-2017-TEL-MICITT de fecha 27 de febrero de 2017 y debidamente notificado a la parte en fecha 09 de junio de 2017, y el cual se encuentra vigente, por lo que se considera que a la luz de los argumentos de fondo esbozados por la recurrente en el recurso de marras, el conocimiento del recurso de reposición interpuesto, carece de interés actual, siendo que al día de hoy el requerimiento de frecuencias de la administrada, recibió una respuesta positiva y satisfactoria por parte de la Administración, razón por la cual se recomienda rechazar por el fondo el recurso interpuesto, y dar por concluida toda gestión relacionada con los casos de solicitudes para el uso y explotación del espectro radioeléctrico presentadas antes de la entrada en vigor de la Ley N° 8642, Ley General de Telecomunicaciones.

POR TANTO,

**EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA Y
EL MINISTRO DE CIENCIA, INNOVACIÓN, TECNOLOGÍA Y
TELECOMUNICACIONES**

RESUELVEN:

PRIMER.- RECHAZAR POR INADMISIBLE el recurso de reposición incoado por la disuelta empresa LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138, en contra del Acuerdo Ejecutivo N° 020-2014-TEL-MICITT de fecha 19 de febrero de 2014, dado que, al no constar dentro de las personas físicas y jurídicas que configuran en el considerando primero de dicho Acuerdo Ejecutivo, no se logró demostrar que los alcances de éste le inciden en su esfera jurídica a la empresa recurrente, de ahí que no se constituye parte interesada en los términos establecidos por el numeral 346 de la Ley General de la Administración Pública y, por ende, no cuenta con la legitimación activa para impugnar dicho acto administrativo.

SEGUNDO.- RECHAZAR POR IMPROCEDENTE el recurso de reposición incoado por la disuelta empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA**, con cédula de persona jurídica N° 3-101-442138, contra el Acuerdo Ejecutivo N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2014, en vista de que el Poder Ejecutivo, a la fecha de la resolución del presente recurso de reposición interpuesto, ya ha resuelto las necesidades de comunicación de dicha empresa por medio de la emisión de un acto administrativo, sea por medio del Acuerdo Ejecutivo N° 089-2017-TEL-MICITT de fecha 27 de febrero de 2017 y debidamente notificado a la parte en fecha 09 de junio de 2017, que le otorgó título habilitante que la faculta para el permiso de derecho de uso no comercial de las frecuencias TX 456,9750 MHz y RX 451,9750 MHz, en modalidad de repetidora y CD 454,5750 MHz, en modalidad de canal directo, para la instalación de una red de radiocomunicación privada para actividades propias de la empresa, por un plazo de cinco (5) años, según lo indicado por la nota CR 033 del Plan Nacional de Atribución de Frecuencias, por lo que el requerimiento de frecuencias de la recurrente se satisfizo en su momento.

TERCERO. - CONFIRMAR en todos sus extremos los Acuerdos Ejecutivos N° 019-2014-TEL-MICITT de fecha 10 de febrero de 2014 y N° 020-2014-TEL-MICITT de fecha 19 de febrero de 2014.

CUARTO. - INFORMAR a cualquier interesado de extinción del Acuerdo Ejecutivo N° 089-2017-TEL-MICITT de fecha 27 de febrero de 2017, mediante el cual se le había otorgado a la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA** el permiso de uso de frecuencias Tx 456,9750 MHz y Rx 451,9750 MHz, recurso que se declaran disponibles para futuras asignaciones

QUINTO. - NOTIFICAR la presente Resolución administrativa por medio de publicación por tres veces consecutivas en la sección de notificaciones del Diario Oficial La Gaceta, en virtud de la inexistencia de la persona jurídica **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA** en vista de su disolución, para que cualquier interesado pueda tener conocimiento de lo aquí resuelto.

SEXTO. - NOTIFICAR la presente Resolución a la Superintendencia de Telecomunicaciones a fin de que sea inscrito en el Registro Nacional de Telecomunicaciones lo resuelto por el Poder Ejecutivo.

SÉTIMO. - DAR por agotada la vía administrativa, en referencia a los hechos impugnados por parte de la empresa **LEWIS SYSTEMS SOCIEDAD ANÓNIMA** y que fueron resueltos mediante la presente resolución administrativa.

RODRIGO CHAVES ROBLES.—La Ministra de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones, Paola Bogantes Zamora.—O.C.N° 4600076150.—Solicitud N° 004-2023-TEL.—(IN2023809166).

PODER JUDICIAL

CORTE SUPREMA DE JUSTICIA

DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL PODER JUDICIAL

DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL PODER JUDICIAL, SAN JOSÉ, A LAS QUINCE HORAS DEL 25 DE AGOSTO DEL DOS MIL VEINTITRÉS. LISTA DEL 21 AL 25 DE AGOSTO DE DOS MIL VEINTITRÉS.

A SOLICITUD DE DESPACHOS JUDICIALES SE PROCEDE A NOTIFICAR POR EDICTO A LAS PERSONAS, FÍSICAS O JURÍDICAS, PROPIETARIAS DE VEHÍCULOS INVOLUCRADOS EN ACCIDENTES DE TRÁNSITO QUE SE CITAN A CONTINUACIÓN:

JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y TRANSITO DEL SEGUNDO CIRCUITO JUDICIAL DE ALAJUELA

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
23-000589-0742-TR	DISTRIBUIDORA Y LOGISTICA DISAL SOCIEDAD ANONIMA	3101020070	C 166866	3AKJGLDRXGSHG1133
23-000435-0742-TR	EMPRESARIOS GUAPILEÑOS SOCIEDAD ANONIMA	3101089828	SJB 011926	9BWRWF82W98R835307
23-000497-0742-TR	COMERCIALIZADORA AUTOMOTRIZ CUATRO J DE GRECIA SOCIEDAD ANONIMA	3101604510	CL 199880	LH1726122305
23-000497-0742-TR	ARRENDADORA DESYFIN SOCIEDAD ANONIMA	3101538448	CL 341348	LZWCDA6PC804153
23-000445-0742-TR	ARQUIMEDES JUAN HIDALGO MENDEZ	203010584	CL 549813	3N6CD33B0MK803211
23-000521-0742-TR	TRACTOREPUESTOS ITALIANOS SOCIEDAD ANONIMA	3101255229	C 170701	WDB9342411L150905

Juzgado ConTRavencional de Menor Cuantía de Santo Domingo de Heredia

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
23-000228-1756-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BXN471	LSGEN53A6PD008412
23-000228-1756-TR	SEPTEMBER THIRTY FIRST GROUP SOCIEDAD ANONIMA	3101864538	MGB125	8AJDA3F5XP0505867
23-000346-1756-TR	ROY ROJICA SOCIEDAD ANONIMA	3101254015	CL 281251	MPATFS86JFT003000
23-000346-1756-TR	MUSSIO RODRIGUEZ FIORELLA	305420856	528323	KMXMTE1PP1U044721
23-000320-1756-TR	VARGAS NANNE ORLANDO VINICIO	109540249	BNH058	VF7DDNFPBHJ512666
23-000246-1756-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BXS756	LZWMLMGM8PG022643
23-000246-1756-TR	INVERSIONES MAR SOCIEDAD ANONIMA	3101131142	MSK009	JTEBH9FJ405064000
23-000345-1756-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	-BST021	MA3WB52S3LA639324
23-000345-1756-TR	RAMIREZ ARIAS KARLA GABRIELA	110470324	827505	KMHJU81BBBU055976
23-000363-1756-TR	LGB COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101581785	BKZ914	JDAJ210G0G3016113
23-000365-1756-TR	MICROBUSES RAPIDOS HEREDIANOS SOCIEDAD ANONIMA	3101070526	Hb 3691	9532L82WXGR529473
23-000365-1756-TR	UMAÑA MORALES CARLOS ALBERTO	103000297	183703	KMHFL21J4JU440596
23-000373-1756-TR	ZAMORA MENDEZ DOMINGA DEL CARMEN	155816007132	CI 193956	KMFFE17APRU132370
23-000369-1756-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	Mot 791905	9C2ND1210NR750090
23-000359-1756-TR	ASOCIACION DE PROPIETARIOS DE TALLERES DE MANTENIMIENTO INDUSTRIAL	3002056447	CL281330	KMFWBX7HADU547418
23-000362-1756-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	CL341963	MPATFS40JRT000027

JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE BUENOS AIRES (MATERIA TRÁNSITO)

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
21-000200-1739-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANÓNIMA	3101134446	BQT 908	KMHJ2813BJU748526
22-000148-1739-TR	DURAN ESPINOZA DANIEL ALBERTO	603360646	MOT 478618	LKXYCML03G0002823
22-000148-1739-TR	SIBAJA GÓMEZ ASael	117860010	CL 179423	JAAM7232056
22-000091-1739-TR	CORPORACIÓN DE DESARROLLO AGRÍCOLA DEL MONTE SOCIEDAD ANÓNIMA	3101010882	CL 281549	MR0DR22G2F0021309
22-000157-1739-TR	RENTE UN AUTO ESMERALDA SOCIEDAD ANÓNIMA	3101088140	BVQ 207	KMHJB81BHNU083906
22-000157-1739-TR	CAMPOS MORERA FRANCISCO	603260587	497819	KMHNM81WP2U048799

Juzgado Contravencional de Osa

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000355-1425-TR-1	LAUREL DEL SUR SOCIEDAD ANOMINA	3-101-167282	BTS513	JTFPA9AP8L8015564
23-000370-1425-TR-1	MARTIN ALONSO DIAZ BARBOZA	3-101-018910	BVL406	MA3JB74V0N0103940

JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y DE MENOR CUANTÍA DE SANTA ANA (MATERIA TRÁNSITO)

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000410-1729-TR	RENTE UN AUTO ESMERALDA S.A	3-101-088140	BXK015	KMHJB81DDPU186516
23-000741-1729-TR	FABIOLA RENATA SALGADO HIDALGO	1-1048-0370	MOT559740	MB8NG4BA3H8201090
23-000741-1729-TR	ARREND LEASING COSTA RICA S.A	3-101-728943	BXR710	KMHJB81DDPU202156
23-000758-1729-TR	INVERSIONES SANCHEZ Y CHAVES S.A	3-101-572331	C152606	1FUYYDDYB4TP742099
23-000760-1729-TR	ARRENDADORA DESYFIN S.A	3-101-538448	CL335464	LSFAM11B0NA051555
23-000773-1729-TR	3102620025 SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3-102-620025	856848	JTDBL42E709122611
23-000773-1729-TR	ANC CAR SOCIEDAD ANONIMA	3-101-013775	BTC521	JTMB43FV5LD007072
23-000776-1729-TR	CREDI Q LEASING S.A	3-101-315660	BXP120	LZWMLMGM7PG025131
23-000776-1729-TR	3-102-787549 SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3-102-787549	MOT162012	5HD1BX5117Y036050
23-000641-1729-TR	ALBERTO DEL CARMEN MARIN JIMENEZ	1-1101-0140	754299	K850WP000122
23-000712-1729-TR	DANISSA S.A	3-102-083067	BLT876	JN1TBNT32HW000381
23-001834-0500-TR	KEYLOR RODRIGUEZ ALVAREZ	7-0305-0048	MOT787141	LZL20P101NHK40032
23-001834-0500-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA S.A R/ ROBERT WILLIAMS CISNEROS	3-101-134446	BCR305	J8AJDAFS7J0771139
23-000528 1729-TR	ROY ALBERTO AGUILAR ROJAS	1-1047-0359	581307	JMYSNCS3A5U001804
23-000373-1729-TR	STEPHANIE HAFNER BONILLA	1-1571-0757	750326	TC742469
23-000768-1729-TR	MOE ARIAS ASOCIADOS SOCIEDAD ANONIMA R/ IVER MOE RODRIGUEZ	3-101-825670	C137998	1M1AA12Y7VM071632
23-000813-1729-TR	ELIEZER ENRIQUE SILVA RIVERA	C01694833	MOT528904	LY4JCNLRXG0A62699
23-000813-1729-TR	BAC SAN JOSE LEASING R/ FRANCISCO ECHANDI GURDIAN	3-101-083308	PPY597	YV1LF10ACM1713977
23-001374-0500-TR	MARCO ANTONIO UMAÑA LEITON	1-0524-0888	900907	KNAGN412BB5178075
23-001374-0500-TR	SOFIA REY MENDEZ	1-0626-0943	RJL301	WBAKV2101G0N23569
23-000651-1729-TR	TRANSPORTES TERRESTRES DE CENTROAMERICA S.A R/ FERNANDO QUESADA CHAVARRIA	3-101-192403	CL159595	V11607630
23-000651-1729-TR	JOHN SANTAMARIA GAÑAN	117000089120	872527	EL537046972
23-000465-1729-TR	MATERIALES ELECTROMECHANICOS PADILLA S.A	3-101-205952	MTP248	3C3CFE2HT557799
23-000419-1729-TR	TURISMO INTELIGENTE S.A. R/ RAFAEL MOLINA MENDEZ	3-101-468003	SJB018240	9BM382188AB724018
23-000424-1729-TR	CRISTIAN FERNANDEZ MORA	1-0858-0716	SCR012	MA3FC31S3DA546677
23-000424-1729-TR	BRIAN ENRIQUE CASTILLO ASTUA	1-1543-0550	595890	KMHVF21JPPU890439
23-000544-1729-TR	LUIS DAVID MONTERO SALAZAR	2-0677-0313	401573	1N4EB31B8MC782432
23-000544-1729-TR	ARACELLY GERARDA AGUILAR JIMENEZ	6-0148-0523	MOT499364	ME1SE8023G3003477

Juzgado de Tránsito de Nicoya

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000261-0768-TR	MARIA DEL MILAGRO MORA QUIROS	5-353-148	615963	JN1TENT30Z0100882
23-000292-0768-TR	CREDI Q LEASING S.A.rep/ Juan Salaverria P	3-101-315660	BTB824	MALA841CALM391358
23-000292-0768-TR	ISAY ALBERTO HERRERA BARBOZA	1-1193-204	BGC180	MALA851CAFM080031
23-000251-0768-TR	ANC CAR S.A. rep/Andres Montalto Falcinella	3-101-013775	BVQ295	JTDBP3AE1NJ207305
23-000251-0768-TR	CIAMESA S.A rep/ Manrique Constenla U	3-101-192302	C-170207	JALFRR90LJ7000138
23-000258-0768-TR	ANC CAR S.A. rep/Andres Montalto Falcinella	3-101-013775	BVZ794	MHKE8FF20NK009557
23-000285-0768-TR	GEUDY ANDRES VILLAGRA PEREZ	1-1768-537	693896	KL1JD51677K636218
23-000240-0768-TR	LUIS ANGEL RODRIGUEZ TORRES	5-199-168	MOT-418728	MD2A25BZ1FWA00065
23-000-259-0768-TR	SERVICIOS INTEGRALES CAAT S.A rep/ Olman Carvajal	3-101-767950	C-139611	3ALACYCS55DU23747
23-000257-0768-TR	RICARDO LUIS BELLAVITA NUÑEZ	2-331-982	898194	JN1TBAT30Z0171061
23-000257-0768-TR	INDIGO ASESORES EMPRESARIALES S.A rep/ Melisa Rugama	3-101-710540	CQL878	MMBXTA03AGH000277

JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y DE MENOR CUANTÍA DE CARRILLO

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000177-1586-TR	BAC SAN JOSE LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101083308	CL—636701	3N6CD33B6RK800952
23-000177-1586-TR	SOTO BOLAÑOS JACOBO GERARDO	206640917	C—171207	1FUJA6CV27LW78102
23-000185-1586-TR	CENTRIZ COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101036194	BSX369	MHKE8FF20LK003829
23-000185-1586-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	-JVQ091	MALA851CAKM988466
23-000194-1586-TR	CENTENO BELMONTE JESUS GERARDO	502030870	208134	D0NV430PJ01476
23-000195-1586-TR	FACHKO AMY JEANNE	546379871	MOT—548890	LLCLMM2A7HA100240
23-000196-1586-TR	CAÑAS DULCES MF SOCIEDAD ANONIMA	3101655278	835463	JTFJK02P600016705
23-000212-1586-TR	RUIZ VEGA ROBERTO DE JESUS	C02496685	-BGD378	KMHCG45C71U187536

JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y DE MENOR CUANTIA DE LOS CHILES

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000029-1505-TR	SALINAS GONZALEZ RAMON	155801019804	468024	KMHVF14N0SU160886
23-000033-1505-TR	LAZO DIAZ BETTY DE JESUS	204910435	499670	2CNBE1369T6900399

JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE CAÑAS

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000090-1752-TR	ANC CAR SOCIEDAD ANONIMA	3-101-013775	BWZ119	9BRK4AAG6P0060172
23-000097-1752-TR	TRANS COROBICI CIENTO VEINTITRES SOCIEDAD ANONIMA	3-101-821934	GB-3772	1BABLCPA7AF273820
23-000097-1752-TR	CONSORCIO ESTRATEGA V & CH SOCIEDAD ANONIMA	3-101-256151	BVP669	KMHCT4AEXDU398799
23-000098-1752-TR	AVILES MAYORGA IVANNIA DEL ROSARIO	155810958629	HDD506	9FBHSRAJNGM949517
23-000100-1752-TR	TRANSPORTES PALQUESA DE NICOYA SOCIEDAD ANONIMA	3-101-526006	FPQ814	3N1AB7ADXJL601092
23-000102-1752-TR	MANEJO INTEGRAL TECNO AMBIENTE SOCIEDAD ANONIMA	3-101-405054	CL-305764	MR0EB8CB3J0861056
23-000099-1752-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3-101-083308	C-175242	953658262NR033740
23-000101-1752-TR	MARTINEZ LOPEZ WILBERT	6-0286-0342	493239	2S3TD03V5R6407133
23-000101-1752-TR	LA VAINILLA-LAJAS-SEIS SOCIEDAD ANONIMA	3-101-412543	CL-266633	MR0FZ29G801668300

Juzgado Contravencional de Jiménez

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
23-000050-1464-TR	YEINY CRISTINA FERNÁNDEZ FERNÁNDEZ	603240663	C147919	1FUYSSEB7XL992822

JUZGADO DE TRANSITO DE PAVAS Y ESCAZÚ

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
23-001417-0500-TR-2	CARLOS ENRIQUE MONTOYA ZÚÑIGA	03-0317-0508	C 139814	JALFSR33L47000026
23-001433-0500-TR-2	PABLO DELGADO RODRÍGUEZ	04-0151-0622	623559	KMJFD37APSU157461
23-001433-0500-TR-2	REPRESENTANTE LEGAL DE TRANSPORTES YERKA S.A.	3-101-692404	C 160972	1FVACWCS05HN73957
23-001441-0500-TR-2	CARLOS ALBERTO BARBOZA VEGA	01-0260-0068	459545	2CNBE1862W6912326
23-001606-0500-TR-1	LISBETH LUCRECIA INCES CALDERON	302900696	MOT711035	ME1RG0920L2024994
23-001942-0500-TR-2	DIEGO MORA PIÑAR	6-0330-0382	MOT-490289	MD2A36FZXGCF00645
23-002125-0500-TR—3	EMPRESARIOS UNIDOS DE PUNTARENAS S.A / JUAN CARLOS SOTO VINDAS	3-101-032677	PB 003350	9BSK4X200L3969811
23-002080-0500-TR-4	GRUPO REYZABETH LIMITADA	3-102-693232	693295	2AD2ARHYF7G066445
23-002092-0500-TR-4	JUAN PABLO BELTRAN SIERRA	117000461525	843302	KNAPB811BB7011083
23-002092-0500-TR-4	OLIVER HERNAN ROMAN MADRID	1-1302-0273	BBJ048	JTDBT92340L017300
23-002104-0500-TR-4	DAVID JOHAN MOLINA RÍOS	1-1485-0037	MOT-742281	ME4KC2337MA005427
23-003133-0489-TR-4	CLAUDIA MARÍA MENDIETA GUTIÉRREZ	8-0087-0151	BQH656	KMHDG41LBDU816086
23-002057-0500-TR-1	INVERSIONES SAGRAV DE COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101178233	CL286814	JHHAFJ4H6GK004137
23-002057-0500-TR-1	ADIPISOS DE CENTROAMERICA SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITDA	3102517333	CL302888	KNCSHX71AG7996359
23-002065-0500-TR-1	ANABELLY SERRANO CALVO	701120086	590766	JDAL251S001033815
23-002065-0500-TR-1	MAIDALIA DE LA CONCEPCION GOMES AGUILAR	155800024019	341969	2HGED6345LH559511
23-002175-0500-TR-4	AUTO TRANSPORTES PAVAS S.A	3-101-054006	SJB-11701	9BM3840738B570029
23-002175-0500-TR-4	YARIXA ANDREA RUIZ FERNÁNDEZ	1-1869-0033	270495	3VW1931HLVM301532
23-002167-0500-TR-4	SAÚL ANDRÉS CAMPOS SOJO	4-0190-0552	MOT-423793	LBPKE1306E0094361
23-002167-0500-TR-4	CARLOS JOSÉ MATEO PERALTA	1-0586-0841	WVZ247	TSMYE21SXM337559
23-002151-0500-TR-4	LYKKE TIL SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3-102-793832	BTR182	JTEGD20V550054533
23-002133-0500-TR-2	GRUPO TURÍSTICO IGUANA DEL PACÍFICO S.A. REPRESENTADA POR JORGE LUIS CRUZ	3-101-309205	PB 3271	JN1TC2E26Z0004731
23-002133-0500-TR-2	ROBERTO MARTÍN SALAZAR SOLIS	01-0608-0403	BST538	MALC281CBLM582210
23-002221-0500-TR-2	COMPAÑÍA DE INVERSIONES LA TAPACHULA S.A. REPRESENTADA POR RAFAEL MOLINA	3-101-086411	SJB 14216	KL5UM52HEDK000289
23-001496-0500-TR-2	DAMARIS SANABRIA GUERRERO	01-0467-0506	SRC009	3N1CC1AD7ZK254387
23-001619-0500-TR-2	KARLA MARÍA RAMÍREZ MARÍN	01-1130-0290	214031	PB12MD32520
23-001619-0500-TR-2	EMERITA DEL CARMEN HERRERA MEJÍAS	07-0167-0248	BKD711	MA3ZF62SXGA852185
23-001619-0500-TR-2	SONIA MARÍA CONTRERAS MOXI	06-0237-0057	CL 446259	3N6CD33A3JK841146
23-001804-0500-TR-2	SCOTIA LEASING COSTA RICA S.A./ ROBERT ANTHONY WILLIAMS CISNEROS	3-101-134446	MFD214	MHYZE81S7HJ303043
23-000953-0500-TR -4	CARMEN MARIA UREÑA SALAZAR	1-0496-0625	FLY827	WBAWY9105F0N55134
23-001336-0500-TR-4	RODOLFO JESUS TABASH ESPINACH/ REPRESENTANTE LEGAL DE BAC SAN JOSE LEASING SA	1-0740-0988	LMG555	JN1JBNT32KW011431
23-001546-0500-TR -4	JOSSETTE MARIA ARGUEDAS ARGUEDAS	4-0226-0303	490451	JHLRD77402C213779

23-001288-0500-TR-4	RONALD GUILLERMO PALMA SOLANO	1-1171-0548	BBP227	LWBKA0294M1401199
23-000512-0500-TR-4	AARON ALT/REPRESENTANTE LEGAL DE MAYCA DISTRIBUIDORES SOCIEDAD ANONIMA	593755141	C161545	3ALACYCS9EDFU6180
22-000398-0500-TR-4	MEI - HUNG CHANG SHIH	6,2715278E+13	489713	1HGCG55702A500385
23-001407-0500-TR-4	MARIA EUGENIA CASTELLON SALAS	1-0722-0365	MOT448107	MD2A36FZ2FCH02653
23-001407-0500-TR-4	MARI EUGENE SOLIS VALVERDE	6-0211-0827	AB006633	JN1TG4E25Z0703911
23-001419-0500-TR-4	MAURICIO ANTONIO GOMEZ PICADO/ REPRESENTANTE LEGAL DE ARRENDADORA CAFSA SOCIEDAD ANONIMA	1-0516-0156	CL339090	WV1ZZZ2HZNA027851
23-001486-0500-TR-4	ROBERT ANTHONY WILLIAMS CISNEROS	3-101134446	CL—514854	MHYDN71V7LJ401514

JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y MENOR CUANTIA TURRIALBA, CARTAGO

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
23-000226-1008-TR	BAC SAN JOSE LEASING S.A.	31010833088	BWL 299	LC0CE4DBXP0000122

JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE GARABITO

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
23-000395-1598-TR	BRENES ESCALANTE ANDREA SUSANA	9-0107-0132	VXC004	YV1XZEDA6P2041875
23-000396-1598-TR	SEVILLA DAVILA EDDY ERNESTO	155809696517	BVN989	KMJRD37FP1K522081
23-000403-1598-TR	NOGUERA RUIZ JOSE MANUEL	1-1041-0484	MOT 793177	LC6PCJG94P0002534
23-000403-1598-TR	ANC CAR SOCIEDAD ANONIMA	3-101-013775	BST175	8AJDA3FS3L0502335
23-000404-1598-TR	TRANSPORTES COSTARRICENSES PANAMEÑOS SRL	3-102-009189	SJB 015435	WMARR2ZZ6FC020466
23-000404-1598-TR	RISEN ALLYN BUCHANAN	656367587	506279	KZN1859050163
23-000413-1598-TR	MARIN MORA HUGO ALCIDES	104640164	563891	RC821948
23-000412-1598-TR	ARTAVIA VILLALOBOS LUIS MAURICIO	2-06980348	BNF688	JHLRD1763XC084340
23-000412-1598-TR	RODRIGUEZ MARTINEZ DYLAN JOSUE	1-1899-0058	KVS123	KNADN412AH6039119
23-000421-1598-TR	ZUÑIGA JIMENEZ FREDERICK	1-1037-0763	C 173768	5KJJAEBG6GPGZ1146
23-000428-1598-TR	RENTE UN AUTO ESMERALDA SOCIEDAD ANONIMA	3-101-088140	BVP461	KMHJB81BHNU083652
23-000428-1598-TR	REPUESTOS GIGANTE SOCIEDAD ANONIMA	3-101-156677	CL 341962	JHHBFS6E0PK001781
23-000438-1598-TR	INDUSTRIAS VELLETRI SRL	3-102-721614	C 163381	JHHUCL2H3EK006932
23-000438-1598-TR	MURILLO SANDOVAL ARELIS DE LOS ANGELES	1-1004-0310	699286	JN1FCAC11Z0005547
23-000143-1598-TR	SOLORZANO ROJAS MARICRUZ	6-0280-09949	MOT 474953	LBBJEM0A8FB543416
23-000143-1598-TR	FERNANDEZ ABARCA JUAN MANUEL	1-0403-0980	TP 244	JTDBJ42E209006609
23-000155-1598-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3-101-134446	CL 318291	LZWCCAGA6KE391814
23-000156-1598-TR	TREJOS HERNANDEZ MARIA VIRGELINA	117001910508	690584	JTDBJ21E604015087
23-000164-1598-TR	GUTIERREZ SOLORZANO DAVID	2-0707-0559	BNN999	JMBLYV98WCJ401490
23-000167-1598-TR	TRACTORES ESCAZU SOCIEDAD ANONIMA	3-101-070966	C 161426	3HSWYAHTXEN774852
23-000172-1598-TR	CHAVES FERNANDEZ HERROLL	1-0655-0880	BSY101	MR2B29F33K1143569
23-000180-1598-TR	QUALITY TRANSFER F & M SOCIEDAD ANONIMA	3-101-460353	PB 2803	JN1CE6DS7H9000679
23-000180-1598-TR	CARRANZA MOLINA CLAUDIA ANDREA	7-0157-0798	BBY419	KNDJF724457046408
23-000181-1598-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3-101-083308	MOT 785081	9C2ND1210NR700011
23-000191-1598-TR	VASQUEZ ARCE KARLA VANESSA	1-1211-0906	487176	VF33CN6AP2Y011774
23-000199-1598-TR	GONZALEZ MOLINA LUIS MARIANO	2-0572-0840	DRG016	WBA8E3101GK493350

23-000386-1598-TR	ANALI JIMENEZ BEJARANO	604180823	MOT705167	ME4JF655EKD002650
23-000393-1598-TR	TRANSPORTES GONZALEZ Y VILLEGAS LTDA.	3102010686	AB6100	KL5UM52FECK000233
23-000400-1598-TR	KARLA GUEVARA GRANADOS	801490327	BKR559	KMHDN51AP3U087032
23-000402-1598-TR	COMPAÑIA TRANSPORTADORA DE CATALUÑA S.A	3101035014	C174671	JHHYCL2F2MK022893
23-000410-1598-TR	BAC SA JOSE LEASING	3101083308	CL337761	8AJDB3CD2P1329071
23-000410-1598-TR	JOHN KURT KEITH	592708194	679872	JS2YA21SX85100171
23-000411-1598-TR	SERGIO ARRIETA ACUÑA	303730110	BPT868	JTDBT923271008357
23-000419-1598-TR	BAC SA JOSE LEASING	3101083308	CL298033	ZFAKVJY30G9003638
23-000419-1598-TR	ANC RENTING S.A	3101672279	BWH934	MR2B29F38N1238875
23-000427-1598-TR	SONIA LEDEZMA QUIROS	601920456	821545	1N4AB41D6WC754413
23-000426-1598-TR	CALDERON JIMENEZ RUDY	104850686	MOT 281119	LALPCJF82A3002814
23-000436-1598-TR	BAC SA JOSE LEASING	3101083308	BSW826	1GNER8KW3LJ121378
23-000436-1598-TR	YOEL HUAMAN CCAPA	216154151	BPG237	KMHCT41BEJU383169
23-000447-1598-TR	CUDAHY J PATRICK	120959040	MOT251272	JDAJ100G000511091
23-000444-1598-TR	CREDI Q LEASING S.A	3101315660	RMW601	LZWLLNGL3PB014908
23-000444-1598-TR	AN A LORENA FUENTES FERNANDEZ	105130258	542994	JT2AC52L8T0154680

JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE LA CRUZ

Nº Expediente	Propietario	Nº Cédula	Nº Placa	Nº Chasis
23-00022-1566-TR	ALBA LISSETHE MONGE VALVERDE	105600228	BTK947	1G1JC6SH8C4210255
22-000123-1566-TR	ANNIE CECILIA DURAN CONEJO	501730237	MOT 350248	LTMJD19A5C5327662
22-000031-1566-TR	LORENZO DE JESUS PEÑA MARTINEZ	503040337	CL268732	MPATFS86JDT003286
23-00022-1566-TR	RENTA DE AUTOMÓVILES EL INDI SOCIEDAD ANONIMA	3101044294	BTK300	JTDBP3AE7LJ075843
22-000037-1566-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BVW938	KMHJB81BHNU087695

Juzgado Contravencional y Tránsito del II Circuito judicial de Alajuela (Tránsito)

Nº Expediente	Propietario	Nº Cédula	Nº Placa	Nº Chasis
23-000378-0742-TR	PEDRO RAMÓN SANDIGO URBINA	155821076006	AB 006923	KMJRD37FPYU480700
23-000378-0742-TR	MARIA ELENA ARAYA SOLANO	303150682	MOT 418351	LAAAABJB8E2900732
23-000372-0742-TR	ELIAS ANTONIO RODRÍGUEZ MORA	205560745	BJH485	KMHCG51BP1U105912
23-000416-0742-TR	MARITZA ANABELLE DE LA TRINIDAD SIBAJA CHAVES	203940856	C 157206	782611
23-000428-0742-TR	INDUSTRIAS VELLETRI SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102721614	CL 342371	JHHAFJ3H9FK003550
23-000434-0742-TR	DOS OCHO DOS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101203850	C 136670	1FUYSSEB8WL965076
23-000448-0742-TR	TRANSPORTES MAGALY BACCA DEL VILLATORO SOCIEDAD ANÓNIMA	3101609368	C 165832	1XP7D49X44D814109
23-000448-0742-TR	VEHÍCULOS INTERNACIONALES VEINSA SOCIEDAD ANÓNIMA	3101025416	BRC987	JN1TBNT32KW003785
23-000446-0742-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANÓNIMA	3101315660	CL 329703	MPATFS40JNT001606
23-000450-0742-TR	TRANSPORTES INTERNACIONALES AGUILAR GONZÁLEZ FRN SOCIEDAD ANÓNIMA	3101565903	C 152495	2HSFHAER0TC039529
23-000456-0742-TR	COSTARGENTINA SOCIEDAD CIVIL SOCIEDAD CIVIL	3106853671	C 125871	JALFRR33GV3000050
23-000490-0742-TR	PABLO VALVERDE BADILLA	207340287	CL237940	MMBJNKB408D084701
23-000494-0742-TR	COOPERATIVA DE ELECTRIFICACION RURAL DE SAN CARLOS R L	3004045117	CL 208106	8AJDR22G304001678
23-000536-0742-TR	ELIANET CHAVES CORDERO	202900128	AB 004834	JTFJK02P000008454

JUZGADO DE TRANSITO DEL TERCER CIRCUITO JUDICIAL DE SAN JOSE (DESAMPARADOS)

N° Expediente	Propietario	N° Cédula	N° Placa	N° Chasis
23-002163-0491-TR C	AUTOTRANSPORTES SAN ANTONIO SOCIEDAD ANONIMA	3101053317	SJB14785	BUSUCFBSNFB072385
23-002163-0491-TR C	COARSA SOCIEDAD ANONIMA	3101251945	CL280111	JLBFE84PEFKU20157
23-002010-0491-TR-B	PRAXAIR COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101063829	C 154893	3ALACYCS9ADAS3610
23-001869-0491-TR-B	SKAILYN DAYANN MORALES CASTILLO	111820219	MCM053	KNABX512AHT250861
23-001914-0491-TR-B	RILEY SINCLAIR ANA ISABEL	700570674	BGP009	KMHCT41DAEU666273
23-001914-0491-TR-B	ESCALAMON S.A.	3101174309	SJB 11690	KL5UP65JE8K000050
23-002055-0491-TR C	CASTRO DIAZ LUIS ANGEL	108040286	CL164783	JM7UFY0W5W0141197
23-002202-0491-TR-B	CARRILLO ESPINOZA JEFFREY ALONSO	801120678	CL 187103	1FMZU77E52UC04256
23-002202-0491-TR-B	PANAMEÑO NERIO ELYN ARELY	112790532	GPS814	3N1CN7AD8HK400131
23-002162-0491-TR-B	ESPINOZA CASTILLO JOSE DANIEL	105780749	MOT141866	LC6PCJD5250800108
23-002018-0491-TR-B	CALDERON HIDALGO NANCY PATRICIA	303950734	SPC191	3N1AB8AE7MY215123
23-002022-0491-TR-B	LEIVA CANO SAMUEL FRANCISCO	#FMT	MOT397874	LZSPCMLR9E5000949
23-002026-0491-TR-B	TRASDEL SOCIEDAD ANONIMA	3101023622	C133886	YB3U7A7A2KB438021
23-002034-0491-TR-B	GARCIA SOTO JUANA IRENE	104570455	712835	KMHVF24N2XU564110
23-002038-0491-TR-B	GRANADOS BARBOZA JOSE ALVARO	104400206	667869	KNADC125636251515
23-002038-0491-TR-B	LARED LIMITADA	3101016101	SJB15997	9532L82W5HR611063
23-002046-0491-TR-B	CARVAJAL ROJAS DARREN EMANUEL	118130504	BGB298	2HGES26783H539287
23-001982-0491-TR-B	QUESADA CHAVERRI JAVIER DE JESUS	114750774	MOT 428563	LV7MGZ401FA900997
23-001986-0491-TR-B	AUTO REPUESTOS AVENIDA 10 S.A.	3101081554	CL 180353	JAANKR55E17101593
23-001986-0491-TR-B	C D C INTERNACIONAL S.A.	3101099837	CL 243125	JTFHK02P900005650
23-002068-0491-TR-B	MARTINEZ TENCIO AURELIO ENRIQUE DEL CARMEN	302820706	CL254342	MR0DR22G500010232
23-001990-0491-TR-B	HERNANDEZ PORRAS SHIRLEY MILADY MARIA	106660521	MOT 641800	LZRW2F1F6J1801022
23-001990-0491-TR-B	GARRO UMAÑA STACY DE LOS ANGELES	117480456	BWV567	KMHD641LBJU454032
23-002072-0491-TR-B	G I M INTERNACIONAL SOCIEDAD ANONIMA	3101224158	SCR503	KNAPB81ADF7679456
23-002080-0491-TR-B	MASIS BARBOZA MARIA DE LOS ANGELES	302360421	BCS475	LZ0CC5X03C2001599
23-002092-0491-TR-B	CENTRIZ COSTA RICA S	3101036194	BXS135	MHKAB1BA0PJ036730
23-002092-0491-TR-B	MONTENEGRO CHINCHILLA ANA LORENA AUXILIADORA	106130296	695967	KMHBT51GP7U696348
23-002084-0491-TR-B	TORRES GUERRERO SONIA MARIA	301991462	843395	JT2AC52L6T0180033
23-002084-0491-TR-B	VARGAS GARROTE VICTOR MANUEL	106400574	TVT186	MA3VC41S2HA225561
23-002088-0491-TR-B	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BRQ006	LGXC16DF4K0000682
23-002088-0491-TR-B	TOTAL LEASING FINCO SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102790532	C173781	3ALHC5CVXMDKZ8248
23-002117-0491-TR-B	PEREZ AGUERO OSCAR ARMANDO	113520725	704041	JHMEG8547NS035561
23-002117-0491-TR-B	BAC SAN JOSE LEASING S	3101083308	BTD895	MHKA4DE40LJ002204
23-002125-0491-TR-B	VALVERDE MORA JENNIFFER JEANNETTE	111600731	LCV183	JTMZ43FV8ND105546
23-002129-0491-TR-B	ARRIEND LEASING COSTA RICA S.A.	3101728943	CL 526732	ZFA225000J6J84645
23-002194-0491-TR-B	AGROINDUSTRIAL PROAVE SOCIEDAD ANONIMA	3101274846	C 173110	JAAN1R75LL7100178
23-002194-0491-TR-B	GRUPO COMERCIAL EL LLANO E P SOCIEDAD ANONIMA	3101627458	MOT656537	LWBKA0291K1100029

23-002198-0491-TR-B	AGUIRRE BORBON CHRISTIAN FABRICIO	119310829	MOT257008	LKXPDML069U075365
23-002198-0491-TR-B	EMPRESAS BERTHIER E B I DE COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101215741	C172702	3AKJC5CV7FDGH6906
23-002014-0491-TR-B	LARED LIMITADA	3102016101	SJB14923	9532L82W3FR442304
23-002014-0491-TR-B	LARGAESPADA MARENCO ELVIN URIEL	#FMT	BRW284	LGXC16DF9L0000002
23-002206-0491-TR-B	RAMIREZ FONSECA RONALD GERARDO	108810236	749311	JHMEH9596SS010130
23-002206-0491-TR-B	ROJAS CORDERO JASON ENRIQUE	115290008	MOT505345	MB8NG4BA6G8106117
23-002166-0491-TR-B	INVERSIONES DOCE H SOCIEDAD ANONIMA	3101106162	BHJ087	MHYDN71V9FJ402314
23-002216-0491-TR-B	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	CL320620	JTFMAHAP2L8010387
23-002216-0491-TR-B	SOTELA CHINCHILLA GILBERTH JOSE	118480299	MOT797667	LZL20P108NHJ40154
23-002170-0491-TR-B	VILLARREAL MORA ALLAN HERIBERTO	115210233	BVD714	JTDBT4K31A4067294
23-002174-0491-TR-B	EXPORTACIONES GASPAR ORTUÑO SOCIEDAD ANONIMA	3101079927	S011357	257581
23-002174-0491-TR-B	URBINA GONZALEZ XIOMARA	#FMT	806949	AE923181893
23-002305-0491-TR-D	CADLERON ROJAS JUAN PABLO	113960512	BJP809	3G1J85DC7FS641896
23-002305-0491-TR-D	VASQUEZ QUINTERO DALIS ADRIANA	604500637	595885	3N1AB41D9VL004679
23-002297-0491-TR-D	VARGAS ROJAS ALEXANDER RAMON	20466608	VRB369	JN1UC4E26R9025331
23-002289-0491-TR-D	ARROYO ZAMORA CRISTINA	304270056	826655	JS3JB43V6A4101407
23-002317-0491-TR-D	BAC SAN JOSE LEASING S	3101083308	BWQ312	MMBGUKS10PH000718
23-002321-0491-TR-D	CASTRO SOLANO CARLOS EDUARDO	103560948	CL 265347	MR0FZ29G401656127
23-002321-0491-TR-D	FERRETEROS GLOBALES VERSATILES S.A.	3101747512	CL 291474	MR0ES8CB2G0177205
23-002325-0491-TR-D	SANCHEZ MIJARES RITA ELENA	#FMT	JSK978	MALAN51CADM214852
23-002186-0491-TR-B	STEPHANIE FABIOLA VARGAS OBANDO	117210201	489641	JS3TD21V1V4112296
23-002178-0491-TR-B	JOSE MIGUEL VARGAS CORDERO	116920564	MOT574988	LV7EKF407GA000544
23-002329-0491-TR-D	PICADO SALAS MARTIN JESUS	116780575	172753	WBACA31020FB49808
23-002309-0491-TR-D	JIMENEZ GONZALEZ EFREN ALEXANDER	116910108	883140	KMJRD37FP1K493556
23-002126-0491-TR C	GAMBOA PICADO CARLOS GUILLERMO	109870759	780554	1N4EB31F5RC871529
23-002138-0491-TR C	DIAZ JIMENEZ RAQUEL	1016810142	MOT681493	ME1RG2627K2029043
23-002150-0491-TR C	HERNANDEZ HERNANDEZ JORGE	700940191	MOT352797	LZSJCMLC1D5001013
23-002154-0491-TR C	CONEJO GUTIERREZ JORGE ALBERTO	109000909	MOT367245	LBBPEM2A9DB321858
23-002158-0491-TR C	ESTACION TRAMAR SOCIEDAD ANONIMA	3101533014	678172	1J8GS48K17C557314
23-002187-0491-TR C	VARGAS DELGADO SHIRLEY PATRICIA	108270412	MOT707743	LX8PCNG00KF000183
23-002145-0491-TR-D	MARCHENA GARCIA ESTHEPHANY PATRICIA	1161601319	BWQ709	MMBGUKS10NH009481
23-002145-0491-TR-D	MENESES QUESADA ERICKA TATIANA	115670969	526058	2T1AE04EXPC005914
23-002239-0491-TR-B	JEREMY DANIEL GUZMAN BARRANTES	119160594	BFS153	CS6A3U011719
23-002239-0491-TR-B	OLMAN SEQUEIRA OPORTA	#FMT	MOT700956	FR3PCMGD0LA000061
23-002213-0491-TR C	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	MOT785052	9C2ND1210NR700002
23-002263-0491-TR-B	INVERSIONES LA CAMARA SECRETA DEL CORAZON SOCIEDAD ANONIMA	3101486059	SSC210	1NXBU4EE4AZ291956
23-002263-0491-TR-B	CONEJO GARRO ALEXANDER JOSE	112290644	JJJ878	KMHDH41EADU614943

23-002227-0491-TR-B	BRENES VINDAS GERARDO FRANCISCO DEL CARMEN	105910236	BBP752	K960XP018642
23-002227-0491-TR-B	DELGADO FONSECA KEVIN MIGUEL	114580797	TSJ000585	JTDBJ42E90J004452
23-002235-0491-TR-B	MORA CHINCHILLA LEONEL AMERICO DE JESUS	900170785	785683	2HGFA16809H850782
23-002275-0491-TR-B	BUSES SAN MIGUEL HIGUITO S.A.	3101074253	SJB 11649	9BM3840738B562889
23-002251-0491-TR-B	TRANSPORTES SAN GABRIEL DE ASERRI SOCIEDAD ANONIMA	3101399765	SJB 015836	KL5US65REHU000004
23-002255-0491-TR-B	MORALES RAMIREZ JOSE ALBERTO	303330914	BSN248	JTDBT4K33A4067989
23-002267-0491-TR-B	SOTO CRUZ LUIS GUSTAVO	109910780	874894	V75W2J057846
23-002159-0491-TR-D	ZAVALA MELENDEZ JAIME RAFAEL	110690559	MOT 608172	LALMD4392H3060026
23-002157-0491-TR-B	EL GRAN RECORD HERMANOS RUIZ SOCIEDAD ANONIMA	3101057230	CL 167280	4TARN81A2RZ174784
23-002228-0491-TR C	ELIZONDO MONTERO YODAN HUMBERTO	116290066	MOT482451	LZSPCJLG9G1902329
23-002179-0491-TR C	REDONDO ARGUEDAS MARIA ELENA	90050226	MTS074	KL1FC6E66GB532490
23-002179-0491-TR C	AUTO TRANSPORTES DESAMPARADOS SOCIEDAD ANONIMA	3101008737	SJB12592	LKLR1KSF7BC536694
23-002095-0491-TR-A	ASOCIACION SOLIDARISTA DE EMPLEADOS DE MAQUINARIA Y TRACTORES LTDA Y ASOCIADOS	3002087916	CL374836	3N6CD31B6HK800919
23-002304-0491-TR C	SANDOVAL VALVERDE VINICIO ENRIQUE	110060409	676718	4S2CK58E8S4381682
23-002304-0491-TR C	AUTO TRANSPORTES DESAMPARADOS SOCIEDAD ANONIMA	3101008737	SJB13289	LKLR1KSF0CC578237
23-002100-0491-TR-A	AUTOS ZAVI S.A.	3101672906	BPB474	KMHDU4AD6AU887771
23-002207-0491-TR C	MORA GRANADOS KATHERINE JOHANNA	113400306	BQY463	LGWEE2K50KE604947
23-002308-0491-TR C	PALMA ZUÑIGA KATTIA MARIA	110250672	MOT812669	LALJA2592P3501696
23-001652-0491-TR-D	MEZA MORA JASON STEVEN	115790202	763302	JN1CFAN16Z0125660
23-001652-0491-TR-D	MUÑOZ GUEVARA GLENDA MARIA	104610215	BQG439	JTMBD8EV9JJ032179

Juzgado Contravencional de la Fortuna

Nº Expediente	Propietario	Nº Cédula	Nº Placa	Nº Chasis
23-000175-1515-TR	VARGAS CHAVES ALBINO	106810894	BDN056	JHLRD78804C037281
23-000181-1515-TR	FERRETO ALVARADO CAROL ANDREA	205850405	BHT855	JTDBT123X30297943
23-000181-1515-TR	CALVO CESPEDES ROY FRANCISCO	107370145	639774	JT3VN39W3S0173714
23-000193-1515-TR	MURILLO MORALES MARIO ANTONIO	502020447	CL 151626	JT4RN63S4H0143523
23-0000196-1515-TR	RODRIGUEZ CAMPOS HEISEL MARIA	207870579	BCZ325	2S3TE52V6X6103074

SE HACE DEL CONOCIMIENTO DE ESTAS PERSONAS, QUE DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 172 DE LA LEY DE TRÁNSITO N.º 9078, TIENEN DERECHO A COMPARECER AL DESPACHO JUDICIAL DENTRO DEL TÉRMINO DE DIEZ DÍAS HÁBILES A PARTIR DEL DÍA SIGUIENTE DE LA PUBLICACIÓN DE ESTE EDICTO, A MANIFESTAR SI DESEAN CONSTITUIRSE COMO PARTE O NO DEL PROCESO, CON LA ADVERTENCIA DE QUE DE NO HACERLO, SE ENTENDERÁ QUE RENUNCIAN A ESE DERECHO Y LOS TRÁMITES CONTINUARÁN HASTA SENTENCIA. PUBLIQUESE POR UNA VEZ EN EL DIARIO OFICIAL LA GACETA.

Licdo. Wilber Kidd Alvarado, Subdirector Ejecutivo del Poder Judicial.—1 vez.—(IN2023809031).

DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL PODER JUDICIAL, SAN JOSÉ, A LAS QUINCE HORAS DEL 18 DE AGOSTO DEL DOS MIL VEINTITRÉS. LISTA DEL 15 AL 18 DE AGOSTO DE DOS MIL VEINTITRÉS.

A SOLICITUD DE DESPACHOS JUDICIALES SE PROCEDE A NOTIFICAR POR EDICTO A LAS PERSONAS, FÍSICAS O JURÍDICAS, PROPIETARIAS DE VEHÍCULOS INVOLUCRADOS EN ACCIDENTES DE TRÁNSITO QUE SE CITAN A CONTINUACIÓN:

JUZGADO DE TRANSITO DE GRECIA

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
23-000452-0899-TR	GRAND MOTORS S.A.	3101853263	820AGV63	LJ1EEKPP9R7400032
22-000617-0899-TR	JOSUE LEON CAMBRONERO	1-1077-0373	SJB 17310	JTFSK22P6H0026162

Juzgado de Tránsito de Heredia

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
23-003248-0497-TR-1	MARÍA MAYELA DELROSARIO BRENES SÁNCHEZ	401280824	MYM086	LS4ASE2E2RA944668
23-002042-0497-TR-4	TRANSPORTES MURBE M. H. Q. SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102496539	C--176248	1FVXA7AS4CLBS0298
23-002892-0497-TR-4	CR STEEL SOCIEDAD ANONIMA	3101826868	RGM800	LB37522S1ML000304
23-002916-0497-TR-4	BARQUERO LEON CHRISTIAN MAURICIO	111330166	C--124614	1FUEYBYB1GH271377
23-002916-0497-TR-4	RODRIGUEZ CHAVARRIA JOSE ANDRES	110420698	BWF190	NOINDICA
23-002924-0497-TR-4	CRUZ ALEMAN EDWARD ARTURO	602680323	CL--254005	MNTVCUD40Z0033553
23-002924-0497-TR-4	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	BPZ239	TSMYD21S0JM386451
23-002919-0497-TR-4	SYNTHESES COSTA RICA SCR LIMITADA	3102466600	BWV321	MR2K29F30P1250909
23-002949-0497-TR-4	CORPORACION BASKING SHARK SOCIEDAD ANONIMA	3101440688	CL--357214	3N6CD33B4GK838550
23-002949-0497-TR-4	SERVICIOS DKYK LIMITADA	3102606059	KVV025	WBA8E3109JA672202
23-002958-0497-TR-4	JIMENEZ VARGAS ELISEO GERARDO	601590379	716546	JDAM301S001075546
23-002993-0497-TR-4	BARQUERO RODRIGUEZ MONICA MARIA	110060656	BHR389	MA3VC41S0FA112642
23-003461-0497-TR-1	RODIEJA SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102853326	TWZ001	JS2FH81S6K6100577
23-002985-0497-TR-4	EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE HEREDIA SOCIEDAD ANONIMA	3101042028	CL--273384	JTELB71J807104990
23-000580-0497-TR-1	BAC SAN JOSÉ LEASING SOCIEDAD ANÓNIMA	3101083308	CL-314771	JAANMR85HK7100537
23-002103-0497-TR-1	MÓNICA MABEL HIDALGO JIMÉNEZ	113870054	BHN892	MALA841CAGM127144
23-003318-0497-TR-3	ODALIA NARANJO HERNANDEZ	1-1192-0048	BRY836	TSMYD21S6KM492663
23-003322-0497-TR-3	JOCELYN SOLIS ARAYA	2-0706-0791	MOT778717	FR3PCM706NB000267
23-003330-0497-TR-3	ASOCIACION EDUNAMICA DE COSTA RICA	3-002-439573	BGG664	MHYDN71V9EJ400061
23-003330-0497-TR-3	ERICSON GERARDO VARGAS ROJAS	2-0504-0540	C172776	JAAN1R75HK7100013
23-003334-0497-TR-3	MARLON EDUARDO ZARATE ORTEGA	1-0918-0883	MGB249	3KPA251ABJE046791
23-003334-0497-TR-3	FINCA CARMA S.M. SOCIEDAD ANONIMA	3-101-403939	FVG222	MA3VC41S8FA111397
23-003338-0497-TR-3	LUIS ENRIQUE MENA CASTILLO	2-0440-0387	654476	KL1MD614X7C191176
23-003338-0497-TR-3	DAVIVIENDA LEASING COSTA RICA S.A	3-101-692430	CL332629	MHYDN71VXPJ400167
23-003354-0497-TR-3	ADRIANA PATRICIA VARGAS HERRERA	1-1198-0392	BPQ994	JTDBT903391313906
23-003354-0497-TR-3	AUTOMOTORS J A C J S.A	3-101-738473	BJF976	KMHDH41EBEU884626
23-003383-0497-TR-3	SCOTIA LEASING COSTA RICA S.A	3-101-134446	MHS498	MAJTKNFZ2KTM00790
23-003383-0497-TR-3	WAGNER GERARDO CERDAS ALFARO	2-0549-0874	C171845	J47700364

23-003395-0497-TR-3	JOSE ARTURO SALINAS SOLORZANO	CR1222002644	476543	2T1AE04B7RC061835
23-003407-0497-TR-3	GINGER CALDERON SOTO	19 4-0246-0146	GCS810	KMHCU4AE8DU422742
23-003411-0497-TR-3	DIANA MIYARI COMANDINY BUNSTER	1-1217-0892	BYB076	KNABX515BCT136130
23-003431-0497-TR-3	HERNAN ALFREDO VILLALOBOS VEGA	1-1503-0244	BKM447	MALA841CAGM134376
23-003439-0497-TR-3	EMPRESAS BERTHIER E B I DE COSTA RICA S.A	3-101-215741	C162079	1M2AG11C14M008830
23-003439-0497-TR-3	ZEBOL CONSTRUCCIONES Z Y B S.A	3-101-517758	EE-034942	W82SVA35857
23-003443-0497-TR-3	IMPROMSA SERVICIOS INTERNACIONALES S.A	3-101-289909	BWS792	LVTDB21B9PD010423
23-003202-0497-TR-3	BAC SAN JOSE LEASING S.A	3-101-083308	BWT862	8AJDA3FS3N0504685
23-003467-0497-TR-3	EL RAFAELEÑO SAN ISIDRO S.A	3-101-672200	CL302072	JHHAFJ3H7HK005641
23-003375-0497-TR-3	GUSTAVO ADOLFO PADILLA HERNANDEZ	1-1398-0235	CL234778	KL1BB05529C161119
23-002284-0497-TR-3	WILBERTO AGUILAR VARELA	2-0510-0194	MOT678932	LALKA0196K3000530
23-002649-0497-TR-3	MAURICIO SCAGLIETTI CARRANZA	1-1564-0997	SYF001	KNAB3512BJT016241
23-003489-0497-TR-3	MINOR ULLOA ARAYA	1-0766-0359	SJB17422	JTGFB718XJ6003412
23-003221-0497-TR-2	BONILLA HERNANDEZ JULIO CESAR	402370754	842799	3N1CC1AD0ZL165156
23-003249-0497-TR-2	NATANZ INTERNATIONAL CORPORATION, SOCIEDAD ANONIMA	3101616095	BJW052	KMHCT41BAGU004356
23-003209-0497-TR-2	RAYO BENAVIDEZ JEYSIQUEL JUDITH	801280094	BRQ141	KMHCU4AE2DU321731
23-003189-0497-TR-2	GONZALEZ LEDEZMA CHRISTIAN EDUARDO	109250068	MOT 371528	ZDMM503AADB068661
23-003193-0497-TR-2	TRANSPORTES UNIDOS ALAJUELENSES SOCIEDAD ANONIMA	3101004929	AB 006345	LKLR1KSF1EC631319
23-003237-0497-TR-2	TRANSPORTES SOGONSA SOCIEDAD ANONIMA	3101805687	C 169930	1FUPCSEB9YDB42679
23-003321-0497-TR-2	CORELLA RODRIGUEZ JOSUE	110890187	CL 321137	WV1ZZZ2HZLA010289
23-003321-0497-TR-2	ARRIENDA EXPRESS SOCIEDAD ANONIMA	3101664705	BWZ024	TSMYAA2S5PMA50470
23-003438-0497-TR-2	DAHO POZOS DE COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101326818	CL 231947	JAANKR55E87103457
23-003438-0497-TR-2	CASTRO MORA ESTEBAN	111790611	623194	WC736888
23-003438-0497-TR-2	SANCHEZ ROMERO LUIS CARLOS	303760622	328384	JMYSNCK4AXU003447
23-003265-0497-TR-2	INTERMED TRANSPORTES Y LOGISTICA SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102801416	CL 321541	LEFYECG35LHN00734
23-003265-0497-TR-2	ALONSO VILLALOBOS AUTOBUSES AVIA SOCIEDAD ANONIMA	3101514995	SJB 017303	9BM634061EB921268
23-003285-0497-TR-2	TRANSPORTES LOS ANGELES SOCIEDAD ANONIMA	3101231757	CL 286518	JHHAFJ3HXGK004076
23-003480-0497-TR-2	TRANSPORTES UNIDOS ALAJUELENSES SOCIEDAD ANONIMA	3101004929	AB 006313	LKLR1KSF2EC627716
23-003317-0497-TR-2	FERNANDEZ SOLANO LEONELA	113880311	CL 275731	AHTFZ29G309096295
23-003317-0497-TR-2	LEIVA VARGAS ARIANNA NICOLE	118190394	635633	2T1BR18E7WC037453
23-003361-0497-TR-2	GONZALEZ GONZALEZ JULIO CESAR	92008719	BKF418	JHLRD778X2C073574
23-003366-0497-TR-2	ALONSO VILLALOBOS AUTOBUSES AVIA SOCIEDAD ANONIMA	3101514995	SJB 018284	9BM634011CB875364
23-003366-0497-TR-2	KOBINZA SOCIEDAD ANONIMA	3101121113	BBK905	KMHJT81BDCU342078
23-003345-0497-TR-2	RAMIREZ SALAS CARLOS FERNANDO	400880543	TH 000258	JTDBJ21E002003609
23-003345-0497-TR-2	TRANSQUIROS SOCIEDAD ANONIMA	3101636548	AB 004421	9BM3840737B499284

23-003378-0497-TR-2	MENA MARTINEZ GAMALIEL DE JESUS	504340094	BJZ771	3N1CC1AD2GK205708
23-003374-0497-TR-2	LGB COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101581785	CL 547804	3N6CD33B6MK801558
23-003382-0497-TR-2	ARIAS OBANDO DAYLI	602630743	595317	KPTG0B1DS5P166034
23-003390-0497-TR-2	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	4000042139	103 005447	8AJDR22G104004014
23-003313-0497-TR-2	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BVZ179	LSGHD52H6ND024346
23-003313-0497-TR-2	LERC MICROBUSES DE TRANSPORTE ESPECIALES Y TURISMO SOCIEDAD ANONIMA	3101426296	PB 001037	9BM664231WC088807
23-003492-0497-TR-2	DAVIVIENDA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101692430	MPP333	WP1ZZZ95ZPLB14383
23-003426-0497-TR-2	DESPACHO VASQUEZ & ASOCIADOS LIMITADA	3102135078	GYF723	MHFDZ8FS2H0090086
23-003426-0497-TR-2	GRANADOS VILLALOBOS MARIA FERNANDA	112270669	C 132418	1FUYAPYB5KP339158
23-003398-0497-TR-2	CORPORACION TRANSPORTES MULTIPLES INTERURBANOS SABORIO Y SABORIO SOCIEDAD ANONIMA	3101625747	CL 290464	MHKB3CE10GK206975
23-003398-0497-TR-2	MORA ELIZONDO PEDRITO	110040777	443931	KMXKNE1CP2U441103
23-003370-0497-TR-2	ASOCIACION ESPAÑOLA DE BENEFICENCIA	3002045007	RJP866	MHYDN71V0DJ301028
23-003370-0497-TR-2	HALL CHAVES SUCETTY	401920920	BKN242	MALA841CBGM141853
23-003442-0497-TR-2	TRANSPORTES SIBAJA VEGA SOCIEDAD ANONIMA	3101682455	C 134205	NH405657
23-003442-0497-TR-2	TRANSPORTES UNIDOS ALAJUELENSES SOCIEDAD ANONIMA	3101004929	AB 008066	LDYGCS3D3L0001704
23-003410-0497-TR-2	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	JYS234	MALA841CAJM264566
23-003410-0497-TR-2	RODRIGUEZ RIVERA CAROLINA	206030663	ZCL234	JS2ZC82S9E6101317
23-003414-0497-TR-2	PINZON GARCIA LILIAN XIOMARA	800960368	CL 280128	JAA1KR55EF7100168
23-003414-0497-TR-2	AUTO REPUESTOS TRANSMORE SOCIEDAD ANONIMA	3101111071	MOT 211662	9C2KC08307R510052
23-003446-0497-TR-2	RODRIGUEZ JIMENEZ FLOR	104890876	MRG191	3N1CK3CD2ZL357867
23-003446-0497-TR-2	MORERA QUESADA CAROLINA DEL CARMEN	206180408	BFJ918	MMBXNA03AEH005267
23-003434-0497-TR-2	MARBEI J & E SOCIEDAD ANONIMA	3101736670	C 157152	1FUJAHCG83LK57010
23-003434-0497-TR-2	ALEGRIA ZEPEDA IRENE DEL SOCORRO	800830583	BMP568	MR2B29F3XH1022532
23-003450-0497-TR-2	3-102-706425 SOCIEDAD RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102706425	C 174955	3ALXFAA85DDFH1751
23-003518-0497-TR-2	TRANSPORTES UNIDOS ALAJUELENSES SOCIEDAD ANONIMA	3101004929	AB 008081	LDYGCS3D9L0001724
23-003518-0497-TR-2	RIVERA ALVARADO JORGE ENRIQUE	105260200	C 157560	1FUPDSEB4XLA19700
23-002318-0497-TR-1	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BVC060	MALPB812EMM106041

JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y DE MENOR CUANTÍA DE SANTA ANA (MATERIA TRÁNSITO)

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
23-000322-1729-TR	LRDC NEW YORK FOOD SERVICES S.R.L	3-102754772	MOT813897	LBMPCML36P1601115
23-000350-1729-TR	VICTOR RAFAEL JIMENEZ PICADO	6-073-0571	BGZ499	MA3ZF62S0FA522716
23-000350-1729-TR	TRAMATRE S.A	3-101-760573	CL215084	KMFGA17AP7C047162
23-000679-0500-TR	EDUARDO ENRIQUE HIDALGO TREJOS	1-1535-0453	BQF568	SUXZV4C58CL761268
23-000679-0500-TR	MA. ESPERANZA DEL SOCORRO FIGUEROA VILLANUEVA	6-0107-0956	MOT708275	LXYPCNL04K0224162

23-000068-1696-TR	ELECTROAGRO D.C.R EMPRESA INDIVIDUAL DE R.L	3-105-634603	BLT467		SJNFBNJ11HA718100
23-000504-1729-TR	COMPAÑIA DE INVERSIONES LA TAPACHULA S.A	3-101-086411	SJB15538		LGLFD5A49GK200049
23-000504-1729-TR	MERELYN JIMENEZ MORA	1-15210888	694546		JS2ZC11S185150367
23-000388-1729-TR	LUIS MIGUEL JIMENEZ CONCEPCION	6-0379-0188	CL192673		1N6SD16S7TC358756
23-000501-1729-TR	CREDI Q LEASING S.A	3-101-315660	CL341344		LZWCDAGAXPC804155
23-000514-1729-TR	AMERICA CONSTRUCCIONES S.A	3-101-257958	C148868		1HSHBAHRXTH307050
23-000418-1729-TR	MAYLIN MARIA ALVAREZ CAMBRONERO	4-0214-0045	CL161783		GC437583
23-000410-1729-TR	RENTE UN AUTO ESMERALDA S.A	3-101-088140	BXK015		
22-001228-1729-TR	ALDERAMIN MMV SOCIEDAD ANONIMA	3101403246	KNS250		SALYA2BX5KA205020
22-001228-1729-TR	BRAUNTON INC SOCIEDAD ANONIMA	3101511487	JNP111		1C4RJFAG3FC611490
23-000265-1729-TR	DISTRIBUIDORA LUCEMA SOCIEDAD ANONIMA	3101191433	CL—276322		JHHUCL1H40K007842
23-000339-1729-TR	PISCINAS AQUA STAR SOCIEDAD ANONIMA	3101645152	CL-204138		8AJCR32G300002127
23-000416-1729-TR	WU null HUALI	115600952203	WFQ168		JTFPA9AP6L8015353
23-000688-1729TR	TURISMO INTELIGENTE SOCIEDAD ANONIMA	3101468003	SJB008935		9BWRF82W62R213626
23-000598-1729TR	ABARCA SALAS LUIS DIEGO	207360016	MOT-783690		LTMKD1191N511019
23-000642-1729-TR	VARELA MONTIEL HENRY GERARDO	402300597	MOT-796144		LLCLGM305PE100029
23-001276-0500TR	DAVIVIENDA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101692430	MOT-803692		9C2ND1210NR780023
23-001276-0500TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	BXJ137		JTEBR3FJXPK280536
23-000703-1729TR	PACHECO ROHRMOSER DORIS	104600840	PMC193		3N1CC1AD5GK199631
23-000468-1729TR	SCOTT CAMPOS RAQUEL	117600569	702500		EL420230270
23-000723-1729TR	CANELLA null MANUEL	138000238623	CL-445748		3N6CD33B4JK833775
23-000724-1729TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	C-174399		95365824XMR127829
23-000724-1729TR	CASCANTE CORRALES HAZEL PAOLA	114450160	BNG844		JTDBT923271145184
23-000386-1729TR	QUIROS SANCHEZ ROSA EMILIA	603250790	BSC049		KMHCT4AE4DU582149
23-000665-1729TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	BYK869		LC0CF4CD7R0001053
23-000665-1729TR	CALERO CORDOBA ELEIDA DE LOS ANGELES	602020046	CL-295336		MM7UNY0W4E0934509
23-000680-1729TR	MIRANDA ROVIRA MIRIAM	172400062823	CC 24 000013		A6005810
23-000265-1729TR	DISTRIBUIDORA LUCEMA SOCIEDAD ANONIMA	3101191433	CL-276322		JHHUCL1H40K007842
23-000101-1696TR	3-101-557912 SOCIEDAD ANONIMA	3101557912	MOT-707025		JS1DU11AZK7100416
23-000658-1729TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	BQV589		MA6CC5CD8JT066859
23-000658-1729TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BXH060		LSGHD52H3ND156805
22-001254-1729TR	CENTRO COMERCIAL DON ESTEBAN SOCIEDAD ANONIMA	3101137946	MOT—645797		LWBKA0297J1000502

Juzgado Contravencional y Tránsito del II Circuito judicial de Alajuela, San Carlos

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000777-0742-TR	CARMEN LIDIA MUÑOZ CAMBRONERO	205050875	TA 000865	JTDBT923601426233
23-000575-0742-TR	ELSIHANA MARIA RODRIGUEZ LIZANO	206010517	496607	KMHVA21NPWU373438
23-000577-0742-TR	ANANAS EXPORT COMPANY SOCIEDAD ANONIMA	3101347241	CL 327453	8AJDB3CD8M1308771
23-000595-0742-TR	YERAL EMERITO DEL ROSARIO FERNANDEZ PERAZA	107070001	MJP211	WAUZZZ8R6FA001206
23-000459-0742-TR	OLGA DINIA TREJOS PEREZ	205220987	AB 007508	KMJHG17PPHC072949

JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE ZARCERO

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000063-1495-TR	MARIA ELENA BRENES GARCIA	207230596	MOT532713	LAEEACC81GH81849
23-000067-1495-TR	SEHEDOU S.R.L	3-102-243787	C 126412	JN3300307
23-000068-1495-TR	LUIS FRANCISCO TRIGUEROS VEGA	501740202	C 139346	2FUYDSEB2VA804611
23-000072-1495-TR	3-101-613962 SOCIEDAD ANONIMA	3-101-613962	C 173934	290174
23-000075-1495-TR	MARIA MILAGRO CERDAS ALFARO	204860930	317072	JN1TAZR50Z0006324
23-000076-1495-TR	SIBAJA GUTIERREZ BAYRON MANUEL	207020622	CL 278687	VZN110N020607
23-000058-1495-TR	DISTRIBUIDORA EL ARMENIO SOCIEDAD ANONIMA	3101316261	C 145871	3ALACYCS46DW14559
23-000058-1495-TR	DISEÑOS TECNICOS AMBIENTALES DTA SOCIEDAD ANONIMA	3101305377	850511	JM1BK343241149048

Juz Contrav Menor C Quepos

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000095-1743-TR	ANC RENTING SOCIEDAD ANONIMA	3101672279	BXW747	JTEBR3FJ5PK266155
23-000141-1743-TR	DANIEL BERNABE ROJAS JIMENEZ	116000611	C158616	1M2E126C3FA003845
23-000151-1743-TR	FAMILIA ARIAS ZUÑIGA SOCIEDAD CIVIL	3106838259	695767	1HGEG854XNL002048
23-000182-1743-TR	DAVID ALFREDO ALFARO VARGAS	205240938	607601	KMHCF35G01U095975
23-000182-1743-TR	GRUPO TURÍSTICO IGUANA DEL PACIFICO SOCIEDAD ANÓNIMA	3101309205	PB 003072	JTGFB7188H6002334
23-000194-1743-TR	EMILIA ESTHER CORDERO ZUMBADO	105040517	BHB089	KMHJT81EDFU967204
23-000194-1743-TR	3-101-741281 SOCIEDAD ANONIMA	3101741281	CL 332795	JAANPS71L97100145
23-000195-1743-TR	JOAQUÍN BERNARDO ABELLAN JIMÉNEZ	602440030	675366	JTDBT923401120194
23-000195-1743-TR	ALQUILER DE CARROS TICO SOCIEDAD ANÓNIMA	3101018910	BVV579	MMEMC71X2LH012196
23-000152-1743-TR	FLOR DEL CARMEN AGUERO CRUZ	108170432	BTT449	KM8JM12B66U264124
23-000197-1743-TR	DISTRIBUCIONES HORIZONTALES SOCIEDAD ANONIMA	3101093628	C 167894	JAAN1R71LH7100098

JUZGADO DE TRANSITO DE CARTAGO

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
230026210496TR	JEAN CARLOS NAVARRO VALERIN	305290546	725587	JTDBT933504012681
220028960496TR	ALVARO SANCHO PIEDRA	301630151	CL 572780	MPATFS40JNT001022
220029880496TR	ALFONSO ASTUA MADRIZ	301881107	516279	KMHJF31JPRU850091
220030680496TR	KATTIA CHAVERRI ALFARO	109860796	MOT 698078	LXYJCNL02K0236073
230026870496TR	DAVY VARGAS FERNANDEZ	304270164	BFG047	KMHCT41CBEU549224
230027430496TR	ROGER BRENES VEGA	207350614	MOT 723981	LZL20P400MHF40058

230026000496TR	FRANCINY CALDERÓN CAMACHO	304940644	808495	JTDAT123430291485
2300270496TR	JAQUELINE RUIZ CARBALLO	604410096	BKZ705	MA3ZC62S2HAA59685
230027140496TR	JORGE JIMENEZ QUIROS	303650068	BQZ747	MR2B29F34J1123510
230027200496TR	EDWIN MARIN CERDAS	303430288	C--154855	1FV6HLBA7XHF33153
230005050496TR	JACQUELINE POVEDA FERNANDEZ	304440269	CL207524	KMJWVH7BP6U713442
230012340496TR	LUIS ALBERTO MASIS BONILLA	302310890	CL091657	KMHPB11APGU028571
230010280496TR	MARILYN ORTIZ RECIO	108620419	MRY124	MA3ZC62S6JAC33537
230010280496TR	HILDA CALDERON QUIROS	302130137	CL--225779	KMFGA17FPPU064433
230010950496TR	WILSON MONTENEGRO MENDEZ	303270616	MOT--515877	LXYJCNL02G0241359
230008220496TR	ALVARO GODINEZ BARRANTES	900730433	-BMH579	MALBM51CBHM306822
230027510496TR	MARIA JOSÉ FALLAS VALVERDE	305090428	856112	YC579066
230027420496TR	ROSIBEL TORRES GUILLEN	302610046	583027	K960VP009987
230027590496TR	ISMAEL LEIVA BRENES	302720964	551861	JN1CFAN16Z0082458
230027580496TR	JONATHAN MATA BRENES	303740019	124927	BJ700000642
230027580496TR	DANIEL BRENES FERNANDEZ	304640338	GKD173	MA3WB52S9JA370405
230029080496TR	ANDREA BARRANTES TORRES	114770948	BTP287	JTDBP3AE5LJ036345
230028070496TR	ELIZABETH BROWN VARGAS	304050897	629290	JTDBT113000403717
230028210496TR	JOSE AGUSTIN SOLANO HERNANDEZ	301620146	701141	MA3FB31S080929412
230028270496TR	OLDEMAR SANDI SOLIS	110730830	528624	SC763118
230027840496TR	DIEGO VARGAS REDONDO	303660803	CL 111537	JAANKR58EL7100620
230027840496TR	HAZEL LEIVA MORA	304220832	RLM273	JMYXLGF4WHZ000140 Væ
230028810496TR	KEINER ORTEGA VASQUEZ	304500715	BBM160	KMHCT41DACU191844
230027880496TR	ROLANDO GUEVARA AGUILAR	113500549	BMT633	KMHCT4AE8DU493992
230027900496TR	KARLA CHAVES SALAZAR	304310963	BFH603	JTDBT92350L052881
230027900496TR	RONALD MATA OBANDO	303800217	TC 000168	JTDBT923371070592
230028400496TR	YEISON TORRES ECHEVERRY	AZ109669	MOT 733537	ME1RG2671M3008911
230028460496TR	MARIO ALBERTO GUZMAN BRENES	302360618	BGC651	3N1CN7AD0FK390370
230028520496TR	XINIA BRENES SOLANO	302720627	BTC096	2HGES16583H587168
230028560496TR	GLORIANA SOLANO OBANDO	304640190	864643	KL1MJ6C43AC558092
230028560496TR	EVELYN ALFARO ESPINOZA	111140695	851268	SALHV114XJA323259
230028560496TR	PASTOR PICADO CAMPOS	303000773	TC000281	JTDBJ21E604012464
230028600496TR	ROMILIO LEIVA SEGURA	105180883	72952	B29334
230028370496TR	GUSTAVO LOAIZA DURÁN	109610890	773748	KMXKPU1CPTU158615
230023070496TR	MICHAEL MARTINEZ MONTERO	304050941	TC000619	JTDBT923001388112
230025600496TR	ANGIE DANIELA JIMENEZ PRADO	305310910	MOT 208387	MD2DJS9ZX8VF01372
230027690496TR	STEPHANIE VASQUEZ MEDINA	206450314	717144	VC766050
230027750496TR	CINDY PEREZ SALAZAR	116530986	MOT--746117	LWBKA0298M1401187
230027910496TR	GUIDO MENDEZ CASTILLO	301630175	BKW112	JMYLRV96WGJ000382
230026710496TR	MAIKOL AMADOR DUARTE	115960629	DVS358	KMHCS41CBDU441411
230028040496TR	ESTEBAN MAROTO MONGE	303720528	LCR075	3N1CC1AD9ZK252916

230028240496TR	TERESITA MORA AGUILAR	302520425	BQP012	TSMYD21S5KM474509
230028430496TR	FRANK ANDRE BURTON	125000029922	BRD525	MA6CG6CD6KT029451
230028260496TR	NORA RAYO VELASQUEZ	155832939027	389986	CA2ASU085127
230028260496TR	AIDA DEBASA HERNANDEZ	119200283107	MOT--643999	LWBJA4791J1004394
230028470496TR	XINIA VEGA GUZMAN	303000923	DNB441	5YFBU8HE6GP349322
230013600496TR	ODALIA VALERIO RAMIREZ	202751387	BJG958	JTDBT123510134355
230028320496TR	XINIA ALVARADO HERNANDEZ	302880971	BPH441	LGWED2A32JE607415
230029920496TR	GUISELLE HERZ LEAL	105730861	378180	JHLRD1740YC200076
230028710496TR	GERARDO LIZANO BRENES	303790157	BLK147	KMHCT41BAHU132415
230021790496TR	CREDI Q LEASING S.A	3101315660	BTN451	MALBM51CBLM742467
230003050496TR	TELEFONICA DE COSTA RICA TC S.A.	3101610198	CL280629	MHKB3CE10FK206137
230025140496TR	COORPORACIÓN REAL IBIS SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102229311	BXK303	KNDPBCACXE7560268
230026100496TR	CREDI Q LEASING S.A	3101315660	CL--310343	LJ11KEBD7J8001799
230027080496TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	BQL002	KL1CM6CA3JC404300
230027140496TR	VEHICULOS INTERNACIONALES VEINSA S.A	3101025416	CPZ620	JMYXTGF2WHJ000198
230027320496TR	COMPAÑIA TRANSPORTISTA BRAVO Y RODRIGUEZ S.A	3101651817	C--173097	1FUJGNBG8CDBN6545
220031080496TR	TRANSPORTES UNIDOS SAN NICOLAS TRAUSANIC SOCIEDAD ANONIMA	3101057721	CB--002175	9BM3840737B500142
230010260496TR	COOPERATIVA DE PRODUCTORES DE LECHE DOS PINOS R.L	3004045002	C--159456	3ALACYCS2DDBX7788
230027740496TR	COCA COLA FEMSA DE COSTA RICA SA	3101005212	C 145768	3ALACYCS77DZ19121
230029060496TR	TRANSPORTES UNIDOS SAN NICOLAS TRAUSANIC SOCIEDAD ANONIMA	3101057721	CB--002176	9BM3840737B500187
230028170496TR	DHF AGRICOLA CORIS SRL	3102737546	CL272686	MPATFR86JET000085
230028230496TR	INVERSIONES ANALCIMA MELIC SOCIEDAD ANONIMA	3101442158	GYJ123	WDDHF3EB0EA908002
230028380496TR	COMPAÑIA NOVOTEC DE COSTA RICA THM LIMITADA	3102215462	C141525	1FUVDSEB6TP797064
230028580496TR	BCT ARRENDADORA S.A.	3101136572	CL339313	8AJDB3CD6P1323824
230028600496TR	SOLINTRASA FEM LIMITADA	3102731826	BGM311	MR2BT9F3601064844
230028370496TR	SECURTEC DE COSTA RICA SA	3101616034	MOT 823974	LY4YCNLG2P0C65826
230019280496TR	INSTITUTO NACIONAL DE APRENDIZAJE	4000045127	262--000520	MHYDN71V7AJ301989
230027980496TR	ELIZABETH SILES QUESADA	302610219	BHM912	KM8JM12B15U235421
230027670496TR	BAC SAN JOSÉ LEASING	3101083308	PTM916	W1KZF8AB2MA973911
230027750496TR	KINSEI LIMITADA	3102129408	MOT--398981	LWBPCCK105E1001264
230004630496TR	BCT ARRENDADORA SA	3101136572	CL 311809	LZWCCAGA5JE617565
230027910496TR	GRUAS JOSE A QUIROS SOCIEDAD ANONIMA	3101475438	EE--032622	1FUVDSEB6TP720422
230026710496TR	ANC CAR SOCIEDAD ANONIMA	3101013775	BXV403	MNCXWJR66PAG74812
230028180496TR	EMPRESA TRANSPORTES UNIDOS SAN ANTONIO SOCIEDAD ANONIMA	3101019249	CB--002879	9532L82W7GR528801
230028240496TR	SETEEN SOCIEDAD ANONIMA	3101790022	CL--332929	MR0FZ06G902542148
230028470496TR	BAC SAN JOSÉ LEASING	3101083308	BXG958	LCOCE4CB7R0000020
220035890496TR	CIAMESA S.A	3101192302	CL--306503	JAA1KR55EJ7100475
230028680496TR	BAC SAN JOSÉ LEASING	3101083308	CL 332346	93C148FK9NC424854
230028710496TR	GRUPO COSTAVERDEAC SOCIEDAD ANONIMA	3101640135	C--149969	1M2AA13Y4RW041052

Juzgado de Tránsito de Puntarenas

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000332-607-TR	ARIEL DUARTE MAIRENA	155809599122	MOT-609381	LLCLPN608JA100137
23-000332-607-TR	COOPERATIVA DE PRODUCTORES DE LECHE DOS PINOS R.L.	3004045002	C-152963	3HAMSADR89L125057
23-000550-607-TR	DARWIN RONALD CORO ABARCA	603060737	FBC332	JS3TE947264103353
23-000550-607-TR	OLGA JIMENEZ ALPIZAR	107880737	BBS214	SXA117110664
23-000556-607-TR	SEGURA Y BOZA CONSTRUCCIONES S.A.	3101655858	C-169013	1FUPCXBYB0TH757113
23-000562-607-TR	MARICEL DE LA TRINIDAD MORA ARAUZ	603300859	BJZ978	KMJWWH7HP3U523398
23-000605-607-TR	ALEXANDER MAURICIO SOLANO VARGAS	401580636	MOT-693833	L5YTCKPA2L1100414
23-000657-607-TR	SABA ANTONIO HURTADO MENDOZA	155804958630	342431	C10AMU040049
23-000911-607-TR	YINDRI TACHARA VARGAS JIMENEZ	117820347	MOT-424544	LXEMA1407FB705028
23-000912-607-TR	VALERIE CAMPOS MEJICANO	603620355	BWK920	3N1CN7AP2EL845657
23-000912-607-TR	MARCELINO ALFARO UGALDE	601320327	TP-28	JTDBJ42E8EJ007785
23-000918-607-TR	ARACELLY DINARTE ARTAVIA	203830623	520431	SC718568
23-000918-607-TR	RONALD GERARDO PICADO LEON	602330685	TP-222	JTDBJ42E90J007383
23-000919-607-TR	CREDI Q LEASING S.A.	3101315660	C-171590	JAAN1R75LK7100170
23-000966-607-TR	GAS NACIONAL Z S.A.	3101114502	C-129860	3HTNAAAR3XN121714
23-000966-607-TR	CREDI Q LEASING S.A.	3101315660	CL-314947	MMM148FL8EH641948
23-001031-607-TR	CATCH & RELEASE INVESTMENT LIMITADA	3102819380	BLQ621	KMHD141BP7U085983
23-001037-607-TR	ENGERBER JESUS ALEMAN GORGONA	603980784	BGZ825	JTDAT1230Y5014858
23-001049-607-TR	CINTHIA MAYELA ROJAS CAMACHO	205960997	759203	JTDBR42E60J005521
23-001049-607-TR	LOLY PAOLA MARROQUIN SOLANO	701650704	BTW030	LS5A3ABE0MD910513
23-001049-607-TR	INSTALACIONES ELECTROMECANICAS DE COSTA RICA INELECORI S.A.	3101251962	CL-181368	JAATFR54H27100055
23-001050-607-TR	PEDRO SANCHEZ BONILLA	501940711	464208	N1AB41D9VL006772
23-001072-607-TR	CARMEN JAZMIN GOMEZ LANDINO	AP964651	MOT-716251	ME4KC2331LA002554
23-001073-607-TR	ANDREA CABEZAS RODRIGUEZ	110340320	BDH628	JN1EB31P6RU339156
23-001073-607-TR	3-101-861189 S.A.	3101861189	CL-262322	MR0FZ29G301646995
23-001075-607-TR	LAURA LORENA GARCIA OROZCO	112770414	BNY200	KMHCU4AE1EU623786
23-001075-607-TR	CAÑERA LAS LORAS S.A.	3101022814	CL-274993	MPATFS86JET000967
23-001088-607-TR	BAC SAN JOSE LEASING S.A.	3101083308	MOT-785003	9C2ND1210NR750051

Juzgado Contravencional de Alvarado, Pacayas

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-000031-1448-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	BXN967	LDNBCTGZ4P0216176
23-000034-1448-TR	INNOVATIVE AGRICULTURAL PRODUCTS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101405067	BTL219	JS3JB74V8M5100788
23-000034-1448-TR	ASOCIACIÓN DE PRODUCTORES AGROPECUARIOS DE SANTA CRUZ DE TURRIALBA	3002269458	MOT 695614	LAEEACC86JHS90263
23-000036-1448-TR	BAC SAN JOSÉ LEASING SA	3101083308	CL 320099	8AJHA3CDXL2093147
23-000037-1448-TR	COSEINCA SOCIEDAD ANÓNIMA	3101091889	CL 307350	8AJFB8CB0J1552821

JUZGADO DE TRANSITO DEL TERCER CIRCUITO JUDICIAL DE SAN JOSE (DESAMPARADOS)

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-002214-0491-TR-D	AUTO TRANSPORTES DESAMPARADOS SOCIEDAD ANONIMA	3101008737	SJB 18622	1T88T9E27F1283636
23-002214-0491-TR-D	CREDI Q LEASING S	3101315660	MGR029	LZWLLNGL8PB023944
23-002218-0491-TR-D	DAVILA HERNANDEZ JUAN GABRIEL	601980363	527378	KMHJF31JPNU278944
23-002229-0491-TR-D	SEGURAS ELIZONDO JUAN CARLOS	113470619	BPH521	JS3TD54V5J4100773
23-002233-0491-TR-D	RODRIGUEZ SOLANO MIRIAM GLADYS	701070570	BRQ928	JTDBT123035046044
23-002237-0491-TR-D	CSI LEASING DE CENTROAMERICA S.R.L.	3102265525	LGR211	MMSVC41S0LR104079
23-002241-0491-TR-D	BAC SAN JOSE LEASING S	3101083308	LVM107	KNAB3512BJT214543
23-002269-0491-TR-D	ROSALES ACEVEDO MELBA MARIA	800860474	MOT 802705	FR3PCM4A6PB000110
23-002269-0491-TR-D	BAC SAN JOSE LEASING S	3101083308	CL 331362	MR0CB8CB9N4275645
23-002249-0491-TR-D	AUTO TRANSPORTES DESAMPARADOS SOCIEDAD ANONIMA	3101008737	SJB 13286	LKLR1KSF5CC578234
23-002253-0491-TR-D	GRANADOS MORENOS JORGE ARTURO	104340682	627155	JTEBK29JX00016700
23-002257-0491-TR-D	HERRERA SEQUEIRA MIGUEL ANGEL	601600558	359492	JM7BJ10M100109949
23-002261-0491-TR-D	FERRETERIA CENTRAL SAN FRANCISCO S.A.	3101037354	CL 180084	V11862336
23-002265-0491-TR-D	AUTO TRANSPORTES LOS GUIDO S.A.	3101100603	SJB 18593	1T88T9E2XE1164798
23-002265-0491-TR-D	MADRIGAL ROJAS DAVID JOSE	116240645	470571	3N1CB51D3YL349497
23-002277-0491-TR-D	MOYA BARBOZA MARIA AUXILIADORA	205340954	643750	JT2EL46S9R0388042
23-002277-0491-TR-D	ALFARO MONGE NICOLAS	103760416	TSJ 3286	KMHCHN41CAAU436414
23-002285-0491-TR-D	NAVARRO NUÑEZ ANA LORENA	108390741	BCV418	JMY0RV460WJ000556
23-002273-0491-TR-D	LAZO ALANIZ WILLIAM YADER	801110068	BQP809	VF7DDNFP6KJ513963
23-001893-0491-TR-A	MARTINEZ MURILLO SURIELLY VANESSA	114050277	BNV2026	LGWEE2K53HE609665
23-002284-0491-TR-C	AUTOTRANSPORTES SAN JOSE SAN JUAN DE TOBOSI SUR S.A.	3101083800	SJB 16730	LA6L1LBJ3JB400115
23-002217-0491-TR-C	GAMBOA ZUÑIGA NANCY JANNETTE	108240943	BLD236	5N1AR18UX5C758517
23-002217-0491-TR-C	MARIN ZAMORA ANA MARCELA	109510243	MYG282	MMBGYKR30LH004280
23-002240-0491-TR-C	TRANSPORTES ARGUEDAS VADO DEL SUR S.A.	310135229	BTS962	LA61AAA77JB600223
23-002252-0491-TR-C	AGUERO CALDERON FABIO ARNALDO	303040648	BGK174	JTDBT923071065527
23-002252-0491-TR-C	OBANDO GUERRERO MARIA DE LOS ANGELES	108840560	BLC722	3N1CN7AD9HK390760
23-002264-0491-TR-C	CALVO ABARCA EVARISTO DE LOS ANGELES	304140572	BTK633	MA3ZF63S9LA508646
23-002268-0491-TR-C	MURILLO SALAS CARLOS	201220310	667402	KNAFB161315030542
23-002272-0491-TR-C	EMPRESAS BERTHIER E B I DE COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101215741	C 159567	1M2AG11C84M008260

JUZGADO DE TRANSITO II CIRCUITO JUDICIAL DE SAN JOSE.

N° EXPEDIENTE	PROPIETARIO	N° CEDULA	N° PLACA	N° CHASIS
23-004262-0174-TR	GRUPO GALAXIA CAFE DIECISIETE S.R.L.	3-102-561099	C 143125	1FUFDZYB7TP620365
23-004271-0174-TR	YERLIN PAOLA SOLANO RAMÍREZ	01-1684-0697	247240	3N1BDAB14T000244
23-004272-0174-TR	JERLEN MARIA LOPEZ ALFARO	07-0115-0651	C 126696	CMA83E40968
23-004442-0174-TR	KAREN VANESSA GUTIÉRREZ HERNÁNDEZ	01-1134-0900	659185	JN1CFAN16Z0105181

23-004162-0174-TR	JEAN PAUL MORA MATA	03-0532-0795	MOT 676039	9F2A72007K2000051
23-004171-0174-TR	JOSE ALBERTO VARGAS MADRIGAL	01-0453-0868	BLH044	KMHGDG41DACU389946
23-004312-0174-TR	EMPRESA GUADALUPE LTDA	3-102-005183	SJB 14288	9532F82W2DR305858
23-004282-0174-TR	CHRISTIAN ADRIAN OBANDO LEITON	01-1713-0496	BKL935	MALA851CBGM361991
23-004282-0174-TR	TRANSPORTES PUBLICOS LA UNION S.A.	3-101-054127	SJB 16313	LL3AJCDH3HA000012
23-004302-0174-TR	INVERSIONES GAMPA S.A.	3-101-803261	HMG136	KMHCT41DBCUC233308
23-004292-0174-TR	LUIS ALFONSO SANTAMARÍA BETANCOURT	08-0086-0196	BNH337	19XFC1600HE500228
23-004192-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA S.A.	3-101-134446	BTH134	MALA851CBLM062140
23-004202-0174-TR	MANUEL ELIAS JIMENEZ LOPEZ	01-0736-0302	198523	JF1KD5RL0CB015632
23-004202-0174-TR	CREDI Q LEASING S.A.	3-101-315660	CL 321809	JAANLR85EL7100215
23-004321-0174-TR	IMPROMA SERVICIOS INTERNACIONALES S.A.	3-101-289909	BVX277	LSJA24W99NS012153
23-004391-0174-TR	CARLOS LUIS RODRÍGUEZ CASCANTE	01-0674-0225	BPX311	JTDBT923171017650
23-004372-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA S.A.	3-101-134446	BRD098	MALA851CBKM895795
23-004332-0174-TR	EMPRESA GUADALUPE LTDA	3-102-005183	SJB 12650	9532F82W5BR047283
23-004332-0174-TR	JONATHAN JOSE COREA VARGAS	01-1569-0958	782766	2HGEH2368PH528063
23-004392-0174-TR	CHARLES EDWARD FREEMAN	211325469	614188	1J4FJ58S3NL198793
23-004452-0174-TR	CAROLINA MARIA GUILLEN GOMEZ	03-0408-0116	581458	9BWBK05Z154048302
23-004452-0174-TR	OLGA CONTRERAS MONTERO	01-0432-0414	BLQ904	MA3FB32S6H0852415
23-004352-0174-TR	WALTER ANDRES LEITON FERNANDEZ	03-0460-0538	CL 322152	LEFYECC28MHN00709
23-004401-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING S.A.	3-101-083308	JZF076	LGWEF4A54KF700701
23-004401-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING S.A.	3-101-083308	PRS297	WP1ZZZ95ZLLB36622
23-004422-0174-TR	RONALD FRANCISCO LIZANO NAVARRO	09-0054-0798	290006	JT3YR26V8F5077710
23-004441-0174-TR	AMANDA PAOLA SOTO MONTENEGRO	01-1482-0703	BDG082	KL1MJ6C47CC147426
23-004441-0174-TR	INVERSIONES LUNA GUTIERREZ SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LTDA	3-102-871152	811760	KMHCHN41AAAUA429359
23-004482-0174-TR	MAYRA CASTRO OVIEDO	01-1580-0363	BWT306	KMHJSJ81WP9U500550
23-004551-0174-TR	ANGELLY VALERIA DELGADO RAMIREZ	01-1849-0335	114532	DSZP03WHA00448
23-004552-0174-TR	GUSTAVO ADOLFO RODRIGUEZ CUBERO	01-0759-0925	FRG115	3N1CN7AD0HK390288
23-004561-0174-TR	RONNY LOAIZA SOTO	07-0191-0530	BTH106	MA6CH5CDXLT047377
23-004472-0174-TR	RONALD GERARDO JIMENEZ CHACON	06-0107-1477	BCR358	KMHST81CCDU030044
23-004531-0174-TR	ANABELL UREÑA SANCHEZ	03-0280-0633	640336	KL1JD516X6K275971
23-004531-0174-TR	YANNINE MORA HERRERA	04-0153-0884	CL 173646	RZN1680004955
23-004532-0174-TR	GERARDO AGUILAR OBANDO	01-1363-0675	348072	HC819652
23-004532-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING S.A.	3-101-083308	CL 321341	LJ11KAAC4L1102943
22-000202-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING S.A.	3-101-083308	JDF066	WBAUJ710XM9F66691
23-004502-0174-TR	DAGOBERTO DE JESUS VENEGAS SOLIS	01-0593-0103	TSJ 2991	JTDBJ21E404016366
23-004521-0174-TR	ANC RENTING S.A.	3-101-672279	BTC621	8AJDA3FS5L0502532
23-004522-0174-TR	FELIX ANGEL GUEVARA PEREZ	01-1178-0036	BLF784	MALAM51BAHM667291

23-004522-0174-TR	GABRIELA VANESSA SANCHEZ ARIAS	01-0963-0345	CCR975	WBAKS4108E0H51119
23-004542-0174-TR	RODOLFO FRANCISCO HERNANDEZ SALAZAR	01-1255-0780	BBH239	KMHCT51CACU025689
23-004581-0174-TR	TRANSPORTES DEL ESTE MONTOYA S.A.	3-101-145471	CB 2840	9BM384078GB004176
23-005172-0174-TR	SHANNON CERDAS MONGE	01-1050-0227	821411	19XFA1680AE800444
23-004582-0174-TR	DOUGLAS JOSUE CASCANTE RODRIGUEZ	01-1665-0280	BQZ958	KMHCT41BEKU444588
23-004682-0174-TR	ANDREA HERRERA GONZÁLEZ	01-0994-0768	CL 288012	MPATFS86JGT001899
23-004682-0174-TR	JENDRY VALLE RIVERA	01-1311-0552	BTD469	KL1TG66E69B625204
23-003121-0174-TR	ANDY MELINA CASTILLO RODRIGUEZ	01-1724-0392	MOT 232862	LZSPCJLG275200135
23-003121-0174-TR	JORGE ALBERTO AGÜERO HERNÁNDEZ	01-1314-0375	BVH314	KMHCT851JFLU060797
23-004911-0174-TR	ALEJANDRO BRENES VIVES	03-0479-0859	MOT 439619	MD2A36FZ2FCF03375
23-004911-0174-TR	AGE CAPITAL S.A.	3-101-732506	BSC721	JS3TE04VXL4100349
23-004771-0174-TR	AUTO TRANSPORTES LUMACA S.A.	3-101-280236	CB 3199	LA6A1JM2M3JB400669
23-004981-0174-TR	ARRENDADORA CAFSA S.A.	3-101-286181	BXY409	MHKE8FF30PK015217
23-003151-0497-TR	PATDJAMAMA LTDA	3-102-789731	CL 243656	MMBJRKB808D094789
23-000744-0174-TR	MIGUEL EDUARDO LÓPEZ GRAMCKO	186200555530	LGH000	KNABE511AGT214921
23-000744-0174-TR	MELISSA DANIELA LARA HIDALGO	114930585	MOT 729838	LZSPCMLUXM1000968
23-003994-0174-TR	GERARDINA SIDEY ARGUEDAS ALVARADO	106130982	MOT 759781	LZSPCMLK8M1100582
23-004764-0174-TR	REP LEGAL F.J. MORELLI FIDUCIARIA S.A.	3101699266	SJB 16514	LA9C49RX2GBJXK009
23-004764-0174-TR	REP LEGAL EMPRESA GUADALUPE LTDA	3102005183	SJB 15326	9532L82W5GR528134
23-004983-0174-TR	ALBERTH VÁSQUEZ CASTRO	603730097	543933	1Y1SK526XSZ023314
23-005024-0174-TR	MARJORIE LISETTE CRUZ MORA	111870400	DMS770	KNAPN81ABH7175479
23-005053-0174-TR	DANNY ROBERTO ARAICA RÍOS	116130352	BKM397	VF7DDNFPBHJ500379
23-005054-0174-TR	CRISTIAN HERNANDO MARULANDIA OROZCO	117002364416	208961	AE1013090046
23-005054-0174-TR	HAYDEE ROXANA CASTILLO CASTRO	109730755	BLH527	MR2KT9F38H1224895
23-005064-0174-TR	RICARDO ALEXANDER ARAYA GÓMEZ	401610685	MOT 784649	LZSJCNLH6N1003253
23-005074-0174-TR	MANUEL OSVALDO MORALES RUIZ	111210861	BRQ724	KMHCT4AE9FU818507
23-005093-0174-TR	REP LEGAL IMPROSA SERVICIOS INTERNACIONALES S.A.	3101289909	SJB 17776	LVCB2NBA0LS210157
23-005113-0174-TR	JONATHAN JOSUE GONZÁLEZ VIALES	503980275	688392	1HGEJ6121TL031297
23-005113-0174-TR	FELIX MANUEL BOQUIN	155810524020	MOT 424530	LC6PCK4E1E0000356
23-005123-0174-TR	SILVIA GONZÁLEZ CALDERÓN	108380062	TSJ 3276	JTDBJ42E209005430
23-005124-0174-TR	JOSÉ RICARDO LUNA MORALES	122200651120	FZL777	JTDBT4K34A1389736
23-005124-0174-TR	REP LEGAL IMPORTACIONES AUTOMOTRICES DOS MIL UNO S.A	3101314639	CL 189429	JAANKR55E37100520
23-005183-0174-TR	ALICE NICOLE AMADOR VALVERDE	116680746	BWN370	WBAEU33424PR06929
23-005193-0174-TR	GUSTAVO ADOLFO VALVERDE VARGAS	107580051	BVV976	JMYXTGF3WNZ000268
23-005193-0174-TR	CARLOS PORFIRIO QUINTERO LÓPEZ	1611907890001	MOT 301205	MD2JDS1Z5BVH00312
23-005233-0174-TR	REP LEGAL RENTE UN AUTO ESMERALDA S.A.	3101088140	BXF262	LLV2C3B29P0200112
23-005234-0174-TR	MIRIAM MORA CHINCHILLA	302960407	C 149949	1FUPCSEB9YDB07009

22-007925-0174-TR	CALDERON ARAYA XINIA YORLENY	107290181	BSW809	KNADL412BFS602691
22-007996-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	BRH134	MA3ZF63S7KA372158
22-008226-0174-TR	CORRALES ARAYA JUAN CARLOS	303190764	CL 219342	JV7009165
22-008226-0174-TR	MORA MORA JEANNETTE	105060946	371176	KMHVF31JPMU391055
23-001015-0174-TR	CASTRO CONTRERAS VALERIA	604530710	BFY758	JS3TE04V4F4100061
23-001066-0174-TR	DELGADO VALVERDE ADRIAN ALONSO	117010773	MOT 740817	LY4YCNLG2M0B60506
23-002066-0496-TR	SOTO MASIS KARLA VANESSA	602940843	897097	1D4RD2GGXBC740248
23-002996-0174-TR	SIBAJA LOPEZ JOSE ANDRES	116410883	683439	WBABE5327RJA09872
23-003176-0489-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	JDM912	KNAPN81ABM7947575
23-003176-0489-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANO	3101134446	CL 319000	3N6CD31B7KK849635
23-003295-0174-TR	SALAS MORA CESAR ANDRES	206770444	BMX455	KM8JU3AC2CU404624
23-003716-0489-TR	KUVUS LOGISTIKS INC. SOCIEDAD ANONIMA	3101682759	MOT 695688	8CHMD3410KP300246
23-004245-0174-TR	TRANSPORTES UNIDOS LA CUATROCIENTOS S	3101072996	HB 2777	KL5UM52HE9K000162
23-004825-0174-TR	GONZALEZ MARIN MARIA JOSE	115910614	BHD801	KMHCG41GPYU121039
23-004825-0174-TR	SERVILEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101656945	BLV842	SALLAAAF6GA826268
23-004865-0174-TR	RUIZ CARTIN MARCO ANTONIO	114780855	BGT929	3G1J85CCXES641777
23-004896-0174-TR	FLORES GOMEZ RAQUEL MARIA	115580716	BBD944	3G1TC5CF3CL114608
23-004966-0174-TR	BUSES INAURUCA SOCIEDAD ANONIMA	3101031606	SJB 15751	WMARR8ZZ4GC021703
23-004966-0174-TR	TRONCOSO SABORIO MARIA FERNANDA	115240719	828180	JHMEG8559PS056374
23-004995-0174-TR	EMPRESA GUADALUPE LIMITADA	3102005183	SJB 16051	9532L82W1HR609066
23-005006-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	NTC222	SJNFBAJ11LA601388
23-005025-0174-TR	CAMACHO AGUILAR LUIS ALBERTO	303530124	MOT 242019	LCS5BJPC485XKF025
23-005045-0174-TR	MONTERO FUENTES MONICA	114300061	BXP313	LDNBCTGZ0P0217440
23-005055-0174-TR	MORALES BADILLA JOSE ALFREDO DE PRAGA	107630704	CL 239678	K230JP073718
23-005065-0174-TR	RODRIGUEZ CAMACHO MARIA JESUS	115410413	MOT 436245	LC6PCH2G6F0000751
23-005075-0174-TR	AGUILAR VEGA JOSE MANUEL	303690354	MOT 479114	9C2MD3400FR520319
23-005076-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	BKN937	VF7DDNFPBHJ500015
23-005085-0174-TR	GUERRERO ARROYO RUBEN	800980018	CL 208761	VF3GBWJYB6J017943
23-005085-0174-TR	PEREZ CASTRO YESENIA	109140634	MYJ444	3N1CC1AD8GK199848
23-005096-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	C 175553	953658268NR029854
23-005106-0174-TR	MORUA QUIROS JOSE PABLO	113850265	MOT 568123	LKXYCML43H0005435
23-005115-0174-TR	INVERSIONES ALMO OCHENTA OCHENTA Y U	3101722846	BRG599	MA3ZF63S6KA393650
23-005115-0174-TR	CORDERO ELIZONDO STEVEN JOSE	116370838	669182	JHMEH9598SS005236
23-005116-0174-TR	ALVAREZ LEAL MARTA ELENA	108220417	MOT 503486	MB8NG49E0G8100256
23-005135-0174-TR	ARRIETA ARROYO ESAU ALBERTO	305350571	MOT 811155	LZL20P101PHJ40015
23-005135-0174-TR	RECIFE SAENZ & UREÑA SOCIEDAD DE RESPO	3102803390	MCX521	WAUZZZF51HA025867
23-005155-0174-TR	ESQUIVEL BARRANTES BERNAL	206130058	CL 305221	MPATFS86JJT001152
23-005156-0174-TR	ALVAREZ ACEVEDO ANIELKA LOURDES	155810887523	BSP421	5XYZU3LB3DG043919
23-005165-0174-TR	CRUZ MARTINEZ GRETTEL	108010512	BHL791	MR2BT9F33F1156504
23-005166-0174-TR	RODRIGUEZ VEGA NATALIA	112570820	NRV015	KNAB2512BJT061920

23-005166-0174-TR	MORALES CORTEZ HAMILTON RODOLFO	C01081357	MOT 736877	LZSPCNLN9M1000023
23-005185-0174-TR	CARCRUZ SOCIEDAD ANONIMA	3101148710	CL 289526	KNCSHY71CG7981072
23-005196-0174-TR	CASTRO VARGAS GILBERT GERARDO	108380325	723604	JDAM301S001077144
23-005206-0174-TR	SERVICIOS DE PASTELERIA SOCIEDAD ANONI	3101038818	CL 309228	LS4ASB3E5JG800305
23-005226-0174-TR	ROJAS ROSALES DORIS DEL CARMEN	155834102706	MOT 553708	LZSPCNLE4H5000252
23-005235-0174-TR	SUHAYKOONHELEN SOCIEDAD ANONIMA	3101839879	MKM514	3N1AB7AD9GL613856
23-005235-0174-TR	BONILLA RODRIGUEZ ESTEBAN	110920306	JMC916	WBA3B1104DE982956
23-005236-0174-TR	FURCHTGOTT GRUNBERG NOELIA	112140925	FMP222	5KBRL5860GB901206
23-005245-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	BXX221	JS2ZC63S3P6407029
23-005246-0174-TR	ZUÑIGA VILLALOBOS PRISCILA	206370106	BKT636	MA3VC41S0HA191572
23-005246-0174-TR	RODRIGUEZ RODRIGUEZ GUILLERMO ENRIQU	106800069	BCL761	2C527839
23-005256-0174-TR	AUTOTRANSPORTES MORAVIA SOCIEDAD AN(3101054596	SJB 18267	9532K82W0LR011191
23-005266-0174-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BWL890	LZWMLMGM0NG018678
23-005275-0174-TR	SOLANO CUBERO JATNIEL	118130088	MOT 777711	MD2B24BX6MWA40832
23-005276-0174-TR	TELEVISORA DE COSTA RICA SOCIEDAD ANON	3101006829	BVD636	MHKE8FF20MK007078
23-005276-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANO	3101134446	CHV674	MA6CC5CD9JT068071
23-005286-0174-TR	OPORTA JOSEL STIVEN	C02192697	MOT 567868	MD2A55FZ8HCC00155
23-005295-0174-TR	GUTIERREZ RAMIREZ JOSE MIGUEL	105170948	BPD227	KMHJ2813DJU571804
23-005306-0174-TR	UNO ARQUITECTURA S&V SOCIEDAD ANONIM	3101673003	MOT 758855	LALMD4399M3109880
23-005315-0174-TR	MASTIFF ENTERPRISES SOCIEDAD ANONIMA	3101729180	BPP686	MA3FB32S2J0B04656
23-005336-0174-TR	ATI CAPITAL SOLUTIONS SOCIEDAD ANONIMA	3101276037	C 174484	3AKJA6CG4MDMV0947
23-005336-0174-TR	CHINCHILLA CHINCHILLA DIEGO ALONSO	110850781	C 163802	TYJ701718
23-005355-0174-TR	SERVICIO DE TRANSPORTE REFRIGERADO SE	3101219476	CL 286343	WDB9061311N419839
23-005355-0174-TR	QUIROS MENA NORMAN	108550371	C 138531	JNALC20H5SGN50250
23-005328-0174-TR	AXCELL ANTONIO OBANDO URIARTE	118560054	MOT 798173	LHJYCLA7PB561701
23-005307-0174-TR	LUIS DIEGO TORRES BONILLA	304080057	BQM313	MALC281CAHM215664
23-005307-0174-TR	ALEIDA YESENIA GOMEZ LORIA	109140071	602232	KMHBT51HP5U307733
22-002147-0174-TR	FRANCISCO LANUZA ZELEDON	13504949411	521117	JS3TD03V1R4105999
23-005308-0174-TR	KLAPEIDA MARIS KM SOCIEDAD ANONIMA re	3101505885	BFL806	KMHCT41BAEU559542
23-005318-0174-TR	JOSE ANTONIO GUILLERMO GUZMAN NARAN	105380251	MLM128	3N1CC1AD7ZK138395
23-005318-0174-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANÓNIMA REP. J	3101315660	BWB278	LSGHD52H6ND039039
23-005327-0174-TR	PRODUCTOS PLASTICOS SIRENA S.A. REP.	3101019947	FCH008	KNAHU812BE7011960
23-005338-0174-TR	YARIT YESENIA RETANA VARGAS	603860969	BWB447	KMHCU5AE9CU033645
23-005348-0174-TR	DEBORA BEAUCHAMP CARVAJAL	107470250	BTD653	KPT20A1VSLP322310
23-005348-0174-TR	MAURICIO ALONSO CARVAJAL CAMPOS	112710977	BRW376	MHYZE81S1KJ304325

23-005378-0174-TR	MARIA VICTORIA RAMIREZ LOPEZ	106570404	670137	WC712290
23-005428-0174-TR	FREDDY DE JESUS OBALDIA HIDALGO	108290568	BMZ382	LB37122S3HX503407
23-005428-0174-TR	LAUREANO ALBERTO ALBAN RIVAS	301480039	369865	3G1JX5448XS121753
23-005427-0174-TR	JEREMY FRANCISCO TOPPING CAMPOS	401780327	C 158102	1FUVDSEB3YLA91879
23-005427-0174-TR	GILDA MARIA DE JESUS JIMENEZ CORDOBA	105710433	SPK003	YV1XZ16ACK2135698
23-005417-0174-TR	MAXWELL ROJAS SOSA	114530061	MOT 579848	VBKJUC40XGC080239
23-005418-0174-TR	TAMARA NICOLLE VARGAS HIDALGO	118720760	397368	3N1AB41D9VL002866
23-005447-0174-TR	KARLA VANESSA LOPEZ ARAYA	111190584	BKF879	2GNAL9EK9G6175107
23-005447-0174-TR	AUTOTRANSPORTES CESMAG SOCIEDAD ANÓNIMA	3101065720	SJB 014846	LA9C6ARY6FBJXK047
23-005457-0174-TR	TRANSPORTE INTERNACIONAL GASH SOCIEDAD ANÓNIMA	3101013407	C 167587	LYC2CJ713H0002672
23-005518-0174-TR	RODOLFO ALVARADO MORENO	105120482	MOT 501199	ZCGT310AAFV000542
23-005458-0174-TR	ALEXIS CASTILLO GARCIA	502810209	CL 269829	LETYFCG25CHN10603
23-005437-0174-TR	LORENA CALVO ORTIZ	301910073	MOT 726258	WB10B0800M6D32294
23-005437-0174-TR	E&H CONSULTING CORP SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102-861478	BXW325	JN1BCAC11Z0009352
23-005477-0174-TR	JOSE GUILLERMO FALLAS CHAVARRIA	111980682	CL 331229	4TANL42N5YZ636932
23-005477-0174-TR	MELINA MONTERO MONTERO	117140009	BHY044	1N4AL11D95C167777
23-000068-1709-TR	MARLON GABRIEL VARELA MONTIEL	402200317	MOT 740527	LZL20P100MHG40035
23-000068-1709-TR	BRAYAN JOSUE QUIROS VARGAS	117890768	BSZ562	KMHCT4AE4DU329560
23-005507-0174-TR	LUIS ROY DE JESUS ODIÓ ROMERO	105780375	BFJ729	KNDJF724797600661
23-005467-0174-TR	HERMANOS CHAVES DIEZ DIEZ DIEZ SOCIEDAD ANÓNIMA	3101877090	C 170081	1FUVDSEB8YLA82837
23-005478-0174-TR	BRANDON JOSE GAMBOA ZUÑIGA	116830803	MOT 631099	LC6PCJK66H0006390
23-005498-0174-TR	BAC SAN JOSÉ LEASING S.A. REP. RODOLFO	3101083308	BRF426	JTMZD8EV6KJ165403
23-005498-0174-TR	TRANSPORTES SU PAPEL LIMITADA REP. VIC	3102718947	CL 293586	JHHAFJ4H8HK004920
23-005517-0174-TR	GILBERTH MIGUEL MARTINEZ CERDAS	115200273	MOT 626497	LB415Y6A9GC100039

JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y MENOR CUANTIA DE GOLFITO

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
23-000115-1100-TR	HUGO BARRANTES BADILLA	601290495	CL297750	5TBDT44174S443857
23-000121-1100-TR	SIERVOS MISIONEROS DE SANTISIMATRINIDAD	LA 3003163222	CL436523	3N6CD33B0JK813152

SE HACE DEL CONOCIMIENTO DE ESTAS PERSONAS, QUE DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 172 DE LA LEY DE TRÁNSITO N.º 9078, TIENEN DERECHO A COMPARECER AL DESPACHO JUDICIAL DENTRO DEL TÉRMINO DE DIEZ DÍAS HÁBILES A PARTIR DEL DÍA SIGUIENTE DE LA PUBLICACIÓN DE ESTE EDICTO, A MANIFESTAR SI DESEAN CONSTITUIRSE COMO PARTE O NO DEL PROCESO, CON LA ADVERTENCIA DE QUE DE NO HACERLO, SE ENTENDERÁ QUE RENUNCIAN A ESE DERECHO Y LOS TRÁMITES CONTINUARÁN HASTA SENTENCIA. PUBLIQUESE POR UNA VEZ EN EL DIARIO OFICIAL LA GACETA.

Licdo. Wilber Kidd Alvarado, Subdirector Ejecutivo del Poder Judicial.—1 vez.—
(IN2023809032).

AVISOS

COLEGIO DE LICENCIADOS Y PROFESORES EN LETRAS, FILOSOFÍA, CIENCIAS Y ARTES

JUNTA DIRECTIVA

Notificación de Morosidad

A las siguientes personas se les comunica que, una vez realizada la gestión administrativa de cobro, tal como lo establece la política **POL-PRO-COB01 GESTIÓN DE COBROS**, y según nuestros registros al **21 de Agosto 2023**, aún se encuentran morosos. Transcurridos **diez días hábiles** contados a partir de la fecha de esta publicación, de no haber cancelado la suma adeudada o firmar un arreglo de pago y aún mantienen una morosidad de **3 cuotas o más**, se procederá con la suspensión de la colegiatura lo anterior en aplicación al **Artículo 54° del Reglamento General del Colegio**, al mismo tiempo se les recuerda que este trámite tiene como consecuencia la inhabilitación para el ejercicio legal de la profesión. Si al momento de la publicación ya realizó el pago respectivo, favor hacer caso omiso a la misma.

Nombre	Cédula
Abarca Cordero Mileny del Carmen	603880682
Aburto Sánchez Maritza Ivonne	800820567
Acevedo Madrigal Francini Dayan	702390600
Acosta Patiño Emerson	801060391
Acuña Angulo Osvaldo Antonio	304510739
Acuña Flores Rose Mary	111040615
Acuña Morales Alejandro	303870980
Agüero Brenes Giovanni Francisco	109060773
Agüero Esquivel Ana Gabriela	603750476
Agüero Lee Gabriela María	106950908
Agüero Ortega Maritza	105080494
Aguilar Coto María Isabel	302510396
Aguilar Fernández María Cecilia	105470416
Aguilar Palma Anyurie Yelixa	701730378
Aguilar Pastora Omar Abner	122200719514
Aguilar Ramírez Alexander	107480636
Aguilar Ramos Brandon	117000145
Alemán Vega Patricia	107930646
Alfaro Barrantes Jorge Mario	702100399
Alfaro Brenes Ricardo	503630832
Alfaro Leal Sergio Alberto	503150026
Alpízar Murillo Luis Carlos	108500299
Alpízar Peralta Karina Francisca	702590636
Alvarado Aguilar Andrea	110790307
Alvarado Méndez Maira	501880027
Alvarado Mora Beatriz Adriana	304680660
Alvarado Rojas Diana Marcel	110270265
Alvarado Ruíz María Ester	501730983

Alvarado Ugalde Shirley	205230315
Álvarez Alfaro Sofía	602760591
Álvarez Duarte Francisca	502640721
Álvarez Esquivel Pamela	207700932
Álvarez Flores Anthony	111560917
Álvarez Leandro Yamil Francisco	115840391
Álvarez Marín Marianela	112730471
Álvarez Mejía Karina Tamara	504290093
Álvarez Mora Ramón	304020613
Álvarez Peña Yadely	503530558
Álvarez Vargas Yamileth	501770327
Angulo Blanco Ileana Esther	114290013
Angulo Jiménez María Daniela	115960156
Apaestegui Ulloa Jéssica Nancy	800950341
Araya Arguedas Haysel de los Ángeles	603550999
Araya Calderón Jason Rigoberto	115170104
Araya Calderón María José	113390700
Araya Chacón María Laura	207780253
Araya Gamboa Katherine de Losángo	113790473
Araya Ortega Sandra Patricia	502260879
Araya Portugués Leonel Osvaldo	207280703
Araya Ramírez Leonardo Fabio	108330960
Araya Ruiz Yeimy Juliette	702210434
Araya Salas Alejandra	207640083
Araya Solís Grettel María	106280697
Arguedas Cordero Keyla María	116780068
Arguedas Dimarco Diana Vanessa	117360632
Arguedas Dimarco Kevin Rolando	604000060
Arguedas González Natalia	112930444
Arguedas Retana Josabeth	702570762
Arias Alpízar Vanessa	110650351
Arias Arias Jensy Lisbeth	112830712
Arias Borbón María Laura	107820379
Arias Fallas Jostín Antonio	604130598
Arias Leiva Ana Karen	304530506
Arias Monjarre Alba Beatríz	702560128
Arias Mora Jean Carlo	116070586
Arias Pérez Hugo Mauricio	205810073
Arias Solano Dianella de los Ángeles	304670738
Arias Viquez José Alfredo	114860972
Arley Abarca Michael Enrique	115160905
Arrieta Retana Meilyn	206670511
Arroyo Ramírez Eny Lucía	203790558
Arroyo Trejos Greivin	205610384

Artavia Pérez Ivania	207760225
Artavia Villalobos Adriana	503270732
Astúa Araya Emmanuel José	304250855
Asumendi Piedra Katia Gabriela	107380915
Ávalos Chinchilla Kattia	105940860
Ávila Soto Karla Yarina	113110300
Aymerich Córdoba Daniel	204140628
Azofeifa Castillo Paola	116270230
Azofeifa Murillo Andrés	603200101
Badilla Barrantes Fanny	105980620
Badilla Hernández Karla Patricia	111380886
Ballester Alvarado Karina	114370628
Baltodano Mesén Eduardo	112610079
Barahona Brenes Krystel Silvana	702110200
Barahona Di Leoni Fabiola	112530052
Barboza Abarca Herald Humberto	116620348
Barboza Gómez Luis Gustavo	107110423
Barboza Hernández Mauricio	701990903
Barquero Cervantes Andrey Josué	304700443
Barquero Gómez Maureen Gabriela	110610764
Barquero Rodríguez Ana Yancy	603730150
Barquero Sancho Laura	107170658
Barquero Torres Freddy Jesús	702020686
Barquero Ureña Edwin Francisco	115980136
Barrantes Alemán Raquel	112110030
Barrantes Hernández Anabelle	203390092
Barrantes Madrigal Hellen Dayana	206780270
Barrantes Méndez Daniel Esteban	116750301
Barrantes Oviedo Gabriela	108980380
Barrantes Rodríguez Ana	109380583
Barrantes Sánchez Dahianna Raquel	115090522
Barrios Molina Mackdiel Gerardo	304760424
Bastos García Jorge Enrique	204340255
Batista Quiros Daniela	603810772
Beita Cedeño Carlos	110000289
Bermúdez Fallas Marcela	112860005
Bermúdez Solano Rodolfo	112070794
Berrocal Elizondo Sandra Margot	108170037
Blair Tobías Agustina Leonor	701230876
Bobis Gamboa Natalia	116620815
Bogantes Barboza Raquel María	114580211
Bolaños Meléndez Pablo César	206800181
Bolaños Porrás Roberth Alejandro	604360989
Bolaños Rodríguez Carolina	206230442

Bonilla Guerrero Daniel Enrique	702490847
Bonilla Mora Luis Daniel	115800919
Bonilla Toruño Eilyn Roxana	603380118
Borrego Torres Beatriz	800950787
Bosque Chaves Julissa Paola	604380482
Bravo Salazar Alba	302270464
Brenes Betancourt Paula Andrea	114910361
Brenes Cambronero Iván	203580713
Brenes Hurtado Olga Lidia	115450283
Brenes Redondo Susana Verónica	305030783
Brenes Sánchez Stephanie Andrea	702110264
Briceño Mora Waldemar	117170198
Briceño Oquendo Teresita	503180579
Bryan Johnson Kreyton Fernando	701290566
Bustos Jiménez José Andrés	111490809
Calderón Agüero David Miguel	116470499
Calderón Hernández Margarita María	304370854
Calderón Meza María Fernanda	304550397
Calderón Murillo Urania	106470448
Calderón Ortiz Sandra Lineth	110920058
Calvo Madrigal Rebeca	113210125
Calvo Porras Ana Isabel	205940816
Calvo Zúñiga Marcela	106970151
Camacho Zamora Moraima Patricia	106150287
Cambronero Jiménez Dinia Johana	603460875
Campos Chacón Vanessa María	206340619
Campos Gutiérrez Kenneth David	115380757
Campos Jara Cristhian	204960141
Campos Jara Francisco José	105680413
Campos Moraga Yendri Elena	603120790
Campos Morales Marta	109930248
Campos Moya Maricela	304110472
Campos Segura Franyeri Esteban	206310217
Campos Vargas Salomé María	111160315
Canelo López Luis Manuel	800790121
Cantillo Alvarado Aníbal Gerardo	104820154
Carballo Mora Randall Gerardo	402340165
Carvajal Salazar Joselyn	116160487
Casasa Núñez Laura Victoria	109460164
Casasa Núñez María Pilar	110430087
Cascante Aguilar Kateryn Paola	402290632
Cascante Castro María de los Ángeles	104490898
Cascante Chavarría Vilma	106240387
Cascante Murcia Catherine	110450192

Cascante Peralta Alejandra Vanessa	113070218
Cascante Salas Juan Carlos	207270720
Cascante Valencia Jerlin del Carmen	701780105
Castillo Cerdas Jonathan Manuel	206140223
Castillo Cundano Adán Alberto	604500813
Castillo Díaz Estrella Pilar	900710341
Castillo Oviedo William	104530365
Castillo Ponce Esther Lina	801260174
Castillo Zúñiga Zeidy	603520939
Castro Araya Marisol	116750022
Castro Chaves Alexis	203180219
Castro Fallas José Joaquín	105070612
Castro Mora Diego	111250965
Castro Vega Evelyn María	207170061
Castro Vindas Mayela	501740108
Cerdas Alvarado Diego Jesús	206350619
Cerdas Mendoza Dayana	702620241
Cerdas Nieto Karen Vannesa	603850938
Cerdas Robles Pavel Alberto	115200095
Cervantes González Rebeca	110370765
Chacón Bonilla Mariana	305050330
Chacón Castro Janis	604150733
Chacón Mayorga Jerry Antonio	115590680
Chacón Mendoza Paula Marcela	111590867
Chacón Vargas Raquel Johanna	304510539
Chavarría Álvarez Cristel Paola	603800254
Chavarría Cardenas Dunia Virginia	502350394
Chavarría Chacón Marcos Gabriel	503900722
Chaves Madriz Steven Jesús	304780969
Chaves Sánchez Yancy Milena	109430736
Chaves Solís Gabriela	110730882
Chaves Trejos Augusto	203130386
Chinchilla Blanco Sebastián Jesús	207520630
Chinchilla Bonilla Ricardo	113000848
Chinchilla Casares María Gabriela	107080444
Chinchilla Villanueva Hillary Yelenia	117400264
Cisneros Arguedas Viviana de los Ángeles	115690050
Conejo Aguilar Adriana	503170051
Conejo Solano Ingrid	109130642
Contreras Cambronero Ana Victoria	112980604
Cordero Camacho Bernarda	304060179
Cordero Gamboa Herman Luis	111190168
Cordero Morales Anthony De Jesús	113730834
Cordero Naranjo Pedro Pablo	304630563

Cordero Rojas Angela Cristina	114920006
Córdoba Montano Transito	122200669522
Corea Vásquez Anthony Steven	702870304
Corella Villegas Gabriela Jazmín	117940699
Coronado Salguero Stefany María	603730098
Corrales Chinchilla José Jaime	203680631
Corrales Mora Yoselyn Cristina	207190627
Corrales Vásquez Rebeca	205720391
Corrales Zúñiga Carolina	112670190
Corrales Zúñiga Rigoberto	105490081
Cruz Rodríguez Jorge Stephen	503790188
Cubero Estrada Jessica Alicia	702440217
Cubillo Guadámuz Marjorie	502100823
Cubillo Hernández Angélica María	602960071
Cuthbert Ebanks Ethel Elira	800500592
Dávila Jiménez Carlos Roberto	603070866
Delgado Alvarado Fray Geral	603710283
Díaz Álvarez José Pablo	504140864
Díaz Álvarez Meilyn Ivannia	603920782
Díaz Hammon Keila Vanessa	701840983
Díaz Montiel Urbano	601310550
Díaz Mora Iván Javier	114940845
Díaz Ruiz Oscar Eduardo	107820056
Duarte Dorronsoro Isabella	801210076
Duarte Hidalgo Leidy Ivannia	115400303
Dunn Dawkins Duen Deron	701170684
Durán Castro Marcela	114370123
Durán Rojas Kristhel Pamela	115010753
Durán Valverde Wendy Anneth	304450974
Easy Zúñiga Magali	701050071
Eduarte Espinoza Shirley Rocío	204020549
Elizondo Caballero Priscila de los Ángeles	116560608
Elizondo Sánchez Adriana Marcela	114660043
Espinoza Cascante Ruth Virginia	503190523
Espinoza Mendoza Keyli Mercedes	603990960
Espinoza Navarro Nathalia	116920185
Espinoza Oconitrillo Gerson	702340679
Esquivel Camacho Ronald	110150124
Esquivel Murillo Nadia	205020498
Esquivel Zamora Seidy	302440744
Fallas Granados Katherine Dayana	115630884
Fallas Moreira Marily	114410622
Fallas Peña Alejandra	109880817
Fallas Umaña María José	115530456

Fernández Aguilar Hugo Alexander	113300152
Fernández Araya Annia María	604230864
Fernández Fernández Yesenia María	204920877
Fernández Mora Ericka Jackeline	702870382
Fernández Morales Dayana	206920563
Fernández Noguera Cristhian Andrés	115070720
Fernández Obando Marlon Francisco	603050227
Fernández Zúñiga Rodrigo de Jesús	113470867
Figuroa Ruiz Ana Lucrecia	302270172
Figuroa Santamaría Maryeti Yasmin	603330440
Flores Martínez Edber Justino	801180466
Flores Murillo Gonzalo Enrique	105270518
Flores Obando Crystal María	304040886
Flores Unfried Ana Lucía	105710362
Fonseca Carballo Kevin José	402170024
Fonseca Quesada Flor De María	105980367
Fonseca Romero Susan Melissa	115040909
Fonseca Sánchez Valerie Stefanía	114630759
Fonseca Vila Laura Franchezka	116280144
Forbs Solano Sharon Isabel	206290519
Fuentes Pérez Ana María	303860625
Fuentes Salas Yancy	205960020
Gabelman Escamilla Alba Melissa	402250118
Galcerán Zeledón José Alonso	114210262
Galo Arias Karen Sofía	603310184
Gamboa Mora Katherine Claudia	116550902
García Cordero Mónica Gabriela	115630566
García Fajardo María Cecilia	501770302
García Jarquín Pedro Javier	801140537
García Loría Elizabeth	503450736
García Mendoza Karol	701320971
Garita Cruz Yamileth	203620624
Garro Ugalde Valeria	702420773
Godínez Camacho Karen Sthepanie	111640301
Gómez Bolaños Víctor Alfonso	207280757
Gómez Castillo Stephanie Alejandra	702120405
Gómez Espinoza Walter Odir	502810701
Gómez Fonseca Landy Pamela	504120863
Gómez Martínez Joebeth Audrey	702240447
Gómez Núñez Vivian	205390762
Gómez Porras Marieta	602420905
Gómez Quesada Ingrid Cecilia	107790158
González Alpízar Ana Ruth	205640581
González Anchía Karina María	503040293

González Arce Maridilia	204740559
González Cervantes Carlos Manuel	107760885
González Cortés Flor	401220246
González Dávila Yury Tatiana	116470965
González Durán Roxana	106590742
González Gallimore Ingrid	701800982
González Hernández Carlos Roberto	112590386
González Herrero Marisabel	108800834
González Muñoz Mayra Alejandra	207300852
González Quesada Kattia Jeannine	205020115
González Rojas Edwin Gerardo	203870847
González Sanabria Andrea	110670824
González Sánchez David Esteban	112640574
Granados Granados Sandra Lorena	106220493
Granados Urbina Angie	701490984
Grijalba Áviles Beleida	502760521
Guadamúz Sánchez Carlos	503260149
Guerra Acevedo Adriana Melissa	115550060
Guerrero Mora Yoselyn	207330289
Guerrero Rodríguez Xinia	501920821
Guerrero Zambrano Anyi	602990423
Guerrero Zamora Jonathan David	113880216
Guevara Brenes Candy	109010775
Guevara Castillo José Roberto	604190313
Guevara Mora Grettel María	502300409
Guillén Zamora José Gabriel	603070924
Gutiérrez Blanco Andrea María	111840984
Gutiérrez Gómez Nelson	603240436
Gutiérrez Jaén Paula Maura	501710710
Gutiérrez Noguera Alice	502230091
Gutiérrez Rivera Meydilin Tatiana	702360400
Gutiérrez Rosales Luis Eduardo	501990889
Guzmán Monge Luis Daniel	206860681
Guzmán Morales Rafael Edén	603100306
Guzmán Salas Jorge Luis	106380095
Hall Hernández Sheila Alejandra	111140508
Hansen Murillo Steve	110700204
Hernández Alpízar Andrey Alexander	112660174
Hernández Jara José Alfredo	115600983
Hernández Juárez María Nazareth	115360376
Hernández Porrás Luis Felipe	115380493
Hernández Rodríguez Hazel	603180848
Hernández Seas Maribelle	105150222
Hernández Valverde Margareth Priscilla	113490189

Hernández Villalobos Yessica María	701920688
Herrera Herrera Katherine	205670959
Herrera Leandro Melissa	305070518
Herrera Retana Noemy Valeria	115390871
Hidalgo Corrales María Fé	113730048
Hidalgo Hernández Yomaly	206640293
Hidalgo Valverde Evans	110760351
Ilarionova Revkova Ekaterina	800710693
Izaguirre Escoto Irma Elizabeth	801310337
Jara Ruiz María Auxiliadora	304850595
Jiménez Araya Mayela	105100902
Jiménez Carranza Lisbeth de los Ángeles	604040805
Jiménez Díaz José Manuel	702580773
Jiménez Elizondo Brenda Melissa	111660189
Jiménez Guzmán Cindy Mayela	401760215
Jiménez Marín Yariela Elvira	115630614
Jiménez Morales Paola	110350954
Jiménez Orozco María Estefany	206600314
Jiménez Quesada Maristela	206100630
Jiménez Quirós Olga Violeta	105720072
Jiménez Rodríguez Dennice	203620189
Jiménez Rodríguez Elia María	107160366
Jiménez Sandoval Kevin Andrés	207920986
Jiménez Zúñiga Luis Guillermo	107790579
Juárez Ruíz Victoria	501790208
Lanza Contreras Alicia	203650896
Lara Esquivel Ana Lucía	117070082
Lara Vanegas César Gabriel	503550249
Leandro Solano Bryan Josué	304980040
Leitón Méndez Odili	503030587
Leiva Jiménez Luis Daniel	114820520
Leiva León Víctor Hugo	115690894
León Chaves Alida	203450827
León Fonseca Karla Viviana	603110816
Linares Castro María Inés	114510477
Lira Flores Maura	800620583
Lizano Muñoz Esteban Alberto	206440343
Loaiza Masís Fabián	304510635
López Blanco Mariela	205650192
López Burgalin Erika Fracela	702220607
López Escamilla Blanca	203530167
López González Wilmer Andrey	702620816
López Henríquez Eleazar Isaac	115200115505
López Moya Anthony Jeancarlos	304700866

López Obando Izri Cristina	603800248
López Poveda Andrea Paola	304700132
López Ruiz Eder Alexánder	603280450
López Sánchez Melissa	402130148
López Vásquez Dayanna	114450975
Machado Cruz Carolina	116500159
Madrigal Murillo Nidia María	203440174
Madrigal Valverde Ivannia	109520344
Madriz Arburola Sharon Fabiana	604220519
Madriz Picado Ivannia	110700733
Mairena Salas Mario Alberto	206750356
Mairena Víctor Juan Carlos	155806250612
Malavassi Campos Agnes Paola	115180292
Marín Miranda Keilyn Andrea	111130490
Maroto Roldán Fabricio Andrey	304470292
Martínez Castro Alberto Joxhan	117220872
Martínez Cubero Michael Gabriel	304430749
Martínez Jiménez Wenceslao	501830876
Martínez Obando Celia María	115160816
Martínez Torres Daherén Tatiana	701770773
Martínez Vargas Maribel	105640403
Masis Aguilar Beatriz	303800192
Masís Villalobos Natalia	503330205
Matarrita Coronado Damaris	502330326
Matarrita Gómez Mercedes	603160240
Matarrita Morales Arminda	501740449
Maxwell Davis Hakeem Shaquille	702410674
Mayorga Badilla Belkis de Jesús	504110862
Mayorga Martínez Rosa María	501930481
Mejía Fonseca Maricela	401890337
Mejía Luna Andrea	111940999
Mejía Parrado Sara Lucía	801230406
Mejía Solís German	113130441
Mejías Aguilar Jeremy Vicente	402010668
Mejías Madríz Laura María	503260183
Mena Jiménez Mailyn de los Ángeles	116590964
Méndez Céspedes Melissa	206150481
Méndez González Ginnette Vanessa	701590480
Méndez Meza Geral	604440095
Méndez Ramírez Karla Eilyn	110770618
Mendoza Rodríguez Digna María	501720794
Meneses Alvarado Sofía Daniela	116320152
Meoño León Daniela del Carmen	604080826
Meza Palacios Kattia Vanessa	602970365

Miranda Brenes Jeffry Antonio	111290331
Miranda Canales Francisco	155811090110
Miranda Valverde Pedro César	107080892
Molina Rodríguez María Eugenia	113570604
Molina Salazar Yessica María	702280988
Monge Acosta Patricia	900750252
Monge Aguilar María Laura	304970202
Monge Arroyo Danais María	601830604
Monge Campos Marcia Inés	113570500
Monge Loría Adriana María	304860918
Monge Ortega Orlando	503280246
Montero Chaves Gaudy Raquel	205050832
Montero Jiménez Eduardo	900860478
Montero Martínez Emmanuel	402000241
Montero Rivera Marlon	112940436
Montoya Díaz Laura	110280373
Montoya Quirós Juan Andrés	304510681
Mora Abarca Ada Xenia	106510721
Mora Argüello Alvin	603220470
Mora Artavia Nicole	207140950
Mora Chinchilla Marilyn Endrina	115610041
Mora Corrales Dereck	207160893
Mora Díaz Gustavo Adolfo	112010578
Mora Durán Valerie Yesenia	702620671
Mora Gutiérrez Arcelio	105510463
Mora Lizano Andrea Cristina	112780077
Mora Madrigal Ana Priscilla	206840877
Mora Montiel Karen Vanessa	701370924
Mora Mora María José	113870801
Mora Pérez Viviana	110510984
Mora Rojas Ariel Josué	116330182
Mora Sánchez Faride Sassette	702660221
Morales Angulo Matilde	501850836
Morales Castillo Wayner Jesús	304820286
Morales Contreras Arturo	502400254
Morales Fraser Elder Antonio	111290523
Morales Mayorga Roxana	109550783
Morales Ramírez Katherine	603790497
Moran Segura Kassandra Yulitza	901100341
Moreno De La O Jairo	503180418
Moreno Hernández Anthony	702310853
Morera Vargas María Carlina	108340831
Moss Joseph Glanson Fernando	111550733
Moya Aguilar Luis Paulino	702700355

Moya Vargas Johanna	110910796
Muñoz Hernández Ronald	700620780
Muñoz Orozco Diego Andrés	304790018
Muñoz Pizarro Abraham	602630940
Murillo Hernández Marcela	108140821
Murillo Herrera Alberto	105470440
Murillo Solís Katherine	114220761
Naranjo Sánchez Marco Antonio	112240998
Navarro Calero Edgar Alexis	303450265
Navarro Cartín Maribehy Soffa	112990730
Navarro Carvajal Mayra María	601560568
Navarro Román Angélica María	205580174
Niño Marín Pamela	206490524
Núñez Salas Danixa Magally	205810414
Núñez Villalobos Pedro Luis	402040679
Ñurinda Montoya Giselle Angélica	401900886
Obando Báez Tayro José	112620188
Obando Mora Lissette	503520689
Obando Piedra Isabel Adriana	304480774
Obando Segura Shirley Dayanna	304820208
Obregón Acosta Celia Lisbeth	205910827
Ocampo Chacón Samaray	111730844
Ondoy Espinoza Dennis	503350887
Ordóñez Jiménez Gerardo	501630221
Oreamuno Quirós Carmen Zita	105130997
Orias Sarmiento Esteban	110850155
Orozco Chavarría Rocío	110260558
Ortega Angulo Luis Fernando	503260096
Ortega Brenes Marcenette	601370212
Ortiz Arce Sandra Isabel	603350358
Ortíz Rodríguez Andreina	701640371
Ortiz Solano Luis Carlos	111280741
Osegueda Peralta Ada Luz	800490976
Osegueda Rizo Yadira	502620670
Oviedo Quesada Danilo	204090331
Oviedo Quesada Jéssica María	207010749
Owen Gumbs Armando	700690714
Pacheco Barquero Leda María	105300131
Paco Samudio Sharon	603580419
Padilla Rodríguez María Raquel	402060968
Parra Fernández Grettel	603330238
Peralta Álvarez Beatriz	111090767
Peraza Borbón Lorna	110660561
Pereira Torres Rafael Ángel	304560385

Pérez Aguilar Tamara	702720210
Pérez Avellán Edier Joaquín	603240925
Pérez Jiménez Frank Carlos	603590617
Pérez Montoya Andrey José	603870966
Pérez Sánchez Wendy María	207520317
Pérez Zúñiga Maideline Samady	604140049
Piedra Benavides Yannira	206520891
Piedra Duran Alexis	109070028
Pineda Cordero Alejandra	111770940
Pizarro Rodríguez Juanita	602750092
Ponce López Filimón	501780826
Porras Cabezas Paola	115020327
Porras Jiménez Miriam	501790100
Porras Norori Jorge Trinidad	800670192
Porras Vargas Sharon Ignacia	603620997
Poveda Vásquez Ricardo	401690943
Prado Hernández Jorge David	113070324
Prado Ocampo Jorge	602470595
Prendas Madrigal Leander Isidro	603310883
Quesada Canales Mariana	113310316
Quesada Chaves Moisés	206390233
Quesada Contreras Adays de los Ángeles	503700369
Quesada Fernández Lenin	601770656
Quesada González Ivannia Patricia	111840053
Quesada Mena Alba	203570732
Quesada Montero Cristel Isabel	206350540
Quesada Pineda Guisella de los Ángeles	503280805
Quesada Segura Carol Gloriana	115170505
Quesada Vargas María Verónica	115140355
Quirós Aguilar Tatiana	602980245
Quirós Barquero Marta Eugenia	105460473
Quirós Campos Jennifer María	115530515
Quirós Escobar Yendry	602750680
Quirós Jarquín Mildred Johana	205670471
Quirós Mora Susana María	109580052
Quirós Oviedo Pamela	205950352
Quirós Padilla Randall Alberto	111110551
Quirós Ramírez Anthony Josué	402030044
Quispe Jiménez Gustavo	503110080
Ramírez Araya María Gabriela	111830027
Ramírez Barquero Rebeca	112020233
Ramírez Briceño Edgar Roy	103950157
Ramírez Córdoba Ronald Francisco	304460847
Ramírez Grant Natalia	111290938

Ramírez Meza Basty Priscilla	112080381
Ramírez Mora Lucrecia	401220677
Ramírez Robles José Luis	302290303
Ramírez Rodríguez Norlan Joaquín	155827160401
Ramírez Rojas Greivin Alexander	113080993
Ramírez Vega Carmen Lidia	502730320
Ramos Ramírez Marta Emilia	110660034
Reales Ballestero Laura	110390155
Regidor Valerín Geovanna María	110020309
Retana Mora Alexander	108380372
Ríos Abarca Sara	601440350
Ríos Artavia Karen Vanessa	604040678
Rivera Brenes Marta Milena	304050640
Rivera Esquivel María Alejandra	110800168
Rivera Guerrero Kimberlith Liseth	113790707
Rivera López Salvadora	800730709
Robinson Linares Kessell Fiorella	702630323
Rodríguez Alfaro Krizzly Alberto	110900212
Rodríguez Ángulo Ligia María	109930010
Rodríguez Barajas Liliana Cristina	800970891
Rodríguez Blanco Rodolfo	103991397
Rodríguez Carranza Seidy Teresa	205790214
Rodríguez Castro María José	207520791
Rodríguez Conejo Steven	401910781
Rodríguez Cordero José Leonardo	112940532
Rodríguez Cubero Errol Edu	206890443
Rodríguez Fernández Carmen María	203680472
Rodríguez González Adrián Miguel	114400034
Rodríguez González Xinia María	603630608
Rodríguez Gutiérrez Ana Lucía	115560568
Rodríguez Lasantas Stephanie Ariel	114750748
Rodríguez Marín César	204540461
Rodríguez Montes Martha Lidia	503860275
Rodríguez Navarro Valeria	115560675
Rodríguez Pereira Clara Sofía	113030142
Rodríguez Pérez Harry	601890640
Rodríguez Rodríguez Daisy Paola	113490253
Rodríguez Solano José Alfonso	702120103
Rodríguez Valenciano Ana Cristina	203500417
Rodríguez Vargas Alberto Enrique	105400451
Rodríguez Zúñiga María Virginia	501880774
Rojas Araya Juan Carlos	207840566
Rojas Brenes Lisseth	107300894
Rojas Cortés Sandy Vanessa	503080439

Rojas Elizondo Silvia	109220390
Rojas Guzmán Inés	109930860
Rojas Palacios María José	602960090
Rojas Pérez Virginia María	603490413
Rojas Ramírez Rosa María	104510702
Rojas Rojas Julio Cesar	602790077
Rojas Umaña Georgina	107820984
Rojas Ureña Andrea Auxiliadora	112440680
Rojas Villanueva Kelyn	112490394
Román González Álvaro	601910608
Romero Boniche Jenny Raquel	701940751
Romero Eduarte Alejandro José	401890942
Romero Fernández Patricia	105920388
Rosales Blandino José Francisco	105750951
Royo Bermúdez Andrea Pamela	115160392
Ruiz Acevedo Álvaro Jesús	115990979
Ruíz Alvarado Katelin María	206480894
Ruiz Castillo Elibeth Mileidy	503400204
Ruiz Contreras Jeffry	503120426
Ruiz Guerrero Mario	106260424
Ruiz Munguía Ivannia	110120632
Ruiz Quintero Ivonne	110210724
Sacasa Jiménez María Valeria	114070122
Sacida Arce Mercedes Del Carmen	113270341
Sáenz González Lorena	302690525
Sáenz Montero Ivannia	110720145
Salas Castro Samanta	113080159
Salas Corrales Marianne	206280961
Salas Villalobos Gloriana	206520280
Salazar Arias Evelyn María	116460305
Salazar Castillo Daniela	116500693
Salazar Elizondo Dixie	701550322
Salazar Espinoza Mariano	114540436
Salazar Gómez Ángela	501990015
Salazar Herrera Daniela de los Ángeles	701640278
Salazar Murillo Lilliana	111450745
Salazar Serrano Conrad Enrique	206670125
Salazar Vega Luis Diego	205900844
Sanabria Quirós Kattia Elena	109050807
Sánchez Blanco María Sofía	402110647
Sánchez Cruz Yaritza de los Ángeles	115830705
Sánchez Espinoza Yamileth	501690545
Sánchez González Diana Cristina	206700603
Sánchez Lobo Jacqueline	205350729

Sánchez Muñoz Karla Alejandra	402030648
Sánchez Quirós María Ángela	111880458
Sánchez Seas Tatiana Celina	114980484
Sánchez Soto Alex David	207680738
Sánchez Ugarte Andrea Isabel	110750338
Sánchez Villalobos Josué Daniel	115270696
Sánchez Villalta Carolina	304290165
Sánchez Villalta Lisbeth Edith	203250237
Sancho Calimore Vanessa Nahomy	702710635
Sancho Cascante María Jimena	116760077
Sancho Montero Gilda María	104350449
Sandí Azofeifa Greivin Junior	603260447
Sandoval Alvarado Lindsey Mariela	304400713
Santana Gutiérrez José Francis	111310700
Santana Rodríguez Silvia Junieth	901070771
Saviouk Burcovscaia Vladimir	800650468
Segnini Chaves Ennia Raquel	503840694
Segovia Salgado Ofelia Mercedes	801000031
Segura Calderón Dayanna Pamela	116470205
Segura González Estrella	108570647
Segura Madrigal Rocío	108120176
Segura Ortíz Erick	603600290
Segura Rojas Jazmín	503440351
Segura Vindas Fabiola	115650065
Sequeira Blanco Carolina	402150096
Serrano Brenes Mercedes	112750181
Serrano Ulloa José Enrique	304930169
Sibaja Chirinos Verónica	116820724
Sojo Arias Rebeca	112340501
Solano Cambronero Verónica	702070082
Solano Carmona María Elena	105960971
Solano Jiménez María De Los Ángeles	111490642
Solano López Vanessa	109120704
Solano Mora Andrea Viviana	111830449
Solano Rivas Virginia	700620724
Solano Zúñiga Wendy	115800521
Solís Castillo Segunda del Carmen	205410923
Solís Wolffson Susana	107260090
Solórzano Cortés Devi Diana	115600470
Solórzano Hernández Joselyn de los Ángeles	115210839
Soto Agüero Cindy Vanessa	109990043
Soto Alemán Byron José	110170931
Soto Bravo Rose Mary	204530899
Soto Esquivel Rodrigo	105680588

Soto Jiménez Kattia Milady	702030569
Soto Martínez Esteifon de Jesús	116370135
Soto Núñez Silvia Cristina	204660782
Soto Sánchez Kathia	205300321
Soto Vargas Xinia María	401370424
Stecher Calvo Melissa Ann	114610155
Suárez Moreno Odir	602620320
Tamariz Corea Jose Rene	800830668
Tenorio Jiménez Gisela María	701970359
Torrente Mejías Didier Antonio	702150874
Torres Valverde Mauricio Gerardo	401660113
Trejos Quirós María Nazareth	304480778
Ugalde Naranjo Jorge Luis	206040960
Ugalde Salazar Juan Manuel	110920379
Ugalde Tamaris Israel	603740725
Ugalde Vásquez Irian Graciela	702460368
Ulate Molina Kimberly Viviana	402070196
Ulate Sánchez Brandon	504100032
Umaña Bonilla Heimy Jael	115400810
Umaña Durán Daniela	113810708
Umaña Salas Carlos Cesar	205530187
Umaña Tenorio Tatiana	111790267
Ureña Abarca Raquel María	115670282
Ureña Áviles Fanny Alexandra	303960118
Ureña Calderón Erick Hernán	115800564
Uriarte Pérez María Luisa	800680767
Valderrama Ramírez Sandra Milena	117001631922
Valencia Carranza Fanny Gabriela	701690658
Valerín Alfaro Felicia	303670183
Valerin Roman Ileana María	107230285
Valle Montero Joshua Alberto	116750421
Vallejos Dinarte Santos Zenón	502720900
Valverde Arias Randall	111560414
Valverde Barquero Jeannette	203530592
Valverde Cabezas Gloriana	113950634
Valverde Fernández Leticia	900720603
Valverde Flores Karen Paola	113750852
Valverde González Paul Lawrence	108380591
Valverde Granados Gabriela Roxana	108270436
Valverde Hernández Diana	116930301
Valverde Méndez Asdrúbal	900660220
Valverde Navarro Ronny Eribe	117280155
Valverde Rodríguez Harlett Patricia	108750251
Varela Gamboa Xinia	302460170

Vargas Barrios Nathalia María	114840475
Vargas Castro Carlos	203391000
Vargas Cordero Jesús Esteban	304620821
Vargas Díaz María Asunción	115430012
Vargas Hernández Wendy Marcela	109870272
Vargas Madrigal Lizbeth Cristina	111030123
Vargas Molina Guiselle María	114200240
Vargas Montero Rosibel	114230489
Vargas Mora Ana Judith	117160416
Vargas Palacios Marisol	602830524
Vargas Pereira Adriana	112170873
Vargas Saborío Paola Cristina	110310397
Vargas Salas Nidia Jeannette	701680085
Vargas Vargas Francisco Gerardo	109770237
Vargas Víquez Ana María	401800026
Vargas Víquez Yendri Tatiana	207160128
Vásquez Alvarado Vinicio	111060229
Vásquez Espinoza Elías Jesús	504020076
Vásquez Fernández Melvis Andrés	115760404
Vásquez Pacheco Grethel	107390515
Vásquez Quirós Daniel	106180870
Vásquez Sánchez Minor	109070577
Vega Aguilar Fabian	109560535
Vega Cubero Elky	205190419
Vega Méndez Alexis Dalay	602930443
Vega Montero Alejandra	110000126
Vega Soto Joselyn	114320581
Venegas Jiménez Marlene Anyelina	114030422
Venegas Sandí Ana Elisa	112200888
Venegas Zamora Ana María	109750361
Viales Zúñiga Emilio	503840890
Viales Zúñiga Wilmar Gerardo	503240362
Víctor Acuña Gerald Kenneth	701810400
Vilchez Cruz Erick David	801210782
Villalobos Aguilar Maricela	105560485
Villalobos Fonseca Aida María	502370437
Villalobos García Piter Alejandro	111670965
Villalobos González Mindry María	206270205
Villalobos Jiménez Jeimy	207010866
Villalobos Ordóñez Cindy Giannina	111870765
Villalobos Portilla Ernesto	112300242
Villalobos Rojas Juan Carlos	206040867
Villalobos Sandoval Fulvio	601300747
Villanea Brealey Patricia	104160202

Villegas Ávila Katherine de los Ángeles	206130559
Villegas Guevara Farid Vladimir	702820883
Villegas Mora Esteban	112360474
Villegas Varela Álvaro	204970175
Villegas Villata Harry Róbinson	601520939
Vindas Gamboa Wagner	108550501
Viquez Arce Francine	401430983
Viquez Guerrero Roberto Emilio	115230203
Zamora Angulo Helen	502620063
Zamora Melara Mercedes	109250255
Zamora Murillo David	115180496
Zamora Murillo Warren del Carmen	502350667
Zeledón Castro Karla Eugenie	112170670
Zumbado Retana Manuel	106210392
Zumbado Rojas Rebeca Elena	110250252
Zúñiga Ávila Anayanci	113110451
Zúñiga Camacho Angélica María	304610172
Zúñiga Chaves Elena de los Ángeles	112160904
Zúñiga Escalante María Adilia	601920385
Zúñiga González Carlos Antonio	205030493
Zúñiga Loaiza Alejandra Nazareth	304600163
Zúñiga Vargas Olga Nidia	112820225

M.Sc. Georgina Francheska Jara Lemaire, Presidenta.—
1 vez.—(IN2023809539).

A las siguientes personas se les comunica que, una vez realizada la gestión administrativa de cobro, tal como lo establece la política **POL-PRO-COB01 GESTIÓN DE COBROS**, y según nuestros registros al **23 de Agosto 2023**, aún se encuentran morosos. Transcurridos **diez días hábiles** contados a partir de la fecha de esta publicación, de no haber cancelado la suma adeudada o firmar un arreglo de pago y aún mantienen una morosidad de **3 cuotas o más**, se procederá con la suspensión de la colegiatura lo anterior en aplicación al **Artículo 54° del Reglamento General del Colegio**, al mismo tiempo se les recuerda que este trámite tiene como consecuencia la inhabilitación para el ejercicio legal de la profesión. Si al momento de la publicación ya realizó el pago respectivo, favor hacer caso omiso a la misma.

Cédula	Nombre
114200885	Abarca Araya Johana Francheska
502580929	Abarca Rodríguez Macdonal
702430279	Acevedo Ruiz Karina Ileana
110580269	Acosta Montero Andrea Fabiola
603110130	Acuña Elizondo Danilo
402190710	Acuña Madrigal Juan Ignacio
603440670	Adanis Mora Claudio Bladimir
111510844	Agüero Rojas Rebeca Cristina
702740016	Agüero Sequeira Madeline Jesús
702610036	Agüero Sequeira Melanie de Jesús
700630280	Aguilar Bolaños Irene
112710587	Aguilar Borja Diego
112210031	Aguilar Campos Manuel Francisco
302980768	Aguilar Castro Alexander
303120355	Aguilar Fernández Yenory
207570370	Aguilar González Olman Daniel
303000606	Aguilar Guillén Emny
602080678	Aguilar Mendoza César
305060812	Aguilar Núñez Yoselin Priscilla
501481338	Aguilar Viales Flor De María
304180243	Aguilar Zamora Angie
603450398	Ajún Espinoza Michelle María
602140470	Alanis Cedeño Lilliana María
203130549	Alfaro Araya María Elena
401870125	Alfaro Carvajal Raquel Vanessa
701970316	Alfaro Díaz Joguebeth
116080653	Alfaro Roldán Fabiola
402360914	Alfaro Venegas Josseline Pamela

700670936	Allette Allette Carlos
503630743	Almanza Rojas Hanzel Alberto
702600665	Alpizar González Mónica Kassandra
108210052	Alpizar Jara Patrick Antonio
702600798	Alpizar Matute Yerlin Marcela
702350156	Alpizar Rodríguez Dennis Josué
205880712	Alpizar Rojas Felix Leonardo
702480278	Alvarado Alvarado Susana Gabriela
303870310	Alvarado Ardón Yendry Isabel
701660609	Alvarado Díaz Stephannie
604510324	Alvarado Jiménez Alexa Marleny
207220047	Alvarado Jiménez Jairo José
602700057	Alvarado Madrigal Delia
501920626	Alvarado Montoya Gerardo
112120449	Alvarado Navarro Randall Domingo
502060099	Alvarado Ordoñez Flor
305120289	Alvarado Trejos Tatiana
603740970	Álvarez Gamboa Laura Emilia
602970216	Álvarez Hernández Esteban
602270357	Álvarez Leiva Kenyi Marina
207610541	Álvarez Maroto Marielena
304080607	Álvarez Morales Vinicio
303950502	Álvarez Rodríguez Carolina
602610770	Álvarez Zumbado Alexander
155823346411	Amador González Karla Nareth
601780785	Amuy González Anayansi
602150791	Anchía Angulo Lía Mayela
702290013	Angulo Angulo Nelly Andrea
504040616	Angulo García Wendy Daniela
503640222	Angulo Jiménez Néstor
503270770	Angulo Loría Reynner Jesús
503470431	Angulo Ramos Savier Gerardo
504000616	Angulo Rodríguez Andrew Emmanuel
600960802	Angulo Torres Isabel
110050082	Aponte Chavarría Erika
207480796	Araya Badilla Raquel Vanessa
304830365	Araya Cedeño Marilyn Melissa
304800811	Araya Cordero Stefany Raquel
305070929	Araya González Marlee
305120064	Araya Martínez Esteban de Jesús
701780266	Araya Moraga Karla Noemy
303440918	Araya Navarro Natalia
503530226	Araya Pérez Michael José
501840984	Araya Picado Rodrigo

114820452	Araya Rodriguez Fiorella
207560544	Araya Rojas Priscilla
105890295	Arce Hernández Ana Lisbeth
303700101	Arce López Viviana
115700336	Arce Mena Josué
206040182	Arce Solis Eilin
503510325	Arce Soto Karla Vanessa
205640651	Arguedas Barahona Ana Yansi
603470858	Arguedas López Hazel Adriana
116560728	Arguedas Montoya Andrea María
110440090	Arguedas Ulloa Liz Andrea
801370899	Argüello Orozco Lilliam
800880988	Argueta Ramírez Blanca Florentina
502030166	Arias Alvarado Maria Eugenia
205310466	Arias Céspedes Odette
305120512	Arias Cordero Monserrath Julissa
113350084	Arias Elizondo Verónica
115770490	Arias Garro Joseph Esteban
901270181	Arias Gutiérrez Grethel Anielka
207840942	Arias Mejías Steven Andrés
401140145	Arias Vargas Héctor Luis
117030680	Arley Bermúdez Bryan Fernando
901060814	Arnesto Lezama Adolfo
304040895	Arrieta Hernández Luis Diego
111200451	Arroyo Anchía Ericka
117350566	Arroyo Morales Alejandro
603570569	Arroyo Orozco Carlos Eduardo
105870793	Arroyo Zúñiga Irene
900500061	Artavia Madrigal German David
302390931	Asenjo Salazar Olier
700940511	Astorga Borgen María de los Ángeles
117260491	Ávalos Villalobos Melissa
601830615	Ávila Valverde Xinia
202840442	Ávila Vega Roxana
502280627	Áviles Dinarte Luis Eduardo
115900174	Azofeifa Alvarado María José
115140760	Azofeifa Guerrero Mario Alexander
702330041	Azofeifa Gutiérrez Gerardo Antonio
604750648	Azofeifa Villalobos José Ángel
105440526	Badilla Fonseca Gabriela
503030781	Badilla Huertas Óscar Alonso
702230990	Ballestero Vásquez Mary Laura
602280716	Baltodano Garita Vilma
800790773	Baltodano Rodríguez Lirios Lesbos

603730790	Baltodano Rosales Martha Eugenia
800830276	Barahona Mora Fátima del Rosario
305030408	Barahona Picado Deybi Stiven
401320824	Barquero Artavia María Del Rosario
603590231	Barquero Monge Carol
302930074	Barquero Obando Genny Alexandra
207330564	Barquero Salas Luz Yazmín
501760015	Barrantes Bran Fausto
601620879	Barrantes Castillo Evelio
207710304	Barrantes Chaves Stephannie
604000633	Barrantes Delgado Mónica Andrea
603630715	Barrantes Granados Freddy José
116050849	Barrientos Alfaro Kevin Alexander
503470979	Benavides Cruz Johanna Patricia
702800148	Benavides Delgado Hansell Andrea
401640488	Benavides Esquivel Andrea
303670150	Bermúdez Ramírez Beberly
601960722	Bermúdez Vargas Albán
206560535	Bermúdez Villegas Andrea Estefanny
702390058	Bernard Hilarion Roderick
603690950	Blanco Gamboa Marianela
105280751	Blanco Rodríguez Flora María
603130281	Bogantes Martínez Ingri
116520498	Bogantes Meza Nathalia Andrea
108700646	Bolaños Salas José Alberto
305070285	Bonilla Calderón Melany María
900640102	Bonilla Chaves Nury Leonor
701330468	Bonilla Obando Ronald
207420382	Bonilla Rojas Ernesto Jesús
603190475	Borbón Sánchez Alejandra
602410372	Boza Jaén Sirlenig
304500956	Brenes Araya Yazmín Yuliana
111730557	Brenes Arias Adriana de los Ángeles
107030104	Brenes Escalante Marcela María
602720318	Brenes Morales María Elena
701620509	Brenes Rivera Rachel Francini
400920722	Brenes Rojas Eugenia María
304650298	Brenes Salas Katherine Daniela
302360105	Brenes Solano Guadalupe
701810648	Brenes Tenorio Catherine Vanessa
701590130	Brenes West Telma Kimberlyn
501530874	Briceño Pizarro Mireya
501760901	Briones García William
303660553	Brizuela Irola Melissa

111960500	Broutin Echandi Viviana
105750831	Calderón Alfaro Olga Marta
304550490	Calderón Espinoza Sofía Daniela
303080730	Calderón Hernández Gioconda
501650134	Calvo Arguedas Amalia María
109530024	Calvo Cordero Javier
304180087	Calvo Fonseca Sergio
401390765	Calvo Vargas Ana Lorena
305070670	Camacho Ilama Diana de los Ángeles
501680053	Cambroner Castro María Etilma
111110339	Campbell Hall Marta Vanessa
116040470	Campos Alvarado Luis Carlos
207490494	Campos Araya Nancy Liseth
304170375	Campos Arce Yendry Tatiana
401001015	Campos Bolaños Gerardo
304240836	Campos Chaves Daniel Fabián
401900089	Campos Garita Pamela María
112830331	Campos Hernández Jennifer de los Ángeles
105660768	Campos Huertas Nidia Sara
114750560	Campos Sandí Francisco Antonio
701150136	Campos Vargas Leslye
501890149	Canales Mairena Grettel
603360348	Cantillano Rosales María Gabriela
504170547	Caravaca Briceño Gloria Sofía
304170068	Carazo Ellis Gabriela
603760991	Carballo Gutiérrez Daniel Enrique
604000681	Carmona Cubillo Karol Paola
114900169	Carmona Marín Karol Tatiana
502040099	Carmona Soto José Daniel
111500725	Carranza Espinoza Solciré
503900596	Carrillo Cásares Dayana Sofía
112200564	Carrillo Villalta Cristian
402270556	Carvajal Delgado José David
116080619	Cascante Castro Luis Enrique
501790401	Cascante Villegas María Magdalena
603850437	Cascante Zambrano Erika Adriana
304510300	Caseres Madrigal Natalia María
502060387	Castañeda De La O Ivette
204130986	Castillo Alfaro Elizabeth
602630613	Castillo Gutiérrez Norma Marlene
111640713	Castillo Leitón Karol Susana
701810668	Castillo Machado Danny Paul
503210668	Castillo Ponce Katia Elena
116860917	Castillo Reyes Gustavo Andrés

603670512	Castillo Sotomayor Keylin
604090022	Castro Cianca Karol Rosibel
602890131	Castro De La O Rigoberto
112160148	Castro Montero Adriana María
601950828	Castro Ortega Iliana
701510425	Castro Rojas Sharon
304370026	Ceciliano Hidalgo Michael Alonso
116760207	Ceciliano Villalobos Rachel Milagro
701170682	Cedeño Mora Nidia María
602250067	Centeno Arias Lesly
701930318	Cerdas Álvarez Jéssica
701960237	Cerdas Zavaleta Katherine Johana
205500112	Céspedes Bolaños Rebeca
112410114	Céspedes Méndez Luz Mariani
501471200	Céspedes Salazar Walter
303810891	Chacón Cambronero Esmeralda
401510054	Chacón Chaverri Ana Lorena
302280450	Chacón Hernández Ligia María
604090995	Chacón Villalobos Esteban José
503800384	Chacón Wong Jeiko Yadir
800590163	Chan Cheng Suet Ching
402180654	Chavarría Campos Manuel Jesús
109990555	Chavarría Mora Kattia de los Ángeles
701570519	Chavarría Oviedo Juan Luis
702370695	Chavarría Sánchez Juliana Jossette
402080478	Chavarría Sánchez Karen María
602000269	Chavarría Vega Ginnette
303020984	Chaverrí Zeledón Iliana María
304340674	Chaves Barquero Danissa de los Ángeles
116540784	Chaves Borbón Yoselyn Denisse
207170313	Chávez Campos Jazmín Oliva
502050119	Chaves Campos Maritza
503990711	Chaves Chacón Lucía Carolina
602080862	Chaves Chavarría Eduardo
110760733	Chaves Mora Juan Carlos
116770025	Chaves Mora Kimberly Tatiana
206620931	Chaves Murillo María Lucía
900710648	Chaves Ortega Pedro Joaquín
204720302	Chaves Salazar Frank
402190898	Chinchilla Romero Karla Mabel
502000977	Cisneros Durán Yelda María
501840301	Clachar Rivas Dorian
503940002	Condega Rodríguez Xavier Andrés
503080751	Contreras Cascante Elio

402330055	Cordero Cascante Francisco José
702780416	Cordero Fallas Yéssica Rachell
504220078	Cordero Gómez Dennis
701590884	Cordero Hurtado Alexander
105990160	Cordero Mora Ricardo
116510625	Cordero Solís Stephanie Tatiana
109880101	Córdoba Quesada Andrea
401350050	Córdoba Vargas Alicia
502750258	Cordonero Espinoza Joe Brian
107900770	Corrales Cordero José Luis
112670463	Corrales Salazar César Roberto
111900217	Corrales Tamayo Eduardo Antonio
503430934	Corrales Vásquez Laura Mireya
502750868	Cortés Cortés Bernal
601340234	Cortes Rodríguez Wilber
111990437	Cortés Sánchez Jazmín Alejandra
800810942	Cortes Soto Georgina
702850021	Cortés Trejos Iván Andrés
108810431	Coto Calderón José Mauricio
302590023	Coto Pérez María Eugenia
205940249	Cruz Morgan Sandra
301980549	Cubero Carvajal Ester
206910608	Cubero Garro Jennifer
103050141	Cubero Quirós Ana María
402180294	Cuthbert Chavarría Mónica De Los Ángeles
702680965	Dávila Alcócer Dayana María
402170797	Dávila Madrigal Allan Enrique
112490779	Delgado Picado María Elena
105970021	Delgado Socatelli María Concepción
401270232	Delgado Solís Janio
116800622	Delgado Ulloa Kimberly Alejandra
601620156	Díaz Castillo Ana Mercedes
602330376	Díaz Castillo Óscar Alberto
603010701	Díaz González Luis Ángel
502120706	Díaz Hernández Damaris
109930226	Díaz Morales Wendy
503080113	Díaz Morera Wendy Marcela
503180619	Duarte Duarte Jason Hernan
117110474	Duarte Sandí Franklin Esteban
301810185	Durán Barquero María de los Ángeles
108230855	Durán Barrantes Norman
604070218	Durán Espinoza Yessica María
105050492	Durán Mora Carlos
701340903	Easy Espinoza Cindy Vanessa

105450111	Elizondo Herrera Vera Violeta
602050485	Espinoza Campos Javier
700910764	Espinoza Corrales Elida Saray
502190282	Espinoza García Marcos Henry
401930142	Espinoza Garita Ezequiel David
107370929	Espinoza Garro Jenny
604270414	Espinoza Jiménez Steffany Edith
402270329	Espinoza López Estefany de los Ángeles
700900372	Espinoza Oviedo Bernardita
504030506	Espinoza Segura Gilberth Antonio
207450517	Espinoza Vargas Diana María
401210275	Esquivel Hernández Rodolfo
401540620	Esquivel Ramírez Liliana
206820289	Esquivel Rodríguez Ericka de los Ángeles
402020927	Estrada Hidalgo Yuliana
304310335	Estrada Martínez Michael
113780821	Evans Bustos Marjorie Andrea
502140595	Fajardo Gómez José
304700591	Fallas Coto María José
105150752	Fallas Cruz Aníbal
116590547	Fallas Guzmán Sandra Mayela
112260670	Fernández Abarca María Reina
701610620	Fernández Alvarado Andrea
107670889	Fernández Boza Ligia Patricia
602870501	Fernández Chaves Lissy Sonsiry
206000304	Fernández Jiménez Gustavo
302740804	Fernández Molina Ileana
301900253	Fernández Molina José Antonio
304270235	Fernández Quirós Guido José
106530568	Fernández Rodríguez Felipe Antonio
112770032	Fernández Silva Stephanie
109010081	Fernández Vargas Sergio
501650654	Flores Flores Pedro José
501690773	Flores Reyes Rubén
116020526	Flores Rodríguez María Fernanda
114890310	Fonseca Alfaro Isaac Oldemar
113010605	Fonseca Arrieta Maylin Marisol
112150189	Fonseca Brenes Jorge Andrés
502340511	Fonseca Castillo Gilmar
111080211	Fonseca Díaz Cindy Susetti
502290710	Fonseca Fonseca Gregorio
304740016	Fonseca Jiménez Ligia Elena
402150175	Fonseca Montero Ronny Gerardo
503730605	Fonseca Rosales Raúl

701210743	Foulkes Brown Aisha Magdalena
112450554	Fuentes Blanco Natalia
302690275	Fuentes Bonilla Olga
109440754	Fuentes Carrillo Thebel María
701660268	Fuentes Delgadillo Sixto
304100211	Fuentes Salguero Esteban Humberto
304090881	Fuentes Villegas Grettel Guiselle
110310473	Fuscaldo Pacheco Giovanna
801390195	Gaitán Jhosy Karina
155800670319	Gaitán Montenegro Flor María
801140942	Galeano Guzmán Edgar Antonio
304040203	Gamboa Leiva Adrian David
105800120	Gamboa Mora Shirley
206600306	García Aguirre Cristina de los Ángeles
114700638	García Araya Vivian Johana
601810035	García Barrantes José Manuel
603140913	García Cousin Sucetty Mariela
601580720	García Cubillo Alexander
503850154	García García Isabel de los Ángeles
601390485	García Gutiérrez Emilce
112810920	García Mora Danna Elizabeth
114410579	García Mora Eilyn Mabelle
402150567	García Rodríguez Paola Joana
402120316	Garita Segura Sebastián
603720774	German Chaves Silvia Mariela
602930459	Godínez Godínez Mayelin
302660047	Gómez Calvo Adrián Antonio
304460919	Gómez Calvo Yanci Loreni
114430894	Gómez Castillo Maureen Adriana
601930091	Gómez Díaz Sonia
501890731	Gómez Duarte María Cecilia
503950630	Gómez Fonseca Víctor Eduardo
503410036	Gómez García Carlos Eduardo
302750717	Gómez Gómez María Grace
207170939	Gómez González Brenda María
401990274	Gómez Jiménez Marco Antonio
502140991	Gómez Obando Farid
501690503	Gómez Obando Lorenzo Idanuel
204770005	Gómez Paniagua Mauro Vinicio
502400782	Gómez Porras Viviana María
111560301	Gómez Ramos Eder Gerardo
603520485	Gómez Rivera Blanca Isela
303800382	Gómez Salazar Susan María
205420199	Gómez Solórzano Ana Grace

401980010	Gómez Vallejos Karen Marcela
702400689	Gómez Vargas Adrián Guillermo
702900195	González Arias Cherry Cristina
603620310	González Chavarría Adriana María
800820469	González Espinoza Eugenia
204080135	González González Ana Doris
601480955	González González Leda del Carmen
106390440	González Kreysa Ana Mercedes
602990062	González López Greivis
502970454	González Loría Jarry
105710491	González Montero Juan Carlos
110580310	González Pérez Tania
401800046	González Quesada Eduardo Alejandro
402210476	González Rodríguez Diana Fabiola
205970599	González Rodríguez Iska
114420688	González Sibaja Ileana Yolanda
701640341	González Sosa María de los Ángeles
304350248	Granados Jiménez Esteban
303540723	Granados Montero Milena
205670480	Granados Quesada Warren Alberto
303700913	Granados Rivera Greivin
304090420	Guerrero Ortíz Eliana
302950207	Guerrero Rojas Sylvia
111630224	Guerrero Valverde Melissa
112140971	Guevara Fuentes Victoria Eugenia
502940121	Guevara Gonzaga Gladys María
502110465	Guevara Guevara Eduardo
602250500	Guevara Mora María de los Ángeles
603950599	Guevara Ortega Miriam Yaleska
304880800	Guillén Méndez Jean Carlo
603240004	Gutiérrez Arias Yendry
115450966	Gutiérrez Arrieta María Fernanda
109630108	Gutiérrez Rodríguez Helen
601940792	Gutiérrez Rosales Yadira
501780497	Gutiérrez Zúñiga Rosa María
400980351	Hernández Arce Amira
401830342	Hernández Campos Katherine Pamela
401490440	Hernández Cordero Walter
116620141	Hernández Espinoza María Sofía
602090710	Hernández Lobo Cristina
501540165	Hernández Matarrita Margarita
111210311	Hernández Picado Carlos Guillermo
110140201	Hernández Solano Isabel
302790123	Hernández Vega Odeth

110710064	Herrera Sánchez Elisa María
203580374	Herrera Zúñiga Vera Violeta
112340452	Hidalgo Alvarado Hanzer
106680730	Hidalgo Calderón Ana Cecilia
110940321	Huete Montealegre Carolina María
155815020521	Huete Rivera Ronald Javier
300700534	Ibarra Bejarano Georgina
702040595	Jaén Rosales Sandy José
801270539	Janvier Janvier Luguerre
111620153	Jara Vargas Luz Noelia
111130516	Jarquín Rodríguez Leidy Dayana
303090765	Jiménez Aguilar Adonay
603840632	Jiménez Álvarez Wendy Daniela
303000118	Jiménez Araya Carmen Eugenia
116770614	Jiménez Arias Hillary
401370524	Jiménez Barquero Iris del Carmen
604200487	Jiménez Chinchilla Natalia Karina
701510308	Jiménez Fernández Miriam
304880269	Jiménez Leiva María Del Rocío
113640316	Jiménez Lezama Katherine Vanessa
503310410	Jiménez López Arelys De Gerardo
503340900	Jiménez López Dennis Alexis
702320297	Jiménez Mora Mauren Andrea
701380779	Jiménez Ortega Celeste Melissa
113300885	Jiménez Quesada Helga Daniela
111220737	Jiménez Rivas Eunice María
111550305	Jiménez Rodríguez Vivian Roxana
503530725	Jirón Aguilar Geiner José
503870113	Junez Menocal Karen Evelia
207380785	Kopper Barquero Luis Alexis
601670656	Laguna Pérez Lilliam
702580452	Lanzas Fonseca Jennifer Daniela
207330385	Lanzas Fonseca Jordy Johanny
303040239	Leandro Marín César
110700811	Ledezma López Yaritza María
113170427	Leiva Godínez María Pamela
603090667	Leiva Jiménez Marilyn
302550912	Leiva Quesada Delfina
112320838	León Alpízar Tannia Vanessa
111410048	León Orozco Arelys
503280619	León Sequeira Celina
112390343	León Umaña Kimberly
401740698	Lépiz Salazar Carolina Eugenia
701790217	Letford Kirkeness Nandy Zulian

115000858	López Barboza Geisel Cristina
801200314	López Guido Tania Elizabeth
503230754	López López Eddier
502180044	López Madrigal Maricela
110180777	López Meléndez Nora
155814313220	López Membreño Nubia Del Socorro
602050220	López Ulate Indalecio
702440337	López Valdez Abigail Del Carmen
503130884	López Zeledón Sigdy
105940714	Machado Fallas Guillermo Eduardo
603440589	Madrigal Noguera Briceida María
401240038	Madrigal Sánchez Gerardo
303840981	Madriz Vargas Paula Mercedes
702130367	Manning Jara Ginnette Eugenia
303640635	Maroto Cerdas Priscilla
111400829	Martínez Abarca Maureen Rebeca
701970650	Martínez Hernández Gidget Sugely
701650352	Martínez Mendoza Yendri Katiana
302310627	Martínez Meneses Marta Eugenia
303980739	Masis Montenegro Evelyn Ivania
304440739	Masis Ramírez Adolfo Andrés
303690979	Mata Badilla Yorleny
117840395	Mata García Rachel Arleen
401440065	Matamoros Viquez Xinia Lorena
603080446	Matarrita Guido Maureen Georgina
502770593	Matarrita López Flory
702810696	Matarrita Mc Calla Daniela José
604200147	Matarrita Solano Alejandra
503630104	Matarrita Villafuerte Kenneth Josué
502420589	Mayorga Salguera Fabian
503750134	Mc Lean Ruiz Alejandra
700570998	Mc Sam Bennette Jorge Eduardo
702500202	Medina Cháves Zuylin Nicole
107220829	Medina Jiménez Kathia
502500615	Medina Loáiciga Yara
501960116	Medrano Artavia Ana Isabel
501820166	Medrano Artavia Miguel Ángel
207670889	Mejías Arrieta Lineth María De Los Ángeles
105210699	Mena Sandoval José Humberto
304180340	Méndez Cerdas Alana Melinda
801340505	Méndez García Zeneida Del Socorro
207460001	Mesén González Kristel María
900700345	Mesén Pérez Mariana
503540584	Meza Fajardo Susana

701430777	Miller Carmona Andy
116030134	Miranda Blanco Ericka Alejandra
601380989	Miranda Carmona Damaris
401090684	Miranda Fonseca Beatriz
109010233	Miranda Lostalo Erick
116230341	Miranda Quesada Karla
502380748	Miranda Rosales Margot
401980784	Miranda Sánchez Natalie María
207050956	Molina Gómez María Del Milagro
502210984	Molina Gutiérrez José Antonio
501580984	Molina Martínez Rosa Emilia
303880993	Molina Quirós Stephen
207320921	Monestel Palma Joseth
601071130	Monestel Villalobos Eliecer
602820510	Monge Chaves Marjorie
109710353	Monge González Wendy
107090039	Monge Ortiz Jorge Alberto
305140861	Monge Portugués William Rafael
305150384	Monge Ureña Ignacio Vicente
503110053	Montealegre Villafuerte Gabriela
112080113	Montenegro Romero Marjorie
401860295	Montero Calvo Mileydi María
207650257	Montero Montero Yerald Alberto
303960861	Montero Paniagua José Moisés
114830709	Montero Rojas Laura Marcela
603580069	Montero Salas Marilyn
604410980	Montiel Castillo Denilson Alberto
304020769	Mora Aguilar Ana Libieth
117080648	Mora Brenes Johan Esteban
111970709	Mora Cascante Silvia
112770777	Mora Corrales Paola Melissa
113810479	Mora Coto Grettel María
114000608	Mora Estrada Luis Gullermo
113880705	Mora Fallas Julissa Victoria
502170850	Mora Herrera Gerardo Bolivar
112290796	Mora Jiménez Christopher
207770493	Mora Mora Joselyn
305300010	Mora Morales Jazmín María
702600581	Mora Navarro Erlane Eugenia
105400727	Mora Rodríguez Elber Johnny
303100380	Mora Romero Carmen Viria
106700733	Mora Sánchez Guiselle
702370086	Moraga Rodríguez Ariana Patricia
155803317327	Morales Castillo Erick Daniel

304980707	Morales Cordero Mariana
701800604	Morales Delgado Jorge Andrés
603590010	Morales Garita Clarisa
604170774	Morales Goncalves Mario Enrique
301640656	Morales González Mario
502920084	Morales Jiménez María de los Ángeles
602000230	Morales Marín Xinia María
702670044	Morales Morales Mauren Guisella
603300964	Morales Navarro Marjorie
302410892	Morales Quesada Sonia Emilia
105900670	Morales Quirós Rosibel
702700828	Morales Rodríguez Fabián
207200215	Morales Vega Stephanie
603060538	Moreno Carmona Tatiana Mabel
604140318	Moreno Matarrita Susana
117740670	Morera Viquez Melany María
107580581	Moya Carpio Glen Anthony
702850564	Moya Durán Nabiry Francisca
207560747	Muñoz González Joseph
205970250	Muñoz González Mariela
110590462	Muñoz Jiménez Miriam
702020324	Muñoz Rojas Melissa
207250726	Muñoz Solano Karol Geovanna
104550242	Muñoz Valverde Enrique Francisco
112740097	Murillo Alvarado Keilyn Pamela
304570645	Murillo Hernández Greivin Mauricio
502300893	Murillo Mayorga Alexander
303850531	Navarro Barrantes Gabriela Melissa
702660916	Navarro Bolívar Daniela Lizeth
305000214	Navarro Machado Mónica Valeria
303720030	Navarro Ortega William Gilberto
116250372	Núñez Barboza Jazmine Gabriela
604330531	Núñez Chavarría Yessica de los Ángeles
111380377	Núñez Montero Seilyn Dayana
206920159	Núñez Zeledón María Fernanda
110970341	Obando Boza María Del Mar
502710932	Obando Contreras Ana
207780223	Obando Gutiérrez Lisseth Patricia
402800999	Obando López Luis Carlos
603450427	Obando Ordoñez Dorian Andrea
504180439	Obregón Fajardo Johan
801210021	Obregón Silva Maybelin de los Ángeles
114700596	Ocampo Rodríguez Marco Esteban
502120533	Oconor Zúñiga Sandra María

111620951	Olivares Navarro Greivin
503680313	Ordoñez Amador Adriana de los Ángeles
107040960	Ordóñez Chacón Claudio Antonio
702250598	Ordóñez Pereira Marilyn Andrea
109190806	Ordoñez Quesada Aura Violeta
900690420	Orozco Castillo Alexandra
207390380	Ortega Barrientos Mery Ann
603180183	Ortega Jaén Claudia María
502350619	Ortiz Elizondo Carlos Eduardo
302040681	Ortiz Mora Ana María
110310359	Ortiz Quirós Grettel
111870760	Oses Arias María Auxiliadora
702030181	Oses Marín Franciny Paola
105140652	Ótarola Montoya Eugenio
303770874	Ovares Villalobos Heizel Marsella
900880699	Padilla Lemus Marvin Leonardo
304850246	Padilla Mena Angie Mayrena
402020764	Paniagua Arroyo Hazel Lorena
701360145	Paniagua Hernández Ericka Marcela
502800853	Paniagua Obando María Yojana
503290770	Paniagua Quesada Jahel Mariela
205910601	Paniagua Salas Paula
116890570	Paniagua Solano Helbert David
206340889	Parrales González Evelyn
204510775	Patiño Campos Xinia Iveth
700690117	Payne Morgan Elva Mary
601680971	Peña Moraga Sonia
503170350	Peña Ortiz Nidia Sofia
503250804	Peraza Rojas Darwin Enrique
503480023	Pereira Saravia Argerie de los Ángeles
207390053	Pérez Alcazar Yirlany Suseth
304140766	Pérez Bertozzi Miguel Edgardo
304600598	Pérez Brenes Tatiana María
402190183	Pérez Carballo Diana María
204740582	Pérez Céspedes Marleny
110560689	Pérez Díaz Ingrid Virginia
207180415	Pérez Ledezma Alberto Andrés
501880039	Pérez Mayorga Jeanneth
602400125	Pérez Mena Johnny Luis
801310593	Pérez Obregón Wendy Sughey
604430292	Pérez Segura José Fabián
702380869	Pérez Solano Rigoberto
115760443	Pérez Valverde Fabiana Paola
304620833	Pérez Vega Eliseth Talia

402130248	Picado Carballo Daniela
702190110	Picado Ponce Mauriel Antonio
304800384	Picado Solano Rebeca de los Ángeles
501840857	Picado Vega Grace
303890816	Piedra Barrera Anabelle
112680204	Piedra Díaz Sailyn Raquel
207820681	Piedra Durán Marco Andrey
112780540	Piedra Pérez Stephanie de los Ángeles
800510734	Pineda Quintanilla Jaime Alfredo
501710192	Pizarro Abarca Nery Lucia
800590037	Polo Farfán Yolanda
800670319	Pomares Iraeta Efraín Exequiel
503660744	Porras Alcocer Tracy María
207890883	Porras Arias Arturo
114070205	Porras Cascante Elvis Eduardo
206190491	Porras Castro Juan Carlos
402060749	Porras Espinoza Jéssica Paola
601490819	Porras Valverde Xinia Marlene
207240195	Quesada Campos María Nazareth
114410985	Quesada Corrales Christian Natán
302460749	Quesada Espinoza María Elena
603590832	Quesada González Yessenia María
603590089	Quesada Soto Alejandra
603460917	Quesada Vega Jairo
402000320	Quirós Arguedas Julia
304130030	Quirós Cornejo Jeffry André
303740320	Quirós Delgado Jhonny Alberto
503740693	Quirós Morales Meilyn María
702610539	Quirós Orellana Jennifer Elizabeth
304100264	Quirós Oviedo David Vinicio
701790470	Quirós Salas Danny
116320906	Ramírez Blanco Melissa
401950754	Ramírez Bogantes Lidia Isabel
110400583	Ramírez Brenes Cynthia
108360325	Ramírez Cedeño María De Los Ángeles
208040948	Ramírez Contreras Paola Marina
601610628	Ramírez Díaz Sandra
503150050	Ramírez Guido Rosa Emilia
303920733	Ramírez Hernández Paola
105430947	Ramírez Ortiz María Gabriela
301750323	Ramírez Ramírez Elizabeth
401670242	Ramírez Sánchez Carolina
108220520	Ramírez Sánchez Guadalupe
401340058	Ramírez Valerio Fanny

205680867	Ramírez Vargas Verónica
304590845	Retes Mora Julio Mauricio
502540705	Reyna Canales Roberto
601760186	Ríos Morales Nelly
302900456	Rivera Arias Ana Lorena
111670769	Rivera Calvo Miguel Ángel
301690439	Rivera Chacón José Joaquín
304300621	Rivera Segura Valeria
503670764	Rivera Villalobos Heidy Carolina
207930040	Robles Rodríguez Jafeth
702460999	Rocha Serrano Orfa Marielos
115240984	Rodríguez Calderón Wendy Verónica
305150480	Rodríguez Chaves Axel Marcony
603950829	Rodríguez Chaves Karla Pamela
108800737	Rodríguez Corrales Roy
602930120	Rodríguez Cortés Ana Francini
503690012	Rodríguez Duarte Luis Diego
402180989	Rodríguez Elizondo Keylin Julissa
204100706	Rodríguez Fonseca Damaris
503030269	Rodríguez León Yesika
701340313	Rodríguez Mata Mauricio
302960999	Rodríguez Montoya Hugo Antonio
800840352	Rodríguez Morales John Alberto
110820067	Rodríguez Porras Luis Alfredo
900860399	Rodríguez Quesada Víctor Alfonso
800610990	Rodríguez Rodríguez Marta
501660200	Rodríguez Torres Eli
207550165	Rodríguez Ugalde Joselyn
503240430	Rodríguez Valerín Grethel
701660830	Rodríguez Vega Leidy Alexandra
503380261	Rodríguez Víquez Marianela
503990249	Rodríguez Zúñiga Rohanny
112590943	Rojas Agüero Andrés Jesús
603430221	Rojas Alvarado Noelia
503260767	Rojas Anchía Greivin Gerardo
106400370	Rojas Artavia Carlos Enrique
112950782	Rojas Barrantes Kenneth Marino
110810524	Rojas Blanco María Del Pilar
106150781	Rojas Coronado Eliecer Norberto
702250193	Rojas Coronado Lester Jesús
702410112	Rojas Cubillo Elder Jesús
402310062	Rojas García Rodrigo Antonio
603850986	Rojas Herrera Grissel
900560527	Rojas Martínez Agnes

155801910607	Rojas Matus Alma Rosa
504130593	Rojas Méndez Djenari de los Ángeles
602090391	Rojas Méndez Eduardo
109350025	Rojas Odor Jonnathan
114560353	Rojas Pacheco María José
110770376	Rojas Portilla Karol Adriana
205810962	Rojas Quirós Cynthia Lorena
702270413	Rojas Rojas María Alexandra
109110031	Rojas Vidovich Georgina
603670889	Romero Chaves Rebeca
304030769	Romero Montoya Nancy Gabriela
502560107	Rosales Acosta José Jarvis
604040125	Rosales Alvarado Mariela
602560190	Rosales Obando Jimmy
501520391	Ruiz Gutiérrez Aliciel
503390556	Ruíz Juárez Karen Daniela
602820663	Ruíz Vargas Jairo Santiago
206830639	Saborío Núñez Ana Belén
401780078	Sáenz Trejos Marco Diego
303350288	Salas Brenes Ricardo
204690593	Salas Castillo Lidia María
207670736	Salas González Mariana
601530998	Salas Herrera Rosibel
207420364	Salas Sánchez Alexis Enrique
304460411	Salazar Araya Rosibel María
207100447	Salazar Chavarría José María
801310328	Salazar Montenegro Aura Mercedes
502530130	Salazar Mora Rubén
501620060	Salinas Prendas María Elena
304210264	Salmerón Ramírez José Eduardo
302640429	Sanabria Mata Minor
602440295	Sánchez Álvarez Maribel
116640623	Sánchez Argüello Priscilla
115950268	Sánchez Chaves Brandon Esteban
304370941	Sánchez Cordero Diana Estefanny
302440450	Sánchez Coto Adita
603670882	Sánchez García Katherine Gabriela
303880267	Sánchez Meneses Jose Bernardo
303840918	Sánchez Navarro Yendry Tatiana
110130427	Sánchez Núñez Geiner
402060692	Sánchez Rodríguez Eiby Tattiana
401200362	Sánchez Sánchez Ana Lorena
303230566	Sánchez Solano Ismael Eduardo
204630093	Sancho Chavarría Katia

112920629	Sancho Jované Mayra Alejandra
205710415	Sancho Leandro Melissa
204980846	Sandí Sánchez Jaime Maykel
108960424	Sandí Vizcaino Carlomagno
304760837	Sandoval Alvarado Ingrid Daniela
502230256	Sandoval Sánchez Pedro Jorge
110180302	Santisteban Conejo Ana Catalina
501910255	Segura Álvarez Sandra María
111980178	Segura Bonilla Milton Leonardo
304440810	Segura Brenes Kattia
203940187	Segura Eduarte Margarita
602820958	Segura Guzmán Keyner Gerardo
603360753	Segura López Karina
112530248	Sequeira Rojas Allan Roberto
303300915	Serrano Rojas Shirley
304880887	Serrano Segura María Yuliana
302040390	Serrano Solano María Antonia
603850002	Sibaja Vargas Luis Carlos
601600668	Siezar Avellan José Antonio
303140311	Siles Solano Ana Catalina
602460873	Sirias Venegas Odette Patricia
601140711	Solano Alvarado Alejandro
302450097	Solano Brown Ana Isabel
701730533	Solano Calvo Kevin Alonso
402420312	Solano León María José
303900023	Solano Madrigal Carolina
305090005	Solano Mora Ismael
304510039	Solano Muñoz Andrés Antonio
116720560	Solano Prendas Ashley Denisse
304070812	Solano Quirós Karen Marcela
303590049	Solano Rivera Cristian Gerardo
304190692	Solano Ruiz Raquel
401770466	Solís Paladino Rosa
112440277	Solís Segura Vivian Mariela
113180840	Solís Solís Stephanie
111960959	Solís Villalobos Cindy Johanna
112600070	Solís Zúñiga Laura Patricia
503710655	Solórzano Bermúdez Miriam De Los Ángeles
502250932	Solórzano Jiménez Marcelina
501290375	Somarribas Chavarría Leonel
701530299	Soto Cascante Emanuelle Jesús
604500610	Soto Jiménez Melany
304290473	Soto Sojo Michael Alonso
112420648	Soto Vega Yendry

110710367	Stein Umaña Alexandra
601520653	Tencio Rodríguez Emma Cecilia
701890749	Tenorio Álvarez Yenci Gianina
402450694	Toledo Obando Erick Samuel
402240558	Torres Acuña Daniel Mauricio
801260370	Torres González María Eugenia
601260289	Torres Rosales Sara María
503360006	Torres Rugama Teresa Carolina
501850144	Torres Torres Olman
115300762	Torres Zamora Franklin Joel
115890338	Tosso Sánchez Tatiana de los Ángeles
207600971	Trejos Ramírez Zahindel María
105980200	Ugalde Hernández Carlos Manuel
204340683	Ugalde Herrera Noemy
401830921	Ugalde Miranda Katherin Pamela
155805582536	Ugarte González Valentina Patricia
400520357	Ulloa Ramírez Blanca Iris
207180014	Umaña González Mariel Adilia
603860752	Umaña Miranda Marilyn Natalia
113780427	Ureña Faerron Stephanie Paola
501710989	Valerín Bonilla Doraliza
109970943	Valladares Chaves Adriana Patricia
603700398	Valle Espinoza Dayana
502640359	Vallejos Medina Víctor Alexis
501950837	Vallejos Ruíz Rolando
702120195	Valverde Alfaro Adriana Yirlette
701400849	Valverde Álvarez Ronald
604560599	Valverde Araya Nathalie María
110240873	Valverde Barquero Mariela
107840018	Valverde Barquero Nuria Vanessa
113330386	Valverde Cordero Carolina
303880209	Valverde Montoya Ambar Margot
302160918	Valverde Romero Marín Antonio
401780375	Valverde Sánchez Jahaira
107060883	Varela Barboza Isabel
304990048	Varela Flores Jennifer Andrea
206870123	Vargas Camacho Diego Arturo
401890623	Vargas Céspedes Jean Carlo
112560717	Vargas Chaves Rosaura
113360408	Vargas Cubillo Marlon Fernando
401740682	Vargas Garita Melissa
203970397	Vargas Méndez Xinia María
401110723	Vargas Montero Ana Virginia
207110362	Vargas Morera Pablo David

801410075	Vargas Ortiz Ervin Elin
206900293	Vargas Porras Mariela de los Ángeles
117650244	Vargas Ramírez Juan José
109720981	Vargas Ramírez Marco Antonio
108940669	Vargas Ramírez Ruby
108360079	Vargas Suárez Rosario
206430483	Vargas Vargas Wendy Melissa
502080159	Vásquez Alvarado Francisco
111320923	Vásquez Obando Wendy Melissa
203300659	Vásquez Quesada Jesús
601460771	Vásquez Rodríguez Melba
502280288	Vásquez Sánchez Lucita
301560344	Vásquez Solano Lilliam
304070994	Vega Alfaro María Del Rocío
701890498	Vega Alpízar Yirlania Vannesa
105540501	Vega Castillo Juan Carlos
603360625	Vega Espinoza Heilyn
303790811	Vega Guillén Olga María
402200156	Vega Jiménez Oscar Mauricio
110970912	Vega Rojas Luis Mauricio
702720194	Vega Suárez Eugenie Patricia
501960060	Vega Umaña Beity María
701390419	Velásquez Matamoros Pamela Gabriela
700820502	Venegas Blanco Alicia Margarita
602540798	Viachica Chavarría Gioconda
603320066	Villafuerte Salazar Olger Freddy
502510429	Villagra Díaz Pedro Fernan
205820129	Villalobos Castro Variant Orlando
603420589	Villalobos López Allan
701780795	Villalobos Meza Gabriela
603150758	Villalobos Ovaes Rudy
402360762	Villalobos Picado Fabiana
110040798	Villalobos Ramírez Sindy Maritza
401160490	Villalobos Zúñiga Flora Edith
109520730	Villalta Medina Roxana María
602300209	Villanueva Villanueva José Mauricio
204570693	Villegas Álvarez Edgar
502920553	Villegas Jiménez Norma Leda
504390285	Villegas López Carlos Andrés
602940493	Villegas Méndez Carlos Edward
205350023	Villegas Oviedo Ronny Alberto
603550078	Villegas Porras Rosemery
111390861	Vindas Madrigal Carlos Manuel
401290229	Viquez Guerrero Giovanni

604460551	Viquez Hidalgo Leandra Yoseilin
401950217	Viquez López Carolina
702590632	Viquez Miller Andro
305150244	Viquez Molina Gabriela del Carmen
502510960	Viquez Núñez Roinier
110300110	Viquez Villegas Virginia María
303530844	Vives Rojas Gabriela María
603560042	Walsh Mora Marianela
701160758	Wilson Clark Kendra Hannelle
701870225	Yesca Mendoza Noemi Elizabeth
114050477	Zaldivar Vargas Natalia
402070422	Zamora Angulo David Josué
204450979	Zamora Carvajal Luis Bernardo
303720196	Zamora Jiménez Johanna
304630887	Zamora Monge Katherina
603540028	Zamora Morera Bonny Raquell
800750772	Zamora Peñalva Noemi Irma
205910841	Zamora Segura María Jeanneth
204750744	Zamora Solís Lisbeth
602300286	Zapata Castro Félix Antonio
503430483	Zeledón Valverde Dinia María
116370647	Zúñiga Chinchilla Manuel Jesús
503090883	Zúñiga Jiménez William
115980709	Zúñiga Navarro Eddy Javier

M.Sc. Georgina Francheska Jara Lemaire, Presidenta.—
1 vez.—(IN2023809573).