

# **ALCANCE N° 115 A LA GACETA N° 113**

Año CXLVI

San José, Costa Rica, viernes 21 de junio del 2024

203 páginas

**FE DE ERRATAS**

**DOCUMENTOS VARIOS**

**CONTRATACIÓN ADMINISTRATIVA**

**INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS**

**AUTORIDAD REGULADORA  
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

**AVISOS**

**COLEGIO DE CIENCIAS ECONÓMICAS  
DE COSTA RICA**

**NOTIFICACIONES**

**PODER JUDICIAL**

**PODER EJECUTIVO**

**RESOLUCIONES**

# FE DE ERRATAS

## GOBERNACIÓN Y POLICÍA

### JUNTA ADMINISTRATIVA DE LA IMPRENTA NACIONAL

En *La Gaceta* N° 112, del jueves 20 de junio del 2024, páginas 10 a 14, se publicó el documento N° 2024873525 correspondiente al Decreto del Poder Ejecutivo, N° 44508-PLAN-H, "**Reglamento del comité ejecutivo del sistema de la administración financiera (CESAF)**", en el cual, en su encabezado, **por error se indicó lo siguiente:**

N° 115508 PLAN- H  
EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA,  
LA MINISTRA DE PLANIFICACIÓN NACIONAL  
Y POLÍTICA ECONÓMICA  
Y EL MINISTRO DE HACIENDA

**Siendo lo correcto:**

N° 44508 PLAN- H  
EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA,  
LA MINISTRA DE PLANIFICACIÓN NACIONAL  
Y POLÍTICA ECONÓMICA  
Y EL MINISTRO DE HACIENDA

Lo demás permanece invariable.

La Uruca, 20 de junio del año 2024.—Jorge Castro Fonseca, Director General Imprenta Nacional.—1 vez.—Exonerado.—( IN2024874773 ).

# DOCUMENTOS VARIOS

## PLANIFICACIÓN NACIONAL Y POLÍTICA ECONÓMICA

### DIRECCIÓN GENERAL DE SERVICIO CIVIL

#### AVISO

20 de junio de 2024

**DG-AV-6-2024**

La DGSC comunica la emisión de la siguiente resolución:

**I. DG-RES-140-2024:** Delegar a la funcionaria Ruth López Herrera, cédula 1-1216-0505, Jefa de la OGEREH del Instituto Costarricense de Investigación y Enseñanza en Nutrición y Salud, en tanto ocupe dicho cargo.

**II. DG-RES-144-2024:** Autorizar al MEP, para que asigne el pago de recargos por funciones administrativas propias de puestos sujetos al Título I del Estatuto de Servicio Civil, limitado a personas servidoras que desempeñen labores de índole operativo y calificado; así como la asignación de recargos para puestos sujetos al Título II del Estatuto de Servicio Civil, correspondientes a las clases de puestos del Manual Descriptivo de Clases de Puestos Docentes, según se detalla en dicha resolución.

Publíquese.

Francisco Chang Vargas, Director General.—1 vez.—O.C.Nº 4600087345.—Solicitud Nº 518388.—( IN2024874713 ).

# CONTRATACIÓN PÚBLICA

## ADJUDICACIONES

### INSTITUTO COSTARRICENSE DE ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADOS

**DIRECCIÓN DE PROVEEDURÍA**  
**LICITACIÓN PÚBLICA INTERNACIONAL 2021LI-000005-PRI**  
**AMPLIACIÓN Y MEJORAMIENTO DEL ALCANTARILLADO**  
**SANITARIO DE LA CIUDAD DE LIMON**

El Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (AyA), Cédula Jurídica N° 4-000042138, comunica que mediante Acuerdo de Junta Directiva N° 2023-396 del 17 de octubre del 2023, se adjudica la Licitación Pública Internacional 2021LI-000005-PRI de la siguiente manera:

**Consorcio Alianza YDN-CR. conformado por Yamil Sabbagh Construcciones S.A. – D&S S.A.S (Líder) -Construcciones Namus S.A., por un monto de:**

Ampliación y Mejoramiento del Alcantarillado Sanitario de la Ciudad de Limón	Monto en dólares (\$)
Subtotal	44.391,436.68
IVA	5.770.866.77
Planos Constructivos Finales	6.730.00
Compendio de Documentación	8.301.00
Total	50.177.354.45

**MONTO TOTAL EN DÓLARES \$50.177.354.45 (CINCUENTA MILLONES CIENTO SETENTA Y SIETE MIL TRECIENTOS CINCUENTA Y CUATRO DOLARES CON 45/100)**

Para el rubro 020 el AyA se reserva un monto de \$512.779.00 correspondientes a los Trabajos por Administración.

#### **CONDICIONES GENERALES:**

**Precios:** Firmes y definitivos.

**Forma de pago:** 30 días naturales para el pago de las facturas una vez tramitadas por el administrador del contrato, según se establece en el anexo de contrato.

**Lugar de Ejecución:** Ciudad de Limón según Sección III apartado 1.2

**Plazo de Ejecución:** 30 meses.

**Contrato de Préstamo:** 2198, Decreto Legislativo N.º 9690 Programa de Alcantarillado y Control de Inundaciones para Limón.

**Institución financiera:** Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE)

**Tipo de adquisiciones:** Adquisiciones de Obra

**País del proyecto:** Costa Rica

**Nombre del Proyecto:** Ampliación y Mejoramiento del Alcantarillado Sanitario de la Ciudad de Limón

**Demás condiciones de acuerdo con el cartel y la oferta respectiva.**

Iris Fernández Barrantes, Dirección de Proveeduría.—1 vez.—O.C.Nº 100609.—Solicitud N° 517372.—( IN2024874570 ).

# INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

## AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESOLUCIÓN RE-0043-JD-2024

ESCAZÚ, A LAS DIEZ HORAS Y DIEZ MINUTOS DEL SEIS DE JUNIO DE DOS MIL VEINTICUATRO

PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD DE PENETRACIÓN SEGURA DE ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

---

EXPEDIENTE OT-016-2023

### RESULTANDO:

- I. Que el 15 de abril de 2011, mediante la directriz N.º 14-MINAET, publicada en el Alcance Digital N.º 22 de La Gaceta N.º 74, la Presidencia de la República y el Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) emitieron la directriz *“Dirigida a los integrantes del subsector electricidad para incentivar el desarrollo de sistemas de generación de electricidad con fuentes renovables de energía en pequeña escala para el autoconsumo”*.
- II. Que el 31 de marzo de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), mediante el acuerdo 01-19-2014 de la sesión ordinaria 19-2014, celebrada el 31 de marzo de 2014, dictó la Norma técnica para la Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN), publicada en el Alcance N.º 12, a La Gaceta N.º 69, del 8 de abril de 2014.
- III. Que el 8 de octubre de 2015, la Presidencia de la República y el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) mediante el Decreto N.º 39220-MINAE, publicado en La Gaceta N.º 196 del 8 de octubre de 2015, decretaron el *“Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla”*.
- IV. Que el 15 de octubre de 2015, se publicó en La Gaceta N.º 200 el Decreto Ejecutivo N.º 39219-MINAE, el cual declaró de interés público y con rango de Política Pública Sectorial la ejecución de las acciones establecidas en el *“VII Plan Nacional de Energía 2015-2030”*.
- V. Que el 8 de febrero de 2019, la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (DGCDR) mediante el oficio OF-0040-CDR-2019, solicitó a las empresas distribuidoras la información de fechas de contrato de los generadores distribuidos (Folio 55 expediente PIRM-001-2019)

- VI.** Que el 11 de febrero de 2019, el Regulador General mediante el oficio OF-0110-RG-2019, solicitó una propuesta que se centre en la identificación de oportunidades de mejora del marco legal y regulatorio aplicable a generación distribuida, y proponer las modificaciones que se consideren necesarias para la apropiada integración de los recursos distribuidos al SEN. (Folio 45 expediente PIRM-001-2019)
- VII.** Que el 1 de marzo de 2019, la DGCDR mediante el oficio OF-0085-CDR-2019, nombró la fuerza de tarea encargada de desarrollar la propuesta solicitada por el Regulador General, mediante el oficio OF-0110-RG-2019. (Folio 44 expediente PIRM-001-2019)
- VIII.** Que el 22 de julio de 2019, la Contraloría General de la República (CGR) mediante el oficio DFOE-AE-0344, remitió el Informe N° DFOE-AE-IF-00008-2019, Auditoría operativa coordinada sobre energías renovables en el sector eléctrico. En el cual se indica *“A ROBERTO JIMÉNEZ GÓMEZ EN SU CALIDAD DE REGULADOR GENERAL DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO 4.8. Desarrollar una solución integral que asegure la correcta asignación de los costos de acuerdo con los diferentes usos y requerimientos que tienen los usuarios del servicio eléctrico, en las tarifas de uso de la red para la generación distribuida, de conformidad con los artículos 5 y 31 de la Ley N° 7593 y el 39 del Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE. Remitir a la Contraloría General un informe de avance cada seis meses iniciando el 30 de enero de 2020 y la resolución en la que se apruebe la solución integral, a más tardar el 31 de julio de 2022.”* (Folios 13-40 expediente OT-695-2019)
- IX.** Que el 2 de noviembre de 2020, la DGCDR mediante el oficio OF-0615-CDR-2020, propuso al Regulador General la integración de la fuerza de tarea para atender las recomendaciones de la CGR señaladas en el oficio DFOE-AE-IF-00008-2019 sobre la auditoría de energías renovables en el sector eléctrico (generación distribuida) y atención de posibles cambios en la regulación de esta actividad. (Folios 412-413, expediente PIRM-005-2021)
- X.** Que el 13 de mayo de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0131-CDR-2021, informó al Regulador General sobre confirmación y ajuste de la fuerza de trabajo, proponiendo como integrantes de la *“Metodología tarifaria para peajes de distribución y generación distribuida”* a Tony Mendez Parrales como coordinador, y en calidad de integrantes a: Ariel Solórzano Gutiérrez, Edwin Canessa Aguilar, Edgar Cubero Castro, Edwin Espinoza Mekbel, Álvaro Barrantes Chaves, Allan Quesada Rojas y Luis Miguel Alfaro Paniagua. (Folios 71-78 expediente PIRM-005-2021)

- XI.** Que el 17 de mayo de 2021, el Regulador General mediante el oficio OF-0302-RG-2021, otorgó visto bueno a la integración de la fuerza de tarea de acuerdo con el detalle del oficio OF-0131-CDR-2021. (Folio 79 expediente PIRM-005-2021)
- XII.** Que el 11 de mayo de 2021, mediante la resolución RE-0143-JD-2021, publicada en el Alcance N° 97 a La Gaceta N° 94 del 18 de mayo de 2021, la Junta Directiva de la Aresep aprobó los procedimientos para la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En dicha resolución, se aprobaron 10 procedimientos, de los cuales el 8° refiere al *“Procedimiento de Integración al SEN de energías renovables variables y sistemas de almacenamiento”*. Dicho procedimiento, al igual que los demás, fue propuesto ante la Aresep por la División Operación y Control del Sistema eléctrico (anteriormente llamado CENCE) como Operador del Sistema y Operador del Mercado (OS/OM) de Costa Rica, valorado técnicamente por la Intendencia de Energía (IE) y sometido a consulta pública, como parte del debido proceso.
- XIII.** Que el 7 de enero de 2022, fue publicada en el Alcance Digital N° 3 de la Gaceta N° 3 la Ley N° 10086 *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables.”*
- XIV.** Que el 17 de mayo de 2022, mediante el oficio OF-0153-CDR-2022, la DGCDR realizó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR) la solicitud de criterio sobre el mecanismo de participación ciudadana aplicable para el caso de dos instrumentos regulatorios por desarrollar según lo dispuesto en la Ley No. 10086, artículo 6 inciso f, puntos i) e ii). (Folios 174-175, expediente OT-016-2023)
- XV.** El 26 de mayo de 2022, la DGAJR mediante el oficio OF-0405-DGAJR-2022, atendió la consulta respecto al mecanismo de participación ciudadana aplicable al desarrollo de los instrumentos regulatorios indicados en el inciso f) puntos ii) y iii) del artículo 6 de la Ley *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, N° 10086”*, realizada por la DGCDR mediante el oficio OF-0153-CDR-2022, solicitando a dicha dirección que *“indique de previo, el (los) tipo (s) de instrumento (s) regulatorio (s) que se elaboraría (n) a fin de cumplir con los incisos i) y ii) del inciso f) del artículo 6 de la Ley N°10.086, sea que se trate de una metodología tarifaria, un reglamento”*. (Folios 269-270, expediente OT-016-2023)
- XVI.** El 1 de junio de 2022, la DGCDR mediante el oficio OF-0175-CDR-2022, en respuesta al citado oficio OF-0405-DGAJR-2022 señaló *“los tipos de instrumentos regulatorios que se elaborarían a fin de cumplir con los incisos i) y*

*ii) del inciso f) del artículo 6 de la Ley N° 10.086, serán procedimientos técnicos que servirán de guía metodológica para que tanto las empresas como el Operador del Sistema los puedan aplicar". (Folios 271-272, expediente OT-016-2023)*

- XVII.** Que el 6 de junio de 2022, la DGAJR mediante el oficio OF-0421-DGAJR-2022 dio respuesta a consulta respecto al mecanismo de participación ciudadana aplicable al desarrollo de los instrumentos regulatorios indicados en el inciso f) puntos i) y i) del artículo 6 de la Ley *"Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables"*, N° 10086, concluyendo entre otras cosas 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"*. (Folios 273-285, expediente OT-016-2023)
- XVIII.** Que el 4 de julio de 2022, mediante oficio OF-0215-CDR-2022, la DGCDR realizó a la DGAJR la consulta sobre el aprobador y responsable del proceso de consulta pública de los procedimientos técnicos señalados en la Ley No.10 086. (Folio 286, expediente OT-016-2023)
- XIX.** Que desde el 12 de julio 2022, se coordinaron sesiones de trabajo con DOCSE en su calidad de Operador del Sistema (OS) para precisar la información y análisis técnicos eléctricos y estadísticos mínimos requeridos por tecnología de generación renovable variable que deban ser considerados.
- XX.** Que el 1 de agosto, la DGAJR mediante el oficio OF-0551-DGAJR-2022 dio respuesta al oficio OF-0215-CDR-2022, indicando que *"el CDR conforme a sus funciones, se encuentra llamado a desarrollar los instrumentos regulatorios dispuestos en la Ley N° 10.086 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"*. (Folios 287 a 292, expediente OT-016-2023)
- XXI.** Que el 14 de diciembre de 2022, mediante el oficio OF-0422-CDR-2022, la DGCDR remitió al Regulador General, en su condición de presidente de la Junta Directiva, el informe IN-0082-CDR-2022 del 13 de diciembre de 2022 con la propuesta *"Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el sistema eléctrico nacional"*, junto con sus anexos, y el correspondiente proyecto de resolución de la Junta Directiva, para su respectivo trámite. (Folio 50-51, expediente OT-016-2023)
- XXII.** Que el 23 de enero de 2023, mediante el acuerdo 03-06-2023, del acta de la sesión extraordinaria 06-2023, 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 para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el sistema eléctrico nacional”.*

- XXIII.** Que el 23 de enero de 2023, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el oficio OF-0043-SJD-2023 le comunicó, a la DGCDR, Dirección General Atención al Usuario (DGAU) y al Departamento de Gestión Documental (DGD), el acuerdo 3-06-2023 a fin de que se realizara la convocatoria de consulta pública y apertura del expediente de la propuesta del *“Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional”*. (Folio 1, expediente OT-016-2023).
- XXIV.** Que el 26 de enero de 2023, mediante el oficio OF-0014-CDR-2023, la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación solicita a la DGAU la convocatoria para la consulta pública correspondiente (visible a folios 52 al 54).
- XXV.** Que el 1 de febrero de 2023, el Poder Ejecutivo publicó, en Alcance No. 17 de 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”*.
- XXVI.** Que el 6 de febrero de 2023, se publicó la invitación a los interesados a presentar sus oposiciones o coadyuvancias a la presente consulta pública, en el diario oficial La Gaceta No. 21. (Folios 165 al 166)
- XXVII.** Que el 7 de febrero de 2023, se publicó la invitación a los interesados a presentar sus oposiciones o coadyuvancias a la presente consulta pública, en los diarios de circulación nacional La Teja y Diario Extra. (Folios 165 al 166)
- XXVIII.** Que el 24 de febrero de 2023 fue la fecha máxima para recibir oposiciones o coadyuvancias.
- XXIX.** Que el 27 de febrero de 2023, la DGAU, mediante el informe IN-0107-DGAU-2023, se emitió el *“Informe de Oposiciones y Coadyuvancias”* presentadas durante la consulta publicada realizada respecto de la propuesta *“Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional”*. (Folios del 171 al 172)
- XXX.** Que el 21 de abril de 2023, mediante el informe IN-0018-CDR-2023, la fuerza de Tarea remitió al director de la DGCDR, el informe técnico sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública que finalizó el

24 de febrero de 2023, con el objeto de conocer la propuesta “*Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional.*” (Folios 294 al 322)

- XXXI.** Que el 23 de abril de 2023, mediante el informe IN-0019-CDR-2023, la Fuerza de Tarea remitió al director de la DGCDR, el informe técnico final del “*Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional.*” (Folios 323 al 369)
- XXXII.** Que el 24 de abril de 2023, mediante el oficio OF-0128-CDR-2023, la DGCDR, remitió al Presidente de la Junta Directiva, el informe IN-0019-CDR-2023 correspondiente al informe técnico final del “*Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional*” y el informe IN-0018-CDR-2023, que corresponde al informe técnico sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública, así como el proyecto de resolución. (Folios 370 al 371)
- XXXIII.** Que el 25 de abril de 2023, la SJD, mediante el memorando ME-0062-SJD-2023, trasladó para su análisis a la DGAJR, el informe de análisis de posiciones, informe técnico final y proyecto de resolución del “*Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el sistema eléctrico nacional*”. (Folio 372)
- XXXIV.** Que el 11 de mayo de 2023, la DGAJR mediante el oficio OF-0272-DGAJR-2023, emitió criterio respecto al “*Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el sistema eléctrico nacional*”. (Folios 373 al 384)
- XXXV.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

#### **CONSIDERANDO:**

- I. Que la Ley 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 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.
- 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 del informe IN-0019-CDR-2023, citado, y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

### **3. JUSTIFICACIÓN**

*La alta 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 ii), 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 el Operador del Sistema para determinar la capacidad de penetración segura de renovables al SEN.*

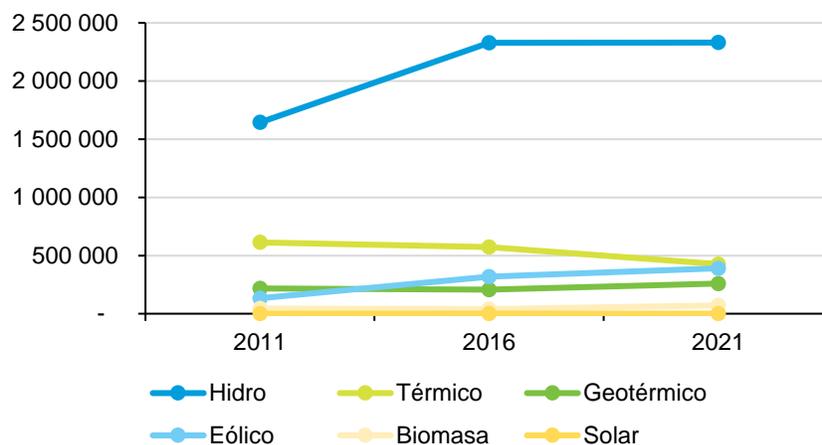
#### **3.1. Matriz eléctrica de Costa Rica**

*En Costa Rica, entre 2015 y 2021 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 145 unidades, la eólica en 194% con 276 unidades y la solar pasó de 0 kW en 2011 a 1000 kW en 2021 con 10 unidades.*

Figura 1. Potencia instalada de placa (kW) a diciembre de 2011, 2016 y 2021



Fuente: Elaboración propia con datos de DOCSE, 2011, 2016, 2021.

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 11,2% en 2021 (cuadro 1).

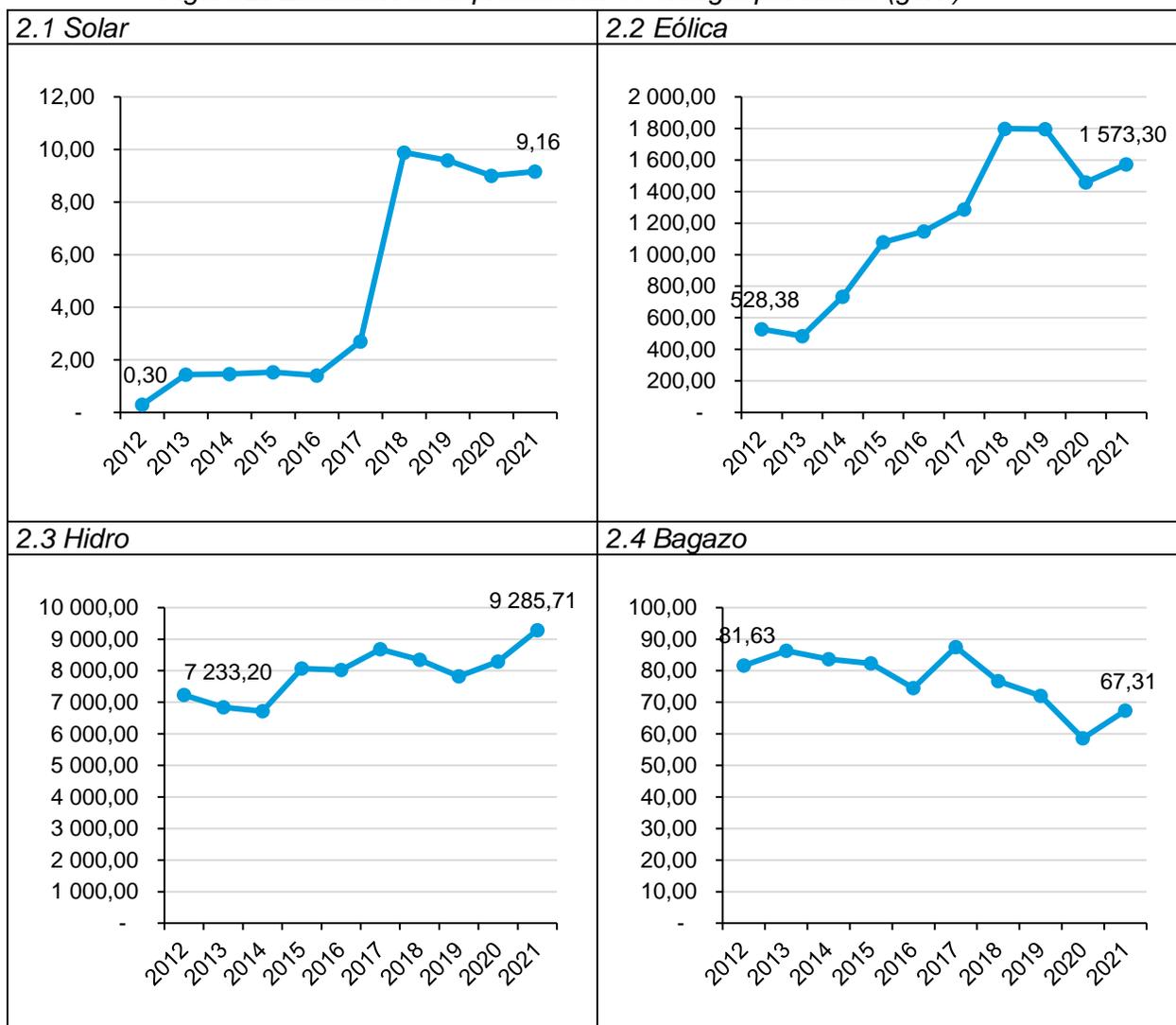
Cuadro 1. Distribución porcentual de la potencia instalada de placa a diciembre de 2011, 2016 y 2021

<b>Fuente</b>	<b>2011</b>	<b>2016</b>	<b>2021</b>
Hidro	62,0%	67,2%	67,0%
Térmico	23,1%	16,5%	12,2%
Geotérmico	8,2%	6,0%	7,4%
Eólico	5,0%	9,2%	11,2%
Biomasa	1,6%	1,2%	2,0%
Solar	0,0%	0,03%	0,03%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del DOCSE, 2011, 2016, 2021.

La producción de energía para algunas fuentes se presenta en la figura 2, los mayores incrementos se presentan en la energía solar (2953,3% entre 2012 y 2021) y la eólica (197,8%); por su parte la producción por medio de bagazo experimentó una disminución de 17,5% y la hidro creció en 14,2%.

Figura 2. Evolución de la producción de energía por fuente (gWh)

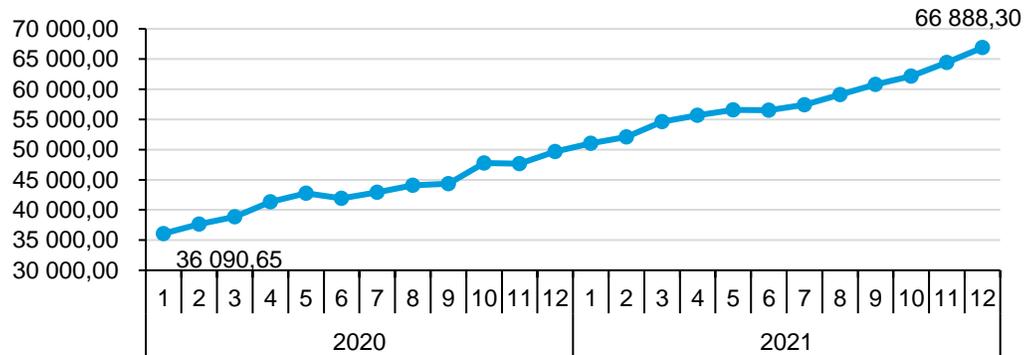


Fuente: Elaboración propia con datos del DOCSE, 2021.

### 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 2021.

Figura 3. Capacidad instalada (kW) de generación distribuida por mes<sup>a/</sup>, 2020-2021



a/ Datos preliminares  
Fuente: Elaboración propia con datos de RIE-089, Aresep.

Para diciembre de 2021 se contaba con 66.888 kW de capacidad instalada en generación distribuida, el 97% de esta corresponde a sistemas fotovoltaicos, 1,5% a biomasa y el 1,5% restante a hidro. El 55,6% 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 Coopeguanacaste se registra la menor capacidad instalada promedio (15,17 kW por generador distribuido), mientras que en Coopelesca se registra el mayor promedio, 60,78 kW por generador distribuido.

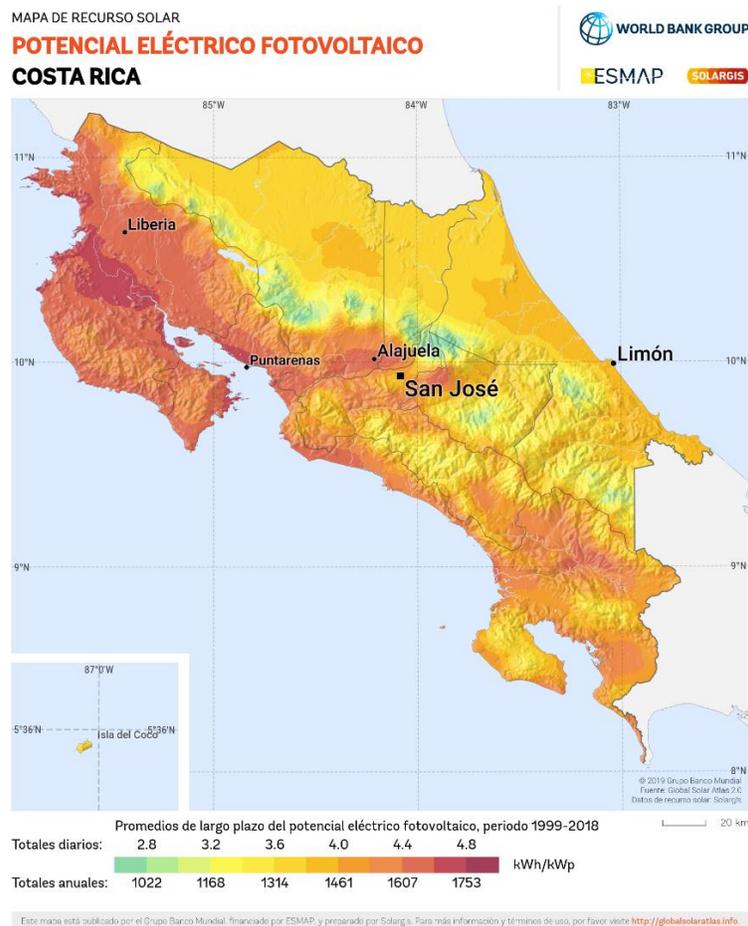
Cuadro 2. Cantidad de generadores distribuidos y capacidad instalada por empresa, diciembre 2021

Empresa	Cantidad	Capacidad instalada kW	Porcentaje capacidad instalada	Capacidad instalada promedio kW
CNFL	1.074	29.856,50	44,6%	27,80
COOPEALFARORUIZ	8	191,50	0,3%	23,94
COOPEGUANACASTE	266	4.036,20	6,0%	15,17
COOPELESCA	80	4.862,50	7,3%	60,78
COOPESANTOS	67	2.135,70	3,2%	31,88
ESPH	149	4.004,79	6,0%	26,88
ICE	1.138	19.219,20	28,7%	16,89
JASEC	48	2.581,91	3,9%	53,79
<b>Total</b>	<b>2.830</b>	<b>66.888,30</b>	<b>100,0%</b>	<b>23,64</b>

a/ Datos preliminares  
Fuente: Elaboración propia con datos de RIE-089, Aresep.

En el estudio “Global photovoltaic power potential by country”<sup>1</sup> 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.

Figura 4. Potencial eléctrico fotovoltaico de Costa Rica, 2020



Fuente: <https://globalsolaratlas.info/download/costa-rica>

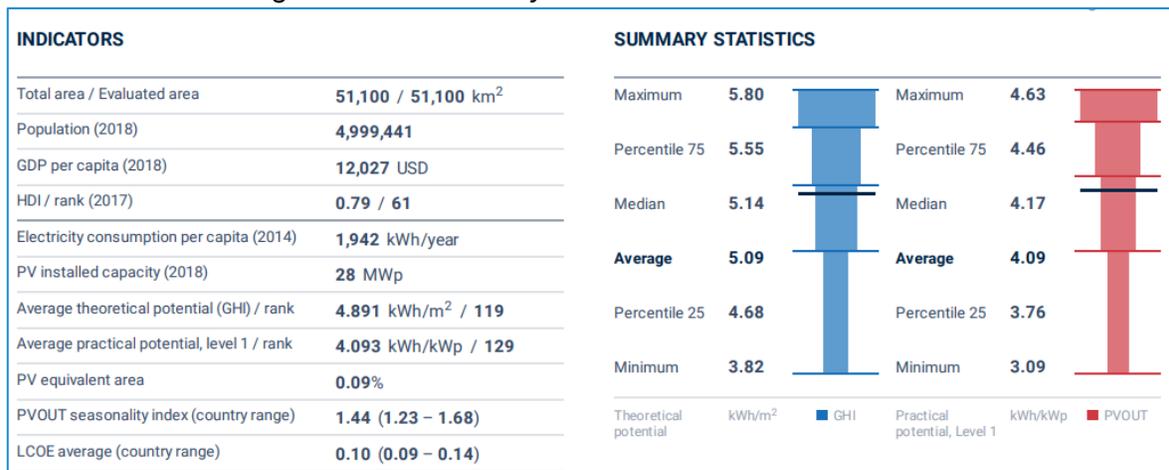
En dicha fuente de información se indica: “Finalmente, **países en el rango medio entre 3.5 y 4.5 kWh/kWp** corresponden al 71% de la población mundial. Esto incluye cinco de los seis países más poblados del mundo (China, India, EEUU, Indonesia, y Brasil) y 100 otros países (Canada, el resto de Latinoamérica, al sur de

<sup>1</sup> <https://documents1.worldbank.org/curated/en/466331592817725242/pdf/Global-Photovoltaic-Power-Potential-by-Country.pdf>

Europa, y países africanos alrededor del Golfo de Guinea, así como Asia central y sudeste)".<sup>2</sup>

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/kWp<sup>3</sup>, 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 Rica<sup>4</sup> se determinó que la generación distribuida para autoconsumo es más rentable para abonados productores residenciales cuyo

<sup>2</sup> 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)."

<sup>3</sup> Interpretación propia del texto original: "Average practical potential, level 1 / rank 4.093 kWh/kWp / 129"

<sup>4</sup> 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.

*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).*

*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 N° 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 2º. 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 2º- Este Reglamento tiene como objeto establecer los requisitos y regulaciones de las concesiones en materia de prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica, en concordancia con los Artículos 5 inciso a) y 9 de la Ley N° 7593*

*(...).*

*Artículo 3º- 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.º 7200 y sus reformas, las cuales serán tramitadas por la ARESEP, según lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley N.º 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.º 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.º 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.º 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.º 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.º 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.º 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.º 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.º 7593.*

*El artículo 6.d) de la Ley N.º 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.º 7593, Decreto 29732-MP.*

*El artículo 9 de la Ley N.º 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.º 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.º 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.º 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."* (Subrayado es nuestro).

*"Artículo 41.-Responsabilidad de la Autoridad Reguladora.*

*Como parte de las responsabilidades y potestades que le asigna la Ley N.º 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.º 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.º 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.º 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 ii), en el cual el legislador definió a la Aresep la función de elaborar el instrumento regulatorio que deberá aplicar el Operador del Sistema para determinar la capacidad de penetración segura de renovables al 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 ii) del inciso f) del artículo 6 de la Ley N.º 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.º 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 éstos 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 la 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.º 43879-MINAE publicado en el Alcance N.º 17 de La Gaceta N.º 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.º 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.º 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.º 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 funcionarían 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.º 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 expreso 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 que 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.º 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**

### **5.1. Propósito**

*El principal objetivo es establecer los criterios aplicables para que el OS determine la máxima capacidad de penetración de fuentes renovables variables de generación en el SEN, de manera que se cumpla con los criterios de seguridad, calidad y desempeño establecidos en la regulación nacional y regional vigente.*

### **5.2. Campo de aplicación**

*Este procedimiento de capacidad de penetración aplica a:*

- a. El Operador del Sistema (OS).*
- b. Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (Agentes del MEN)*
- c. Las centrales o unidades generadoras del SEN, incluyendo centrales conectadas a la red de transmisión o conectadas a la red de distribución y con una potencia superior o igual a un (1) MW, y las empresas propietarias de dicha generación, denominadas a dicho efecto “agente generador” en este procedimiento técnico.*
- d. Todo prestador de servicios auxiliares.*
- e. Generadores distribuidos para autoconsumo.*

*[...]*

- IX.** Que en la sesión ordinaria 45-2024, celebrada el 6 de junio de 2024, cuya acta fue ratificada el 12 de junio de 2024, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, una vez analizada la solicitud formulada y con fundamento en el oficio OF-0128-CDR-2023 del 24 de abril de 2023, en el cual se adjuntó el informe IN-0019-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 sistema eléctrico nacional*”, el informe IN-0018-CDR-2023, que corresponde al informe técnico sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública, así como el oficio OF-0272-DGAJR-2023 del 11 de mayo 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 N° 7593 y sus reformas, en la Ley N.º 10086, en la General de la Administración Pública N° 6227, en el Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, que es el Reglamento a la Ley N° 7593, y en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado.

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

### **RESUELVE:**

- I. Dar por recibido el oficio OF-0128-CDR-2023, 24 de abril de 2023 en el cual se adjuntó el informe IN-0019-CDR-2023 correspondiente al informe técnico final del *“Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el Sistema Eléctrico Nacional”* y el informe IN-0018-CDR-2023, que corresponde al informe técnico sobre las respuestas a las posiciones presentadas en la consulta pública, así como el oficio OF-0272-DGAJR-2023 del 11 de mayo de 2023 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.
- II. Dictar el siguiente *“Procedimiento para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el sistema eléctrico nacional”*, para que se lea de la siguiente manera:

<b>PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD DE PENETRACIÓN SEGURA DE ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL .....</b>	<b>35</b>
<b>1. GENERALIDADES .....</b>	<b>35</b>
1.1. Propósito .....	35
1.2. Campo de aplicación .....	35
1.3. Obligaciones de los sujetos de aplicación .....	36
1.4. Documentos relacionados .....	37
1.5. Definiciones .....	37
1.6. Acrónimos .....	39
<b>2. CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES .....</b>	<b>40</b>
<b>3. TIPOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES VARIABLES.....</b>	<b>41</b>

4.	ANÁLISIS E INFORMACIÓN ESPECÍFICA POR TECNOLOGÍA.....	41
4.1	Eólica .....	41
4.2	Solar fotovoltaica (plantas de agentes generadores).....	42
4.3	Hidroeléctrica a filo de agua (hidro sin embalse) y con embalse de baja capacidad .....	43
4.4	Generación distribuida solar fotovoltaica y eólica de pequeña escala.....	43
5.	ANÁLISIS TRANSVERSALES INDEPENDIENTES DE LA TECNOLOGÍA .....	44
5.1	Análisis de la capacidad de la red de transmisión .....	44
5.2	Análisis de capacidad para la regulación del SEN .....	45
5.3	Análisis integral de los resultados .....	45
6.	PUBLICACIÓN DE CAPACIDAD DE PENETRACIÓN SEGURA DE ERV .....	46
7.	INCUMPLIMIENTOS.....	46
8.	TRANSITORIO.....	46

## PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD DE PENETRACIÓN SEGURA DE ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

### 1. GENERALIDADES

#### 1.1. Propósito

El presente procedimiento establece los criterios aplicables para que el Operador del Sistema (OS) determine la máxima capacidad de penetración de fuentes renovables variables de generación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), de manera que se cumpla con los criterios de seguridad, calidad 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 (OS).
- 2) Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (Agentes del MEN)

- 3) Las centrales o unidades generadoras del SEN, incluyendo centrales conectadas a la red de transmisión o conectadas a la red de distribución y con una potencia superior o igual a un (1) MW, y las empresas propietarias de dicha generación, denominadas a dicho efecto “agente generador” en este procedimiento técnico.
- 4) Todo prestador de servicios auxiliares.
- 5) Generadores distribuidos para autoconsumo.

### **1.3. Obligaciones de los sujetos de aplicación**

- a) Son obligaciones de los agentes del MEN y participantes del SEN:
  - a. Cumplir con las disposiciones que dicte este procedimiento.
  - b. Suministrar al OS la información técnica que requiere para la aplicación de este procedimiento en los plazos y formatos que este determine.
  - c. Reportar al OS las características técnicas y fechas estimadas de inicio de operación de los proyectos de generación que utilicen energías renovables variables.
- b) Son obligaciones del OS:
  - a. Elaborar los análisis y aplicación de criterios establecidos en este procedimiento.
  - b. Mantener actualizada y publicada en su página web la capacidad máxima de penetración con fuentes de energía renovable variable y la capacidad que queda disponible, con base en la información de los proyectos de generación que entren en operación en el SEN y de la autorización de las conexiones de generadores distribuidos para autoconsumo.
  - c. Aplicar este procedimiento y actualizar como mínimo cada dos años los estudios que permiten obtener la capacidad máxima (potencia máxima) que se puede instalar de fuentes de generación renovable variable, o con un periodo menor si se demuestra técnicamente ante el ente regulador, una mayor necesidad y capacidad de admisión de nuevas fuentes variables o a petición del ente regulador o ente rector. Cuando corresponda, la capacidad máxima de penetración será establecida por zona topológica del SEN, de acuerdo con lo indicado en las secciones 4 y 5, de este procedimiento.

## **1.4. Documentos relacionados**

1.4.1 Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-

1.4.2 Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN), aprobado mediante la resolución RE-0140-JD-2019, en

1.4.3 Procedimiento Integración al SEN de renovables variables y sistemas de almacenamiento, aprobado mediante la resolución RE-0143-JD-2021

1.4.4 Procedimiento de Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN aprobado mediante la resolución RE-0143-JD-2021

1.4.5 Requisitos mínimos de protecciones para plantas generadoras y sistemas de almacenamiento aprobado mediante la resolución RE-0143-JD-2021

1.4.6 Procedimiento para establecer las conexiones al SEN aprobado mediante la resolución RE-0143-JD-2021

1.4.7 Procedimiento para la implementación de enlaces de telecontrol. aprobado mediante la resolución RE-0143-JD-2021

1.4.8 Norma técnica "Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional." (AR-NT-POASEN)

1.4.9 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 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 7200 capítulos I y II.
- d) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: participa en generación en los términos que autoriza la Ley 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 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 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., 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 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.

**Centrales de bombeo:** centrales hidráulicas que operan con dos embalses de acumulación de agua, localizados de manera tal que exista una diferencia de altura entre ellos para permitir el bombeo de agua para su almacenamiento y posterior utilización en la generación de electricidad.

**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 y, por lo tanto, difícil de pronosticar con precisión.

**Hidroeléctrica a filo de agua (o de pasada):** plantas de generación hidroeléctrica sin embalse.

**Hidroeléctrica con embalse de baja capacidad:** plantas de generación con embalses de baja capacidad de almacenamiento, administrables en periodos horarios, diarios y como máximo semanales.

**Instalaciones de generación:** infraestructura civil, eléctrica y mecánica, de una o más unidades de producción de energía eléctrica que se conectan al SEN.

**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 abonados conectados en alta tensión.

**Participantes del SEN:** participantes de la industria eléctrica, sean estos: empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras, abonados o usuarios en alta tensión.

**Propietario de Red:** persona física o jurídica propietario de infraestructura de transmisión o distribución que es parte del SEN.

**Servicios de interés general:** para los efectos de este procedimiento, son 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 del presente procedimiento.<sup>5</sup>

**Sistemas de almacenamiento de energía:** toda tecnología (eléctrica, magnética, mecánica, o química), con capacidad de manera repetida 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.

## 1.6. Acrónimos

**Aresep:** Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de Costa Rica.

**CCSD:** criterios de calidad, seguridad y desempeño

---

<sup>5</sup> Conforme a lo establecido en la Ley N° 10086 del 8 de diciembre de 2021, publicada en el Alcance N° 3 a la Gaceta N° 3 del 7 de enero de 2022.

**DOCSE:** División Operación y Control del Sistema Eléctrico, Operador del Sistema y Operador del Mercado (OS/OM) de Costa Rica.

**ERV:** Energías renovables variables

**ICE:** Instituto Costarricense de Electricidad

**MEN:** Mercado Eléctrico Nacional.

**MER:** Mercado Eléctrico Regional de América Central

**MINAE:** Ministerio de Ambiente y Energía

**OS:** Operador del Sistema

**RMER:** Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

**SEN:** Sistema Eléctrico Nacional.

**SER:** Sistema Eléctrico Regional (de América Central)

## **2. CONSIDERACIONES GENERALES APLICABLES**

Para integrar al SEN instalaciones de generación que utilizan fuentes renovables, el Operador del Sistema debe verificar el cumplimiento del procedimiento “Criterios de seguridad para la planificación, diseño y operación del SEN”, así como los criterios de calidad, seguridad y desempeño (CCSD) establecidos en la regulación regional, de forma que compruebe la disponibilidad y suficiencia de las reservas de regulación, reservas fría, la capacidad de transmisión y la estabilidad transitoria, de pequeña señal y de tensión del SEN.

Es por ello, que, para determinar la capacidad de penetración segura de ERV en el SEN, el Operador de Sistema debe realizar como mínimo los siguientes análisis, según corresponda:

- Análisis de los registros históricos: análisis estadístico del desempeño de la generación renovable variable en los últimos 10 años, o según el máximo registro histórico disponible por tipo de fuente, para determinar la variabilidad y los tipos de eventos que afectan a la operación del SEN y que deben considerarse en el estudio. Dentro de este análisis debe incluirse a los recursos energéticos distribuidos.
- Análisis de la capacidad de la red de transmisión de alta tensión.
- Análisis de capacidad para la regulación del SEN.
- Análisis integral de los resultados.

Los resultados de la aplicación de este procedimiento por parte del Operador de Sistema serán publicados y actualizados en el sitio web, para acatamiento obligatorio de los agentes del MEN, ARESEP, MINAE y cualquier otro interesado.

El informe derivado de la aplicación por parte del OS para determinar la capacidad máxima de penetración segura de ERV con un horizonte de mínimo 3 años y de máximo 5 años, deberá ser actualizado como mínimo cada dos años, o con un periodo menor si el OS lo considera necesario. Los análisis, memorias de cálculos, supuestos a considerar y estudios técnicos los debe realizar el OS, con la participación de los Propietarios de Red, según corresponda y deberán ser de acceso público

El alcance de los análisis que deben realizarse se encuentra en los siguientes apartados del presente documento, de acuerdo con la tecnología de generación con fuentes de ERV.

### **3. TIPOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES VARIABLES**

Los tipos de instalaciones de generación que utilizan recursos renovables variables son las siguientes:

- a)** Hidroeléctricas a filo de agua (de pasada)
- b)** Hidroeléctrica con embalse de baja capacidad
- c)** Eólica
- d)** Solar fotovoltaica
- e)** Generación distribuida solar fotovoltaica y eólica de pequeña escala

### **4. ANÁLISIS E INFORMACIÓN ESPECÍFICA POR TECNOLOGÍA**

En este apartado se describen los análisis básicos o mínimos que deben realizarse, sin limitar la realización de estudios adicionales que sean convenientes y oportunos para satisfacer el propósito de este procedimiento.

#### **4.1 Eólica**

- a) Identificar las características de las variaciones normalizadas de potencia de las plantas eólicas que están en operación en Costa Rica

- b) Clasificar las variaciones de potencia de las plantas eólicas en: rápidas, lentas y muy lentas.
- c) Identificar los eventos que causan las mayores variaciones de potencia.
- d) Determinar las variaciones de potencia que tienen el potencial de afectar negativamente la operación del SEN.
- e) Definir la frecuencia con que ocurren las variaciones de potencia que tienen el potencial de afectar negativamente la operación del SEN.
- f) Definir la magnitud porcentual de las variaciones de potencia de la generación eólica (con respecto a la capacidad total instalada de este tipo de recurso).
- g) Utilizar la magnitud porcentual de las variaciones de potencia en el análisis técnico relacionado con las necesidades de reservas de regulación de potencia en el SEN.
- h) Determinar las correlaciones de la potencia generada entre las distintas plantas eólicas.
- i) Establecer las zonas topológicas del SEN, **identificando los nodos**, con mayor potencial y capacidad disponible para la instalación de generación eólica.
- j) Identificar las zonas geográficas y topológicas, incluyendo **los puntos de conexión**, donde no se recomienda concentrar más instalaciones (en alineamiento con los resultados de los análisis de la capacidad de transmisión del SEN).
- k) Identificar el impacto de la generación eólica en el cumplimiento de los servicios indispensables para la operación del SEN, como la regulación de frecuencia, regulación potencia-frecuencia, regulación de la tensión y respaldo energético, entre otros.
- l) Establecer los requisitos mínimos con respecto a la reserva de regulación, reserva fría y reservas de reactivo, acorde a las zonas de control de tensión y respaldo energético en el parque de generación del SEN.

#### **4.2 Solar fotovoltaica (plantas de agentes generadores)**

- a) Determinar las variaciones normalizadas de la generación.
- b) Identificar las características de las variaciones normalizadas de la generación.
- c) Determinar las correlaciones de la potencia generada entre las plantas actualmente instaladas.
- d) Establecer las zonas topológicas del SEN, **identificando los nodos** con mayor potencial y capacidad disponible para la instalación de generación solar.

- e) Identificar las zonas geográficas y topológicas, los puntos de conexión, donde no se recomienda concentrar más instalaciones (en alineamiento con los resultados de los análisis de la capacidad de transmisión del SEN).
- f) Identificar el impacto de la generación solar en el cumplimiento de los servicios indispensables para la operación del SEN, como la regulación de frecuencia, regulación potencia-frecuencia, regulación de la tensión y respaldo energético, entre otros (en alineamiento con los resultados de los análisis de capacidad de regulación del SEN).
- g) Establecer los requisitos mínimos con respecto a la reserva de regulación, reserva fría y reservas de reactivo, acorde a las zonas de control de tensión y respaldo energético en el parque de generación del SEN.

#### **4.3 Hidroeléctrica a filo de agua (hidro sin embalse) y con embalse de baja capacidad**

- a) Determinar las variaciones normalizadas de la generación y correlaciones entre las plantas actualmente instaladas.
- b) Identificar las zonas geográficas, incluyendo los puntos de conexión, donde no se recomienda concentrar más instalaciones (en alineamiento con los resultados de los análisis de la capacidad de transmisión del SEN) y los motivos, así como las obras necesarias en caso de querer realizar un mayor aprovechamiento de la fuente en un lugar específico.
- c) Identificar el impacto de las plantas hidroeléctricas a filo de agua y con embalse de baja capacidad en el cumplimiento de los servicios indispensables para la operación del SEN, como la regulación de frecuencia, regulación potencia-frecuencia, regulación de voltaje y respaldo energético, entre otros (en alineamiento con los resultados de los análisis de capacidad de regulación del SEN).
- d) Determinar la disponibilidad de respaldo energético en el parque de generación del SEN.
- e) Realizar los análisis técnicos de los excedentes anuales de generación hidroeléctrica y su correlación con la generación eólica y solar fotovoltaica.

#### **4.4 Generación distribuida solar fotovoltaica y eólica de pequeña escala**

- a) Análisis de la información disponible en los Agentes del MEN sobre la generación distribuida actualmente instalada: magnitud, ubicación geográfica, circuitos de distribución donde está conectada.

- b) Establecer las zonas con mayor potencial, identificando los nodos con capacidad disponible para la instalación de generación distribuida.
- c) Identificar las zonas geográficas, los puntos de conexión donde no se recomienda concentrar más instalaciones (en alineamiento con los resultados de los análisis de la capacidad de transmisión del SEN).

## **5. ANÁLISIS TRANSVERSALES INDEPENDIENTES DE LA TECNOLOGÍA**

### **5.1 Análisis de la capacidad de la red de transmisión**

- a) Determinación de las capacidades técnicas de las plantas actualmente instaladas y de la generación distribuida.
- b) Modelado de las plantas ERV en el modelo completo del SEN/SER para estudios eléctricos con el software para simulación de sistemas de transmisión de energía eléctrica. Se debe incorporar a la generación distribuida, con los modelos agregados correspondientes.
- c) Efectuar los estudios eléctricos para la condición actual valorando restricciones de transmisión y las respuestas dinámicas (inercial, regulación primaria de frecuencia, regulación de tensión, estabilidad angular y de tensión, aporte de corriente de falla ante cortocircuitos).
- d) Identificación de las restricciones de transmisión del SEN y entre zonas topológicas del SEN y relacionarlas con la incorporación de más generación ERV.
- e) Realizar los estudios eléctricos para el análisis de sensibilidades con respecto a la instalación de más generación por tipo de fuente y localización geográfica. Definición de la máxima penetración con y sin los refuerzos de transmisión planificados por los agentes transmisores.
- f) Identificación de las magnitudes máximas según el tipo de fuente y valoración del impacto de la combinación de la penetración de las distintas fuentes.
- g) Cálculo de la capacidad remanente de transmisión entre zonas topológicas del SEN, o en su defecto de la falta de capacidad.
- h) Análisis del respaldo que se puede obtener de las interconexiones con otros países.

El estudio debe considerar los planes de expansión de generación y transmisión del SEN, así como las máximas transferencias de potencia regionales.

## **5.2 Análisis de capacidad para la regulación del SEN**

Con una mayor integración de ERV, cuya magnitud es derivada del análisis de la capacidad de transmisión, se debe verificar el cumplimiento mínimo de las reservas de regulación requeridas para la operación del SEN.

Se requiere definir los generadores existentes y futuros que formarán parte de las reservas de regulación primaria, secundaria y terciaria (cálculo para cada año del período de análisis).

También se requiere determinar los requisitos de reservas de regulación y de reserva terciaria en función del grado de instalación de nuevas plantas ERV en el SEN. Se debe determinar si son suficientes los criterios técnicos ya establecidos, o si es necesario ampliarlos.

Asimismo, se deben realizar las siguientes tareas:

- a) Determinación del cumplimiento de las reservas mínimas de regulación en los predespachos de generación, para las condiciones actuales y para una mayor integración de ERV (magnitud derivada del análisis de la capacidad de transmisión del SEN).
- b) Determinación de los requerimientos de respaldo de energía eléctrica para diferentes grados de integración de ERV.
- c) Determinación de los requerimientos de reserva de respuesta rápida, así como en general los servicios auxiliares.
- d) Valoración de las necesidades de mejora en los pronósticos de ERV y la incorporación en los mismos del pronóstico de la generación distribuida.
- e) Valoración de mejoras en el cálculo de la reserva de regulación secundaria (cálculo dinámico).

## **5.3 Análisis integral de los resultados**

Con base en los resultados de las distintas fases del análisis, se determina la máxima capacidad de penetración de fuentes renovables variables de generación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como una distribución máxima de referencia por cada fuente de generación que se está evaluando y el (los) factor(es) limitante(s).

En general se debe determinar la máxima capacidad de ERV que se puede instalar en el SEN para el periodo, los requisitos técnicos que deben cumplirse y acciones correctivas en los sistemas de generación y transmisión del país.

Además, se deben revisar y ajustar cuando aplique, los requisitos técnicos que deben cumplir las nuevas instalaciones en aspectos como:

- Capacidad de soportar bajas y sobre tensiones.
- Capacidad de soportar bajas y sobre frecuencias.
- Capacidad de regulación de la tensión.
- Capacidad de regulación de la frecuencia y reserva de potencia activa.
- Capacidad de limitar la potencia activa de salida.
- Capacidad de aportar corriente durante cortocircuitos en la red de transmisión.
- Cumplimiento de normativa técnica nacional e internacional vigente.

## **6. PUBLICACIÓN DE CAPACIDAD DE PENETRACIÓN SEGURA DE ERV**

Una vez determinada la máxima capacidad de penetración con ERV y aprobada su publicación, el OS deberá publicar dicha capacidad máxima y la capacidad remanente en la página web (actualizada con una frecuencia de, al menos, cada tres meses), conforme vayan conectándose más instalaciones ERV en el SEN. Esta publicación debe incluir los factores limitantes identificados.

## **7. INCUMPLIMIENTOS**

En caso de presentarse incumplimientos de los Agentes del MEN con lo establecido en este procedimiento, el OS debe informar a la Aresep para que esta entidad tome las medidas que corresponda de acuerdo con las leyes y reglamentación vigentes.

## **8. TRANSITORIO**

A partir de la aprobación del presente procedimiento, se otorga al OS un plazo máximo de seis meses para elaborar los formatos y recopilar la información, desarrollar los análisis, estudios, simulaciones, modelaciones, herramientas e informes para implementar este procedimiento y para poner a disposición en el sitio web la capacidad de penetración segura de energía renovables variables por tecnología y zonas topológicas en el SEN.

- III. Tener como respuesta a las posiciones planteadas en la consulta pública celebrada el 24 de febrero de 2023, lo señalado en el oficio OF-0128-CDR-2023 del 24 de abril de 2023 que avaló y adjuntó el informe IN-0018-CDR-2023 del 21 de abril de 2023, correspondiente al Informe de respuesta a las posiciones y agradecer 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 24 de febrero 2023 por la DGAU y notificar la presente resolución en un solo acto a: Inversiones Eólicas Campos Azules S.A.; el Instituto Costarricense de Electricidad; la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L, (Coopesca) y Mersis SRL; lo señalado en el oficio OF-0128-CDR-2023 del 24 de abril de 2023 que avaló y adjuntó el informe IN-0018-CDR-2023 del 21 de abril de 2023.
- 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 para determinar la capacidad de penetración segura de energías renovables variables en el sistema eléctrico nacional”.
- 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.
- IX. **Transitorio.** A partir de la aprobación del presente procedimiento, se otorga al OS un plazo máximo de seis meses para elaborar los formatos y recopilar la información, desarrollar los análisis, estudios, simulaciones, modelaciones, herramientas e informes para implementar este procedimiento y para poner a disposición en el sitio web la capacidad de penetración segura de energía renovables variables por tecnología y zonas topológicas en el SEN.

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.—Adriana Rojas Navarro, Secretaria a.i. de la Junta Directiva.—1 vez.—O.C.Nº 08-2202410380.—Solicitud Nº518058.—( IN2024874398 ).

**RE-0045-IE-2024**

**SAN JOSÉ, A LAS 13:44 HORAS DEL 18 DE JUNIO DE 2024**

**APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ DE LO DISPUESTO EN LA REFORMA PARCIAL A LA METODOLOGÍA RE-0021-JD-2022 DE PLANTAS HIDROELÉCTRICAS EXISTENTES APROBADA POR LA JUNTA DIRECTIVA POR MEDIO DE LA RESOLUCIÓN RE-0005-JD-2024 DEL 29 DE FEBRERO DE 2024**

**ET-029-2024**

**RESULTANDO:**

- I. Que el 19 de febrero de 2018, mediante la resolución DGT-R-012-2018, la Dirección General de Tributación del Área de Ingresos del Ministerio de Hacienda resolvió la obligatoriedad del uso del sistema de factura electrónica, de conformidad con las especificaciones técnicas y normativas definidas mediante la resolución DGT-R-48-2016 emitida por esa misma dependencia, en donde cabe mencionar que el precio unitario debe estar compuesto por un número con 13 enteros y 5 decimales.
- II. Que el 29 de marzo de 2022, mediante la resolución RE-0021-JD-2022, la Junta Directiva de la Aresep aprobó la *“Metodología de fijación de tarifas para generadores privados amparados al capítulo i de la ley 7200 que hayan renovado y que renueven contrato de compra-venta de electricidad con el instituto costarricense de electricidad (ice)”*, la cual fue publicada en Alcance 74 a La Gaceta 70 del 19 de abril de 2022, y deroga la anterior metodología dictada por medio de la resolución RJD-009-2010 del 7 de mayo de 2010 y sus reformas.
- III. Que el 12 de enero de 2024, mediante la resolución RE-0004-IE-2024, la Intendencia de Energía (IE) fijó la tarifa de referencia para las plantas hidroeléctricas existentes, la cual fue publicada en el Alcance 8 a La Gaceta 8 del 17 de enero de 2024 (ET-094-2023 folios 152 al 207).
- IV. Que el 29 de febrero de 2024, mediante la resolución RE-0005-JD-2024, la Junta Directiva de la Aresep aprobó la *“Modificación parcial de las metodologías tarifarias para generadores privados amparados al capítulo I de la Ley 7200 que hayan renovado y que renueven contrato de compra-venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), aprobadas por la Junta Directiva de La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, mediante las resoluciones RE-0021-JD-2022”*, la cual fue publicada en Alcance 55 a La Gaceta 50 del 15 de marzo de 2024.

- V. Que el 29 de abril de 2024, se publicó la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta 75 y el 2 de mayo de 2024 en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra, a celebrarse el 30 de mayo de 2024 (folios 64 al 66).
- VI. Que el 30 de mayo de 2024, se llevó a cabo la audiencia pública, de forma virtual, mediante la plataforma Zoom, tal y como consta en el acta AC-0410-DGAU-2024 (folio 71).
- VII. Que el 3 de junio de 2024, mediante el informe IN-0332-DGAU-2024, la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) remitió a la IE el informe de oposiciones y coadyuvancias (folio 72).
- VIII. Que el 17 de junio de 2024, mediante el informe técnico IN-0084-IE-2024, la IE analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó, entre otras cosas, fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados hidroeléctricos existentes que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas hidroeléctricas privadas existentes con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por la Aresep (corre agregado en autos).

#### **CONSIDERANDO:**

- I. Que del informe técnico IN-0084-IE-2024 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, de conformidad con lo establecido en el artículo 5 de la Ley 7593, se dispone lo siguiente:*

*[...] 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 electricidad en su etapa de generación. 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. [...]*

*Por su parte el artículo 30 del mismo cuerpo normativo señala:*

*[...]*

*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. (el subrayado no es parte del original)*

*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) [...]*

*Asimismo, el artículo 31 de la Ley 7593 establece que:*

*Para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, la Autoridad Reguladora tomará en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras. En este último caso, se procurará fomentar la pequeña y la mediana empresa. Si existe imposibilidad comprobada para aplicar este procedimiento, se considerará la situación particular de cada empresa.*

*Los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan nacional de desarrollo, deberán ser elementos centrales para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos. No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público.*

*La Autoridad Reguladora deberá aplicar modelos de ajuste anual de tarifas, en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, tales como inflación, tipos de cambio, tasas de interés, precios de hidrocarburos, fijaciones salariales realizadas por el Poder Ejecutivo y cualquier otra variable que la Autoridad Reguladora considere pertinente.*

*[...]*

*Del artículo 31 se desprende por un lado que la Aresep deberá aplicar modelos y ajustes anuales de tarifas en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, y para dichas fijaciones deberá tomar en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras.*

*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. [...]*

*En este sentido para efectos de este estudio tarifario se aplicará lo dispuesto en la "Metodología de fijación de tarifas para generadores privados amparados al capítulo i de la ley 7200 que hayan renovado y que renueven contrato de compra-*

venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)", dictada mediante la resolución RE-0021-JD-2022 y su reforma parcial mediante la RE-0005-JD-2024.

### **III. ANÁLISIS DEL ASUNTO**

#### **1. Sobre la modificación parcial a la resolución RE-0021-JD-2022, dictada mediante la resolución RE-0005-JD-2024.**

En relación con los cambios introducidos en la metodología vigente (RE-0021-JD-2022) es conveniente extraer de la resolución RE-0005-JD-2024, lo siguiente:

"[...]

#### **Resumen de los cambios introducidos en esta propuesta respecto a la metodología vigente RE-0021-JD-2022.**

##### **3.2.4 Definición de la banda tarifaria**

(...)

Las principales consideraciones que se toman en cuenta para establecer la banda tarifaria son las siguientes:

- Para la determinación de la banda tarifaria, se deben excluir los valores extremos de los costos de explotación, para eso la Intendencia de Energía o el área encargada de fijar las tarifas deberá justificar técnicamente el criterio estadístico que se utilizará para esa exclusión.
- Se calcula la desviación estándar correspondiente a todos los datos utilizados para estimar el costo de explotación anual promedio por grupo.
- Se calcula la cantidad de desviaciones estándar del conjunto de datos utilizados para estimar el costo de explotación anual promedio para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas a las cuales se pretende aplicar la metodología, dato que se incorpora en el cálculo del límite inferior de la banda tarifaria, cumpliendo el siguiente criterio.

$$X = Y - 1$$

Sujeto a la restricción:

$$Y > 0$$

Donde,

*X = Cantidad de desviaciones estándar a incluir en la estimación del límite inferior de la banda tarifaria de cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas a las cuales se pretende aplicar la metodología.*

*Y = Cantidad mínima de desviaciones estándar en términos absolutos que son necesarias para que el costo de explotación anual promedio sea 0 o negativo. Estimada como el costo explotación anual promedio de cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas dividida entre el valor de la desviación estándar de cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas. En caso de que el resultado sea diferente a un número entero, se redondea al número entero superior.*

*Si no fuera posible calcular el valor de Y, la variable "X" tomará el valor de 0.*

- El límite superior se establece utilizando el costo de explotación anual promedio de grupo más una desviación estándar ( $Ca_f + \sigma$ ).*
- El límite inferior de la banda se establece con el valor del costo de explotación anual promedio menos el monto correspondiente a la cantidad de desviaciones estándar estimada para incorporar en el límite inferior multiplicada por la desviación estándar para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente, a las cuales se pretende aplicar la metodología ( $Ca_f - X\sigma$ ).*

*(...)*

### *3.7 Rentabilidad ( $K_e$ )*

*(...)*

*El beta apalancado se obtiene de la siguiente fórmula:*

$$\beta_a = \beta_d * (1 + (1 - t) * \frac{D}{K_p})$$

*Donde:*

*$\beta_a$  = Beta apalancada.*

*$\beta_d$  = Beta desapalancada.*

*$D/K_p$  = Relación entre deuda y capital propio (se considera igual a cero).*

*t = Tasa de impuesto sobre la renta.*

*El valor de la deuda (D) se tomará como cero (0) dado que la metodología no incluye gastos financieros de conformidad con la normativa vigente aplicable y porque según las premisas del modelo, se trata de tarifar plantas cuyo costo de inversión inicial ya fue cubierto vía tarifas mediante anteriores contratos. Dado que el valor de la Deuda (D) es cero (0), la beta desapalancada y la beta apalancada son iguales.*

(...)

4. *Relación entre deuda y capital propio (D/Kp): Se estima con la fórmula  $D/Kp = Y/(1-Y)$ , donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará un promedio ponderado por potencia contratada de la información más reciente referente al nivel de financiamiento de cada tipo de planta privada de generación eléctrica, derivada de la contabilidad regulatoria o la que esté disponible en la Autoridad Reguladora. Para efectos de esta metodología se considera un valor de  $D=0$ .  
[...]*

## **2. Aplicación de lo dispuesto en la reforma parcial a la metodología RE-0021-JD-2022 mediante la RE-0005-JD-2024.**

En este caso, de acuerdo con lo establecido en el transitorio de la reforma aprobada por medio de la resolución RE-0021-JD-2022, lo que corresponde es utilizar como referencia la información de la última fijación tarifaria que haya sido aprobada, ajustando únicamente lo correspondiente a la estimación de la banda tarifaria y rentabilidad.

La fórmula general del cálculo tarifario, establecida en la mencionada metodología vigente aplicable, es la siguiente:

### **2.1 Banda Tarifaria**

Se calcularán dos (2) bandas tarifarias, una aplicable a plantas eólicas y una aplicable a plantas hidroeléctricas que cumplan con los supuestos supra citados, según las siguientes fórmulas:

Tarifa tope  
( $TT_f$ ):

$$TT_f = \frac{(Ca_f + \sigma) + (I_f * Xu_f * Ke_f)(H_f * Fp_f)}{\quad}$$

Tarifa piso  
( $TP_f$ ):

$$TP_f = \frac{(Ca_f - X\sigma) + (I_f * Xu_f * Ke_f)(H_f * Fp_f)}{\quad}$$

**En donde:**

- $C_a$  = Costos de explotación unitarios promedios por kW contratado.  
 $\sigma$  = Desviación estándar del costo de explotación del grupo de plantas de generación eléctrica a las cuales se pretende aplicar la metodología, respecto a su costo de explotación promedio, por kW contratado.  
 $X$  = Cantidad de desviaciones estándar a incluir en la estimación del límite inferior de la banda tarifaria de cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas a las cuales se pretende aplicar la metodología. Ver sección 3.2.4 denominada "Definición de la banda tarifaria"  
 $I$  = Inversión unitaria promedio por kW contratado.  
 $X_u$  = Factor promedio de antigüedad de las plantas.  
 $K_e$  = Costo de capital.  
 $H$  = Cantidad de horas anuales promedio que el grupo de plantas estuvo en operación generando energía para venta al ICE en los últimos 5 años.  
 $F_p$  = Factor de planta.  
 $f$  = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (h) o eólica (e) para la cual se calcula la banda.

Es importante destacar que el límite superior de las bandas tarifarias (tarifa tope) se determina considerando el costo de explotación promedio más una desviación estándar, calculando el tope el grupo de plantas hidroeléctricas a las que les aplica la metodología, con la información correspondiente a cada fuente de generación.

El límite inferior de las bandas tarifarias (tarifa piso) se determinará con base en el promedio de costo de explotación menos el monto correspondiente a la cantidad de desviaciones estándar definida para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas multiplicada por la desviación estándar estimada para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente, con la información correspondiente a cada fuente de generación.

El siguiente cuadro resume la actualización de las principales variables de esta aplicación anual de oficio:

**Tabla 1**  
**Banda tarifaria para plantas privadas hidroeléctricas existentes**

Variables	Minimo	Promedio	Máximo
Inversión (\$/kW)	4891,73	4891,73	4891,73
Costo Explotación (\$/kW)	40,99	216,84	275,45
Factor de utilización remanente	37,14%	37,14%	37,14%
Rentabilidad	10,20%	10,20%	10,20%
Horas en operación	4975,94	4975,94	4975,94
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
<b>Precio \$/kWh</b>	<b>0,04549</b>	<b>0,08083</b>	<b>0,09261</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía, Aresep.

A continuación, se detalla la forma en que se calculó cada una de las variables según la citada metodología vigente aplicable.

## **2.2 Cálculo de las variables del modelo**

### **2.2.1 Costo anual de explotación (Ca)**

El costo anual de explotación representa los costos necesarios para mantener y operar una planta en condiciones normales para nuestro país. No incluye gastos de depreciación y gastos financieros, de conformidad con la normativa vigente aplicable y porque según las premisas del modelo, se trata de tarifar a plantas cuyo costo de la inversión inicial ya fue cubierto vía tarifas mediante anteriores contratos.

Al respecto, la metodología aprobada mediante la resolución RE-0021-JD-2022, establece:

*“El cálculo de este valor se hará mediante el uso de la información financiero-contable del grupo de plantas a las que les aplique esta metodología y se considerará en el cálculo únicamente los costos necesarios para mantener y operar la potencia contratada por el ICE, que corresponde al servicio público regulado.*

*Esa información deberá estar justificada de conformidad con el artículo 33 de la Ley 7593, no se contemplarán los costos que no correspondan a los necesarios para mantener y operar la potencia contratada por el ICE, indicados en el apartado anterior, ni los definidos en el artículo 32 de esa misma Ley, y contemplará únicamente los costos útiles y utilizables necesarios para prestar el servicio público regulado, que es la venta de energía al ICE.”*

La fórmula de cálculo establecida en la metodología tarifaria, utilizada en el presente estudio para calcular el costo anual de explotación es la siguiente:

$$Ca_i = \frac{CaT_i}{Pcon_i}$$

**Donde:**

**Ca<sub>i</sub>** = Costo de explotación unitario de la planta *i*.

**CaT<sub>i</sub>** =

*Costo de explotación total anual de cada planta para mantener y operar la proporción contratada por el ICE de la planta en condiciones normales.*

**Pcon<sub>i</sub>** = Potencia contratada en kW, de la planta *i* para el periodo de corte (cierre fiscal).

***i*** = Cada una de las plantas por grupo.

*Para la determinación de los costos de explotación, en el presente estudio se utilizó la información presentada por los generadores privados de plantas hidroeléctricas existentes, en el marco del proceso de Contabilidad Regulatoria promovido por la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo dispuesto en la RIE-132-2017 y la RE-0060-IE-2021, información con corte a diciembre 2022.*

*En este contexto, dicha determinación de costos tarifarios implicó la revisión, análisis y validación de la información y documentación presentada por las empresas con sus justificaciones trazables y razonables sobre los costos necesarios para mantener y operar la planta a la luz del principio al costo y los lineamientos establecidos en la Ley 7593. Es importante mencionar que la información incluida en la Contabilidad Regulatoria es pública y consta en el expediente OT-009-2023, además se incluye en el anexo 17 "Información de Contabilidad Regulatoria" del presente informe.*

*De esta manera, se recolectaron datos de las Contabilidades Regulatorias mencionadas a partir de los cuales se calcularon los costos de explotación de 8 plantas con contratos vigentes de compra-venta de energía con el ICE y excluyendo aquellas cuyos contratos están vencidos y el ICE señaló la negativa a su renovación.*

*Las plantas contempladas en el cálculo fueron: Caño Grande S.A., El Embalse S.A., Hidrovenecia S.A., Doña Julia S.R.L., Suerkata S.R.L., Matamoros S.A., Río Lajas S.A. y Tapezco.*

*Se excluyó la planta La Rebeca la Marina, debido a que, a la fecha de la elaboración del presente informe, no ha brindado respuesta al oficio OF-0597-IE-2023 mediante el que se le solicitó información necesaria para el análisis y validación de sus costos presentados en la contabilidad regulatoria (según consta en los folios 568 del OT-009-2023).*

*A partir de las contabilidades regulatorias presentadas, las aclaraciones y justificaciones posteriores remitidas por las empresas, la IE realizó el análisis y valoración de los costos y gastos en estricto apego al marco jurídico vigente presentado a continuación:*

*De conformidad con lo establecido por el artículo 4 inciso c) de la Ley de la Aresep Ley 7593, son objetivos fundamentales de la Aresep, asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esa Ley. Dicho artículo 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 6 incisos a) y d) de la Ley de comentario señalan respectivamente, que corresponde a la Autoridad Reguladora, 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 las 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, debiendo fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos respectivos.*

*Asimismo, 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.*

*Al respecto, el artículo 32 de la Ley 7593, establece lo siguiente:*

*“Artículo 32. - Costos sin considerar*

*No se aceptarán como costos de las empresas reguladas:*

- a) Las multas que les sean impuestas por incumplimiento de las obligaciones que establece esta ley.*
- b) Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.*
- c) Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.*
- d) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.*
- e) Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.*
- f) El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora.”*

*Adicionalmente, el artículo 33 de la mencionada ley y su reglamento establecido por el Decreto 29732, indican que las peticiones de los prestadores sobre tarifas deben estar debidamente justificadas con su correspondiente información de respaldo.*

*De lo citado anteriormente y de lo establecido en la metodología tarifaria vigente, se desprende 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.*

*Conforme a las disposiciones citadas, la Aresep tiene competencia exclusiva y excluyente en la regulación, fijación y supervisión de las tarifas o precios de los servicios públicos, incluyendo las tarifas de servicios del suministro eléctrico, encontrándose en la obligación de realizar análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios para determinar las fijaciones tarifarias debiendo observar los principios de servicio al costo y equilibrio financiero, siendo que el ejercicio de tales competencias tiene su fundamento constitucional en lo establecido en el artículo 46 de la Constitución Política.*

*En este sentido se ha manifestado la Procuraduría General de la República al señalar que:*

*El legislador define no sólo cómo debe ser la tarifa, qué elementos debe contemplar, sino también cuáles costos no puede considerar. Se trata de una facultad atribuida en el artículo 32, que autoriza a la Autoridad para desconocer como costos de las empresas reguladas las erogaciones que considere innecesarias o ajenas a la prestación del servicio, así como para apreciar si los gastos de operación son proporcionales respecto de los gastos normales de actividades equivalentes. Dictámenes Ns. C- 329-2002 de 4 de diciembre de 2002 y C-242-2003 de 11 de agosto de 2003), reiterado en C-1141-2016 de 20 de junio de 2016.*

*De conformidad con lo señalado por las disposiciones legales citadas (artículos 3 inciso b), 4 inciso c), 6 incisos a) y d), 14, 31 y 32 de la Ley 7593), la Autoridad Reguladora tiene plena competencia para realizar las respectivas revisiones y valoraciones que le lleven a determinar los costos necesarios para la prestación del servicio público.*

*En este contexto, se procede a continuación a detallar por cada empresa los rubros de costos y gastos no considerados o excluidos, para lo cual se contempla la revisión de la información adicional presentada por las empresas en sus posiciones a la audiencia pública. Lo anterior, con la debida justificación a la luz de lo establecido en el artículo 32 de la Ley 7593:*

**Hidroeléctrica Caño Grande S.A.:** *Se excluyen gastos por un total de ¢4 690 533,33, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-009-2023 (folio 296) y en el anexo 17 “Información de Contabilidad Regulatoria” del presente informe, por las razones que se detallan a continuación para cada uno de los gastos no considerados:*

Descripción	Monto ¢	Justificaciones exclusión según artículo 32 Ley 7593
Cable	175 044,24	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Consumibles de menaje	47 699,19	Compra de consumibles de menaje
Mantenimiento de menaje	25 663,72	Mantenimiento de consumibles de menaje
Proyección comunitaria	149 881,41	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Proyección comunitaria	507 931,15	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Tributos	75 000,00	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Otros menores	3 405,00	Se excluye ante la falta de justificación como gasto necesario para el servicio público.
Cuotas y suscripciones	2 705 908,62	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Donaciones, patrocinios, becas, etc	900 000,00	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Donaciones, patrocinios, becas, etc	100 000,00	Gasto justificado por la empresa como necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
<b>Total</b>	<b>4 690 533,33</b>	

**El Embalse S.A.:** Se excluyen gastos por un total de ¢2 718 344,84, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-009-2023 (folio 325) y en el anexo 17 "Información de Contabilidad Regulatoria" del presente informe, por las razones que se detallan a continuación para cada uno de los gastos no considerados:

Descripción	Monto ¢	Justificaciones exclusión según artículo 32 Ley 7593
Cable	138 938,07	Gasto no justificado como necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Gastos de alimentación personal y Junta Directiva	283 164,98	Según facturas se excluyen gastos por alimentación por no ser necesarios para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Cuotas y suscripciones	2 296 241,79	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
<b>Total</b>	<b>2 718 344,84</b>	

**Hidrovenecia S.A.:** Se excluyen gastos por un total de ¢4 103 547,23 de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-009-2023 (folio 267) y en el anexo 17 "Información de Contabilidad Regulatoria" del presente informe, por las razones que se detallan a continuación para cada uno de los gastos no considerados:

Descripción	Monto ¢	Justificaciones exclusión según artículo 32 Ley 7593
Proyección comunitaria	130 000,00	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Menaje de comedor	40 566,37	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Gastos de alimentación personal y Junta Directiva	266 500,00	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Proyección comunitaria	29 954,16	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Otros menores	1 464,28	Se excluye ante la falta de justificación como gasto para el servicio público.
Multas o recargos moratorios por impuestos	278 576,00	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Cuotas y suscripciones	3 356 486,42	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
<b>Total</b>	<b>4 103 547,23</b>	

**Compañía Hidroeléctrica Doña Julia S.A.:** Se excluyen gastos por un total de ¢26 577 177,28 de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-009-2023 (folio 325) y en el anexo 17 "Información de Contabilidad Regulatoria" del presente informe, así como en la posición presentada en la audiencia pública, por las razones que se detallan a continuación para cada uno de los gastos no considerados:

Descripción	Monto ¢	Justificaciones exclusión según artículo 32 Ley 7593
Servicios de asesoría y consultoría precios de transferencia	716 591,25	Gasto no necesario para el servicio público según inciso b del artículo 32.
Seguro contra incendios	14 928 389,93	Se reconoce el monto justificado por la empresa
SEGURO DINERO EN TRANSITO	20 604,42	Gasto no necesario para el servicio público según inciso b del artículo 32.
Materiales mantenimiento tomas de agua	2 424 154,08	Se reconoce el monto justificado por la empresa.
Otras multas y/o sanciones	95 615,00	Gasto no necesario para el servicio público según inciso b del artículo 32.
Donaciones, patrocinios, becas, etc	8 391 822,60	Gasto no necesario para el servicio público según inciso b del artículo 32.
<b>Total</b>	<b>26 577 177,28</b>	

**Suerkata S.R.L.:** Se excluyen gastos por un total de ¢11 791 835,12 de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-009-2023 (folio 80) y en el anexo 17 “Información de Contabilidad Regulatoria” del presente informe, por las razones que se detallan a continuación para cada uno de los gastos no considerados:

Descripción	Monto ¢	Justificaciones exclusión según artículo 32 Ley 7593
Gastos Comedor Empleados	1 185 419,77	Se excluye el gasto por considerarse no necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Certificación Carbono Neutral	3 677 528,50	Se excluye el gasto por considerarse no necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Seguro de póliza de vida empleados privado	1 475 897,52	Se excluye este gasto debido a que ya se reconoce la póliza de riesgos de trabajo, por lo que se considera excesivo según el inciso d, art 32 de la Ley 7593.
Servicios legales	1 815 416,39	Se excluye este gasto ya que la empresa no justifica su asociación con el servicio público, además, no se adjuntaron comprobantes o facturas por parte de la empresa para la verificación de dichos gastos, por lo que se excluye según inciso b del artículo 32 de la Ley 7593.
Servicios de asesoría y consultoría precios de transferencia	996 521,70	Se excluye este gasto ya que la empresa no justifica su asociación con el servicio público, además, no se adjuntaron comprobantes o facturas por parte de la empresa para la verificación de dichos gastos, por lo que se excluye según inciso b del artículo 32 de la Ley 7593.
Cable	861 091,56	Se excluye el gasto por considerarse no necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Donaciones	149 000,01	Se excluye este gasto por considerarse no necesario para el servicio público, según el inciso b, artículo 32.
Gastos de representación	28 318,58	Se excluye este gasto por considerarse no necesario y ajeno el servicio público, según el inciso b, artículo 32.
Gastos Costo IVA	159 884,49	Se excluye este gasto por no ser clara la justificación de la empresa en porque es necesario para el servicio público, además, se debe considerar la aplicación de la prorratea, según lo establece la normativa tributaria, y el detalle de movimientos contables se refiere a nombres de personas, sin adjuntar comprobantes o facturas por parte de la empresa, por lo que se excluye según el inciso b, artículo 32 de la Ley 7593.
Diversos	10 600,00	Se excluye este gasto ya que la empresa no justifica su asociación con el servicio público, además, no se adjuntaron comprobantes o facturas para determinar su asociación con el servicio público, por lo que se excluye según inciso b del artículo 32 de la Ley 7593.
Multas o recargos moratorios por impuestos	65 039,56	Se excluyen estos gastos por no ser necesarios para la prestación del servicio público, según inciso b del artículo 32 de la Ley 7593.
Otros gastos varios	1 367 117,04	Se excluyen estos gastos por no ser necesarios para la prestación del servicio público, según inciso b del artículo 32 de la Ley 7593.
<b>Total</b>	<b>11 791 835,12</b>	

**Matamoros S.A.:** Se excluyen gastos por un total de ¢ 489 446,01 de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-009-2023 (folio 568) y en el anexo 17 “Información de Contabilidad Regulatoria” del presente informe, por las razones que se detallan a continuación para cada uno de los gastos no considerados:

Descripción	Monto ¢	Justificaciones exclusión según artículo 32 Ley 7593
Bonificaciones al personal (incluye gerencial)	311 535,71	Se excluye el gasto por considerarse no necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Servicios de análisis de laboratorio	16 207,32	Se excluye una porción del gasto por considerarse que la factura FE-5422 no corresponde con el rubro indicado y este no está relacionado con el servicio público, según el inciso b, artículo 32.
Gastos de representación	161 702,98	Se excluye el gasto por considerarse no necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
<b>Total</b>	<b>489 446,01</b>	

**Río Lajas S.A.:** Se excluyen gastos por un total de ¢ 86 768 078,61 de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-009-2023 (folio 29) y en el anexo 17 “Información de Contabilidad Regulatoria” del presente informe, por las razones que se detallan a continuación para cada uno de los gastos no considerados:

Descripción	Monto ¢	Justificaciones exclusión según artículo 32 Ley 7593
Gratificación al personal	4 939 647,00	Se excluye el gasto por considerarse no necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Gratificación al personal	4 226 471,00	Se excluye el gasto por considerarse no necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Honorarios Profesionales	12 799 999,92	Se excluye el gasto por gastos médicos al considerarse no necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Salarios y sobresueldos	51 880 510,10	Se excluye el gasto por gastos bonificación de resultados al considerarse no necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Afiliaciones y Suscripciones	7 707 983,83	Se excluye el gasto por considerarse no necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Gastos medicos	5 213 466,76	Se excluye el gasto por considerarse no necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
<b>Total</b>	<b>86 768 078,61</b>	

**Tapezco S.A.:** Se excluyen gastos por un total de ¢ 2 447 324,62 de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-009-2023 (folio 568) y en el anexo 17 “Información de Contabilidad Regulatoria” del presente informe, por las razones que se detallan a continuación para cada uno de los gastos no considerados:

Descripción	Monto ¢	Justificaciones exclusión según artículo 32 Ley 7593
Otros incentivos salariales	15 641,46	Viáticos en atención de fallas y emergencias. Fact 6316- Servicio de restaurante por atención de fallas en la planta
Suministros casa de operadores	1 807 861,54	Gabinete plástico, Carrito con rodines 3 niveles, Estante metálico 5 niveles, Ventilador, Almohada, Colchon, Sabanas, Juego de cubiertos, Centro de bebidas, Vajilla, Vasos y Toallas
Personal	2 654,87	Alimento; sustento para la continuidad del trabajo manteniendo las estructuras civiles, bienes y equipos necesarios para la generación.
Gastos de alimentación personal y Junta Directiva	312 378,74	Alimentación del personal y directivos en casos extraordinarios como reuniones
Viáticos, kilometraje, parqueos y peajes	21 888,85	Peaje y alimentación
Cuotas y suscripciones	286 899,16	Canon de aprovechamiento de aguas, Membresía Pricemart y Suscripción al periódico
<b>Total</b>	<b>2 447 324,62</b>	

Una vez obtenidos los valores anteriores de costos totales por planta (**CaTi**), se divide cada dato entre la potencia contratada correspondiente a cada planta para obtener el costo de explotación unitario (**Ca**), y se convirtieron dichos valores (que

estaban en colones por kW) a la divisa de dólares estadounidenses dividiendo por el promedio simple del Tipo de Cambio de Venta de Referencia del BCCR de diciembre de 2022, fecha de corte de los datos obtenidos de la contabilidad regulatoria, de acuerdo con lo que establece la metodología tarifaria.

En línea con lo anterior, es importante destacar que la información de contabilidad regulatoria de las empresas utilizadas en el cálculo es con corte al cierre fiscal 2022, es decir a diciembre 2022, en cumplimiento de lo indicado en la metodología tarifaria, que establece que la fecha corte de los datos insumo de las variables será la fecha de cierre fiscal establecido a nivel nacional, esto es el 31 de diciembre del año anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley.

Finalmente, a partir de estos datos se calcula el costo anual de explotación promedio para el grupo de plantas hidroeléctricas existentes, este se obtiene como un promedio simple del costo de explotación por kW contratado de cada planta del considerada en el cálculo.

$$Ca_f = \frac{\sum_{i=1}^n Ca_i}{n}$$

**En donde:**

- Ca<sub>f</sub>** = Costo de explotación promedio para cada grupo de plantas.
- Ca<sub>i</sub>** = Costo de explotación anual unitario de la planta *i*.
- f** = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (*h*) o eólica (*e*) para la cual se calcula la banda.
- i** = Cada una de las plantas por grupo.
- n** = Cantidad de plantas por grupo.

Adicionalmente, según la regla empírica del Teorema de Chebyshev, es posible determinar valores atípicos extremos mediante límites establecidos por la desviación estándar de la serie de datos. En un rango confeccionado por dos desviaciones estándar por arriba y dos por debajo del promedio, en este caso no se determinaron valores extremos. Por lo tanto, se calcula el procedimiento del promedio simple considerando todas las plantas.

Por tanto, el costo de anual de explotación (*Ca*) resultante del procedimiento descrito anteriormente para una planta privada hidroeléctrica existente es de 216,84 US\$ por kW (ver Anexo 1).

### **2.2.2 Inversión promedio por kW contratado**

El costo de inversión representa los costos totales necesarios para construir una planta de generación en condiciones normales para nuestro país.

Al respecto, la metodología tarifaria establecida mediante la resolución RE-0021-JD-2022, indicó:

*“El cálculo de este valor se hará mediante el uso de la información financiero-contable que remita cada planta a la que le aplique esta metodología y se considerará en el cálculo únicamente la inversión correspondiente a la potencia contratada por el ICE, que corresponde al servicio público regulado.*

*Esta información deberá estar justificada de conformidad con el artículo 33 de la Ley 7593 y no se contemplarán las inversiones que no correspondan a las necesarias para mantener y operar la potencia contratada por el ICE indicadas en el apartado anterior, ni las definidas en el artículo 32 de esa misma Ley.*

*En este caso, se considerará el valor al costo histórico del activo fijo de propiedad, planta y equipo de cada planta, proporcional a la potencia máxima contratada por el ICE, con su valor actualizado al presente de conformidad con lo establecido en la sección 6.2 de esta metodología. Se utilizará la información financiero-contable de la inversión del último reporte anual disponible a la fecha de inicio del proceso de fijación tarifaria, de conformidad con las disposiciones de contabilidad regulatoria emitidas para este sector.”*

Las fórmulas de cálculo establecidas por la metodología tarifaria, utilizadas en el presente estudio para calcular la variable inversión se detallan a continuación:

$$I_i = \frac{IT_i}{Pcon_i}$$

- $I_i$**  = Monto de la inversión unitaria de la planta  $i$ .
- $IT_i$**  = Inversión total proporcional a la potencia contratada por el ICE de la planta  $i$
- $Pcon_i$**  = Potencia contratada en kW, para la planta  $i$  para el periodo de corte (cierre fiscal).
- $I$**  = Cada una de las plantas por grupo.

$$I_f = \frac{\sum_{i=1}^n I_i}{n}$$

- $I_f$**  = Monto de la inversión promedio para cada grupo de plantas.
- $I_i$**  = Monto de la inversión unitaria de la planta  $i$ .
- $f$**  = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica ( $h$ ) o eólica ( $e$ ) para la cual se calcula la banda.
- $i$**  = Cada una de las plantas por grupo.
- $n$**  = Cantidad de plantas por grupo.

*La información utilizada para calcular los costos de inversión totales por planta, para la generación de energía para venta al ICE, considera 8 de las 9 plantas existentes hidroeléctricas existentes con contrato con el ICE vigente, que remitieron esta información dentro del proceso de contabilidad regulatoria de 2022 de conformidad con la resolución RE-0060-IE-2021 citada.*

*Se destaca que se excluyó la planta La Rebeca la Marina, debido a que, a la fecha de la elaboración del presente informe, no ha brindado respuesta al oficio OF-0597-IE-2023 mediante el que se le solicitó información necesaria para el análisis y validación de sus costos presentados en la contabilidad regulatoria (según consta en el folio 568 del OT-009-2023).*

*Las plantas consideradas en el cálculo son las siguientes: Caño Grande S.A., El Embalse S.A., Hidrovenecia S.A., Doña Julia S.R.L., Suerkata S.R.L., Matamoros S.A., Río Lajas S.A y Tapezco S.A.*

*Los costos de inversión de las plantas (ITI) se calcularon a partir de los valores históricos de los activos de propiedad, planta y equipo asociados a la prestación del servicio público de las plantas hidroeléctricas existentes de sus respectivas contabilidades regulatorias, para luego convertirlas a dólares utilizando el tipo de cambio de venta del momento en que entró en operación cada planta.*

*Posteriormente, de acuerdo con lo establecido en la metodología tarifaria, dichos valores fueron indexados a diciembre de 2022 (cierre fiscal anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria), mediante el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos (IPP-EEUU) para construcciones nuevas (“Inputs to new construction, goods”) obtenido del “Bureau of Labor Statistics” (Series Id WPUIP2310001) y por último, para determinar la variable I<sub>i</sub> se dividió por la capacidad contratada de la fecha en que cada planta entró en operación utilizando datos históricos proporcionados por el CENCE.*

*En relación con el uso del Índice de Precios al Productor de Estados Unidos, la metodología vigente establece su utilización, el cual cumple con las siguientes características: proviene de una fuente de acceso público, especializada en la generación de información técnica y con la información más reciente.*

*Al respecto, en primer lugar, debido a que los costos de inversión de las plantas hidroeléctricas existentes están consignados con fechas cercanas a inicios de los años noventa, por lo que es necesario indexar dichos valores con un índice de precios representativo con datos disponibles desde ese momento.*

*Segundo, el Índice de Precios al Productor Industrial de Estados Unidos WPUIP2310001 proviene de la Oficina de Estadísticas Laborales de Estados Unidos, dicho índice se actualiza cada mes y puede ser recolectado en cualquier momento por medio de internet, por lo que se considera que es una fuente pública especializada de información técnica y con la información más reciente.*

*Tercero, tal y como se ha hecho en esta aplicación tarifaria, la indexación se realizó anualmente.*

*Cuarto, al utilizar este índice una vez más en esta fijación tarifaria considerando las indexaciones de las pasadas fijaciones tarifarias, se ha aplicado, entonces, este índice representativo de manera consistente, ya que ese es el mismo índice que se utilizó en las aplicaciones tarifarias para las plantas existentes desde el año 2013.*

*De acuerdo con lo anterior, se demuestra que, al utilizar este índice para indexar los costos de inversión en la presente fijación tarifaria, se demuestra el cumplimiento de la metodología.*

*Por otro lado, el hecho de que los montos de los costos de inversión estén consignados en colones, no imposibilita la aplicación de este índice extranjero sobre esos datos, siempre y cuando exista un tratamiento de conversión de moneda previo (de colones a dólares de Estados Unidos), tal y como lo realiza la IE.*

*Posteriormente, se aplicó un promedio simple de los datos de inversión de las plantas obtenidos del procedimiento anterior, para calcular el costo de inversión promedio (If).*

*Adicionalmente, según la regla empírica del Teorema de Chebyshev, es posible determinar valores atípicos extremos mediante límites establecidos por la desviación estándar de la serie de datos. En un rango confeccionado por dos desviaciones estándar por arriba y dos por debajo del promedio, en este caso no se determinaron valores extremos. Por lo tanto, se calcula el procedimiento del promedio simple considerando todas las plantas.*

*Así las cosas, el costo de inversión promedio ponderado que resulta de seguir el método de cálculo descrito es de \$ 4 891,73 por kW (ver anexo 2).*

### **2.2.3 Vida remanente promedio (Xu)**

*El factor de antigüedad mide la antigüedad de la planta, expresada en función de su valor remanente, dado el tiempo en que las plantas han estado en operación.*

*De acuerdo con lo establecido en la metodología tarifaria, en el cálculo de esta variable se contemplarán las vidas remanentes de cada planta a la que le aplique esta metodología, considerando la información disponible en la Autoridad Reguladora.*

*En ese sentido, la vida remanente promedio que han tenido las plantas de los generadores privados para la venta de electricidad al ICE, se estima por medio de la siguiente fórmula:*

$$X_u = \left( \frac{V_u - V_{of}}{V_u} \right) * (1 - V_r) + V_r$$

En donde:

- V<sub>u</sub>** = Vida útil promedio de las plantas para generación eléctrica (años).
- V<sub>of</sub>** = Vida en operación promedio del grupo de plantas (años).
- V<sub>r</sub>** = Valor residual de las plantas (10%).
- f** = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (h) o eólica (e) para la cual se calcula la banda.

La vida en operación promedio para el grupo de plantas a los que se les aplica esta metodología se calcula de la siguiente manera:

$$V_{of} = \frac{\sum_{i=1}^n V_{oi}}{n}$$

En donde:

- V<sub>of</sub>** = Vida en operación promedio del grupo de plantas (años).
- V<sub>oi</sub>** = Vida en operación promedio de cada planta.
- i** = Cada una de las plantas por grupo.
- n** = Cantidad de plantas por grupo.
- f** = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (h) o eólica (e) para la cual se calcula la banda.

La vida en operación (**V<sub>oi</sub>**) de cada planta se estimará como la diferencia entre la fecha en que cada planta entró a operar y la fecha del cierre fiscal establecido a nivel nacional, esto es el 31 de diciembre del año anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria (o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley), según la siguiente fórmula:

**V<sub>oi</sub>** = fecha del cierre fiscal establecido a nivel nacional, esto es el 31 de diciembre del año anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria (o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley) - **Fecha de entrada en operación de la planta**

El promedio de la vida en operación del grupo de plantas (**V<sub>of</sub>**) se calcula como un promedio simple de las vidas en operación promedio de las diferentes plantas.

**Nota:** el periodo máximo a considerar para **V<sub>oi</sub>** será el correspondiente a la fuente según el numeral anterior (40 o 20 años, ya sea una planta hidroeléctrica o eólica respectivamente).

Por lo tanto, aplicando los métodos descritos, da como resultado una vida en operación promedio de 27,94 años y un factor de vida remanente promedio de 37,14% (ver anexo 3).

#### **2.2.4 Rentabilidad (Ke)**

De acuerdo con la metodología aprobada mediante la resolución RE-0021-JD-2022, el cálculo de la rentabilidad sobre los aportes al capital se determina mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente como CAPM (en inglés, "Capital Asset Pricing Model").

El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria, según la siguiente fórmula:

$$K_e = K_L + \beta_a * PR + RP$$

Donde:

**Ke** = Rentabilidad sobre los aportes de capital propio.

**KL** = Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.

**PR** = Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.

**RP** = Riesgo país. Es el riesgo de una inversión económica debido sólo a factores específicos y comunes de un cierto país.

**$\beta_a$**  = Beta apalancada de la inversión. Es la covarianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina "apalancada" cuando parte de la inversión se financia con deuda.

El beta apalancado se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\beta_a = \beta_d * \left( 1 + (1 - t) * \frac{D}{K_p} \right)$$

Donde:

**$\beta_a$**  = Beta apalancada.

**$\beta_d$**  = Beta desapalancada.

**D/Kp** = Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero)

**t** = Tasa de impuesto sobre la renta.

En relación con los cambios introducidos en la metodología vigente (RE-0021-JD-2022) es conveniente extraer de la resolución RE-0005-JD-2024, lo siguiente:

[...]

*El valor de la deuda (D) se tomará como cero (0) dado que la metodología no incluye gastos financieros de conformidad con la normativa vigente aplicable y porque según las premisas del modelo, se trata de tarifar plantas cuyo costo de inversión inicial ya fue cubierto vía tarifas mediante anteriores contratos. Dado que el valor de la Deuda (D) es cero (0), la beta desapalancada y la beta apalancada son iguales.*

(...)

*4. Relación entre deuda y capital propio (D/Kp): Se estima con la fórmula  $D/Kp = Y/(1-Y)$ , donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará un promedio ponderado por potencia contratada de la información más reciente referente al nivel de financiamiento de cada tipo de planta privada de generación eléctrica, derivada de la contabilidad regulatoria o la que esté disponible en la Autoridad Reguladora. Para efectos de esta metodología se considera un valor de  $D=0$ .*

[...]"

*Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:*

- *La tasa libre de riesgo (KL): Es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utiliza la tasa con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo, la cual está disponible en la página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos, en la dirección de internet: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>. Se promedian los datos de los últimos 5 años. Para este caso el promedio de la tasa libre de riesgo de los últimos 5 años es de 2,07% (ver Anexo 4).*
- *Prima por riesgo (PR): se empleará la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", la cual está disponible en la página de internet de: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histimpl.xls> Se promedian los datos de los últimos 5 años. Para este caso el promedio simple de la prima por riesgo de los últimos 5 años es de 5,21% (ver Anexo 5).*
- *Riesgo país (RP): se considera el valor publicado para Costa Rica, de los datos denominados "Risk Premiums for the other markets" en donde el riesgo país se denomina "Country Risk Premium". Los valores de esta*

variable y el beta desapalancado se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de internet: [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/ctrypre m.html](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/ctrypre m.html)

Se promedian los datos de los últimos 5 años. Para este caso el promedio simple del riesgo país de los últimos 5 años es de 6,19% (ver Anexo 6).

- *Relación entre deuda y capital propio (D/Kp): Relación entre deuda y capital propio (D/Kp): Se estima con la fórmula  $D/Kp = Y/(1-Y)$ , donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará un promedio ponderado por potencia contratada de la información más reciente referente al nivel de financiamiento de cada tipo de planta privada de generación eléctrica, derivada de la contabilidad regulatoria o la que esté disponible en la Autoridad Reguladora. Para efectos de esta metodología se considera un valor de  $D=0$*

*El valor de la deuda (D) se tomará como cero (0) dado que la metodología no incluye gastos financieros de conformidad con la normativa vigente aplicable y porque según las premisas del modelo, se trata de tarifar plantas cuyo costo de inversión inicial ya fue cubierto vía tarifas mediante anteriores contratos. Dado que el valor de la Deuda (D) es cero (0), la beta desapalancada y la beta apalancada son iguales.*

*En este caso, en concordancia con la reforma parcial a la metodología RE-0021-JD-2022 mediante la resolución RE-0005-JD-2024, la relación entre deuda y capital propio, de las plantas de tipo hidroeléctrico existentes da como resultado 0% (ver Anexo 8).*

- *Beta desapalancada: Para el valor de la beta desapalancada ( $\beta_d$ ), se toman los valores de "Utility General" dispuestos en las fijaciones tarifarias anteriores, y para el dato del 2021, se toma el valor de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran en: [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/Betas.html](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html). Se promedian los datos de los últimos 5 años. Para este caso el valor obtenido de beta desapalancada es de 0,3731 (ver Anexo 7). Al apalancarlo de acuerdo con los dispuesto en la metodología tarifaria, da como resultado un nivel de beta apalancado de 0,3731.*

*Es importante acotar que en esta ocasión se utilizó la beta desapalancada marginal del archivo de Excel de la página web de Damodaran, que contempla el impuesto a las sociedades escalonado, más apegado a la realidad de las empresas cuya tasa impositiva de renta es escalonada en nuestro país también y cuya normativa tributaria contempla una serie de gastos deducibles que hacen que no se termine pagando la tasa total del mismo. Además, ante consulta al autor de la fuente de información se nos*

aclaró que se debe utilizar la marginal toda vez que el pago intereses es deducible del impuesto (lo que genera un escudo fiscal y ahorra impuestos) (ver Anexo 15).

- *Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor-, establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda (30%).*

De acuerdo con lo anterior, el nivel de rentabilidad obtenido es de 10,20% (ver anexo 9).

## **2.2.5 Expectativas de venta**

### **2.2.5.1 Factor de planta**

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, se calcula el factor de planta individual para cada año de los últimos 5 años con información disponible y con ellos se calculará un promedio simple del factor de planta para cada uno de esos años, para obtener el factor de planta promedio para el grupo de plantas (**F<sub>pr</sub>**).

La metodología tarifaria vigente establecida mediante la RE-0021-JD-2022, establece lo siguiente:

*“El cálculo de este valor se hará mediante la información estadística que reciba esta Autoridad Reguladora sobre la producción de cada planta y las horas en las que estuvo en operación entregando energía al ICE durante los 5 últimos años disponibles.*

*El último año por utilizar, corresponde al año previo al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, que termina en la fecha de cierre fiscal establecido a nivel nacional, esto es el 31 de diciembre del año anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley.”*

El factor de planta individual para cada planta se calcula de la siguiente manera:

$$F_{pi,a} = \frac{E_{gi,a}}{P_{coni,a} * H_{i,a}}$$

En donde:

**F<sub>pi,a</sub>** = Factor de planta de cada planta *i* en cada año *a*.

**E<sub>gi,a</sub>** = Cantidad de energía en kWh que cada planta *i* generó en cada año.

**P<sub>coni,a</sub>** = Potencia contratada en kW, para cada planta *i* en cada año *a*.

**H<sub>i,a</sub>** = Cantidad de horas en que la planta estuvo en operación entregando energía para la venta al ICE en cada año.

- I* = Cada una de las plantas por grupo.  
*A* = Cada uno de los 5 años.

El factor de planta anual promedio se calculará de la siguiente manera:

$$Fp_a = \frac{\sum_{i=1}^n Fp_{i,a}}{n}$$

***Fp<sub>a</sub>*** = Factor de planta promedio anual para cada grupo de plantas.

***Fp<sub>ia</sub>*** = Factor de planta de cada planta *i* en cada año *a*.

*I* = Cada una de las plantas por grupo.

*A* = Cada uno de los años.

*n* = Índice que representa la cantidad de plantas por grupo.

Posteriormente, se calcula el factor de planta promedio para el grupo de plantas que se utilizará dentro del modelo, calculado de la siguiente forma:

$$Fp_f = \frac{\sum_{a=1}^Q Fp_a}{Q}$$

***Fp<sub>f</sub>*** = Factor de planta promedio para cada grupo de plantas.

***Q*** = Cantidad de años utilizados para calcular el promedio.

***A*** = Cada uno de los años.

***F*** = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (*h*) o eólica (*e*) para la cual se calcula la banda.

En este contexto, de manera consistente con lo establecido en la metodología tarifaria, se utilizaron los datos de las plantas del grupo antes mencionado que generaron energía en el año respectivo. De acuerdo con la metodología tarifaria se utilizaron los datos del último quinquenio sobre el cual Aresop posea información real. No se han presentado concursos para adquirir energía en el último quinquenio (2018-2022). (Anexo 10).

En lo correspondiente a la información sobre la cantidad de energía generada por planta y la capacidad contratada por el ICE,<sup>1</sup> para el 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 publicados por el Centro Nacional de Control de energía (CENCE). Esta información se encuentra tabulada en el anexo 10.

En cuanto a la capacidad instalada y contratada, en el marco del expediente tarifario ET-095-2019 se procedió a solicitar información a todas las empresas generadoras privadas y al CENCE sobre sus capacidades contratadas, requiriendo que remitieran las fotografías de las placas, estos datos fueron confirmados con el

---

1

CENCE, para el presente estudio por medio del oficio OF-0363-IE-2022 del 13 de mayo de 2022, y adicionalmente se le pidió confirmar si se había presentado algún cambio en la capacidad contratada por el ICE, obteniendo la respuesta del CENCE por medio del 0810-362-2022 del 15 de junio de 2022, en la cual indicó que no ha habido cambios en las capacidades en placa de las plantas ni en las capacidades contratadas por el ICE. (Anexo 13).

A partir de la información detallada en el párrafo anterior, y según lo dispuesto en la resolución RE-0021-JD-2022, se tomaron los datos correspondientes a la capacidad contratada en kW de cada planta. Es importante señalar que, de acuerdo con dicha información, ninguna de las plantas consideradas en el análisis tarifario presentó cambios en sus capacidades entre el 2017 y el 2021. Esta información puede ser consultada en el Anexo 13. Para los casos en los que se pudiera presentar un cambio de placa durante el año, la potencia se considera como el promedio mensual de las potencias señaladas en los informes del CENCE.

### **2.2.5.2 Horas en operación**

Es la cantidad de horas en operación promedio en que el grupo de plantas por fuente estuvo en operación entregando energía para la venta al ICE durante los últimos 5 años anteriores al cálculo tarifario.

Al respecto, la metodología tarifaria vigente establecida mediante la RE-0021-JD-2022, establece:

“El cálculo de este valor se hará mediante la información estadística que reciba esta Autoridad Reguladora sobre las horas en operación de cada planta en el año de cálculo, esto es, las horas en que cada planta del grupo estuvo entregando energía para la venta al ICE.

El último año por utilizar, corresponde al año previo al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, que termina en la fecha de cierre fiscal establecido a nivel nacional, esto es el 31 de diciembre del año anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley.”

Las horas en operación de cada planta se calculan de la siguiente manera:

$$H_{i,a} = \frac{kWh_{i,a}}{P_{con_{i,a}}}$$

En donde:

**H<sub>ia</sub>** = Cantidad de horas en que cada planta estuvo en operación entregando energía para la venta al ICE en cada año.

**kWh<sub>a</sub>** = Kilowatts hora o energía vendida al ICE por cada planta *i* para cada año *a*.

**Pconia** = Potencia contratada en kW, por cada planta *i* para cada año *a*.  
**I** = Cada una de las plantas por grupo.  
**A** = Cada uno de los 5 años.

Las horas en operación promedio anuales se calculan como:

$$H_a = \frac{\sum_{i=1}^n H_{ia}}{n}$$

**Ha** = Cantidad de horas promedio anuales entregando energía al ICE para cada grupo de plantas, para cada uno de los 5 años.

**Hia** = Cantidad de horas en que cada planta *i* estuvo en operación entregando energía para la venta al ICE en cada año.

**i** = Cada una de las plantas por grupo.

**a** = Cada uno de los años.

**n** = Índice que representa la cantidad de plantas por grupo.

Una vez obtenidos los valores anteriores se calculan las horas promedio durante los últimos 5 años entregando energía al ICE para el grupo de plantas de cada fuente, este se obtiene de la siguiente manera:

Las horas en operación de cada planta se calculan de la siguiente manera:

$$H_f = \frac{\sum_{a=1}^Q H_a}{Q}$$

**Hf** = Cantidad de horas promedio entregando energía al ICE para cada grupo de plantas.

**Ha** = Cantidad de horas promedio anuales para cada grupo de plantas, para cada uno de los 5 años.

**a** = Cada uno de los años.

**Q** = Índice que representa la cantidad de años.

**f** = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (*h*) o eólica (*e*) para la cual se calcula la banda.

En relación con las horas en operación reales que cada planta estuvo entregando al ICE, de la misma forma por medio del oficio OF-0363-IE-2022 se le solicitó al CENCE indicar si disponía de datos sobre el total de horas anuales en que las empresas analizadas están en operación entregando energía para venta al ICE, a lo cual dicha entidad por medio del 0810-362-2022, indicó que no lleva registro de la cantidad de horas en operación en la forma requerida por la IE, según lo indicado en la metodología tarifaria.

Bajo este escenario, de acuerdo con el procedimiento establecido en dicha metodología (detallado anteriormente), se procedió a calcular las horas en

operación reales, de la siguiente manera: para cada uno de los años del último quinquenio (2018 a 2022), se estimó un promedio aritmético de las horas en operación reales de cada planta individual para cada año analizado. En el caso de las horas en operación reales entregando energía al ICE por planta, se determinaron a partir del total de energía vendida al ICE para cada año, entre la capacidad contratada por el ICE para la planta respectiva.

Posteriormente, se obtuvo el promedio aritmético de los cinco valores resultantes tanto para el factor de planta como para la variable de horas en operación reales entregando energía al ICE, determinándose de esta manera el dato de factor de planta y de horas en operación reales entregando energía al ICE a utilizar en la fijación tarifaria.

Considerando que, de conformidad con el procedimiento de cálculo metodológico, las horas en operación reales entregando energía al ICE se calculan en relación con la capacidad contratada y la energía generada para venta al ICE, al aplicar la fórmula para la determinación del factor de planta, su resultado es 1. En ese sentido, para el cálculo final de las expectativas de ventas, la variable de horas en operación reales en operación entregando energía al ICE para una planta hidroeléctrica existente, resultantes del procedimiento anterior son 4 975,94 horas (Anexo 11).

### **2.3 Definición de la desviación para la banda tarifaria**

Según la metodología vigente (RE-0021-JD-2022), para establecer la banda tarifaria se realizan los siguientes pasos:

- a. Se calculó la desviación estándar correspondiente a todos los datos utilizados para estimar el costo de explotación promedio, lo que da como resultado US\$ 58,62 por kW (ver Anexo 12).
- b. El límite superior se establece como el costo de explotación promedio actualizado más la desviación estándar, es decir  $US\$ 216,84 + US\$ 58,62$  por kW =  $US\$ 275,45$  por kW (ver Anexo 12).
- c. Límite inferior: se obtiene considerando los cambios introducidos en esta propuesta respecto a la metodología vigente RE-0021-JD-2022.

(...)

#### **3.2.4 Definición de la banda tarifaria**

- El límite inferior de la banda se establece con el valor del costo de explotación anual promedio menos el monto correspondiente a la cantidad de desviaciones estándar estimada para incorporar en el límite inferior multiplicada por la desviación estándar para cada grupo de plantas

hidroeléctricas y eólicas respectivamente, a las cuales se pretende aplicar la metodología  $(Ca_f - X\sigma)$ .  
 (...)

Tomando en consideración la reforma a la metodología RE-0005-JD-2024 planteada anteriormente, se establece el límite inferior como el costo de explotación promedio actualizado menos el monto correspondiente a la cantidad de desviaciones estándar multiplicada por la desviación estándar, es decir  $US\$ 216,84 - 3 * US\$ 58,62 \text{ por kW} = US\$ 40,99 \text{ por kW}$  (ver Anexo 12).

En ningún momento los precios pagados por la compra de energía eléctrica pueden ser mayores que el límite superior de la banda tarifaria vigente, ni menores que el límite inferior de esa banda, según lo establece el artículo 21 del Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200.

### 2.3.1 Cálculo de la banda y estructura tarifaria

A continuación, se presenta un resumen de todas las variables calculadas en esta aplicación tarifaria, en donde el precio respeta las especificaciones técnicas definidas en las resoluciones DGT-R-48-2016 y DGT-R-012-2018 citadas, en donde se resolvió la obligatoriedad del uso del sistema de factura electrónica, de conformidad con las especificaciones técnicas y normativas ahí definidas, en donde cabe mencionar que el precio unitario debe de estar compuesto por un número con 13 enteros y 5 decimales:

**Tabla 2**  
**Cálculo de la banda tarifaria para plantas hidroeléctricas existentes**

Variables	Mínimo	Promedio	Máximo
Inversión (\$/kW)	4891,73	4891,73	4891,73
Costo Explotación (\$/kW)	40,99	216,84	275,45
Factor de utilización remanente	37,14%	37,14%	37,14%
Rentabilidad	10,20%	10,20%	10,20%
Horas en operación	4975,94	4975,94	4975,94
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
<b>Precio \$/kWh</b>	<b>0,04549</b>	<b>0,08083</b>	<b>0,09261</b>

Fuente: Elaboración propia de la Intendencia de Energía, Aresep.

### 3. Estructura Tarifaria

De acuerdo con la metodología vigente (RE-0021-JD-2022) se aplicará la estructura tarifaria o la tarifa única anual que sea definida en el proceso de negociación de las adendas a los contratos renovados vigentes o recontractación por parte del ICE; en caso de una estructura tarifaria horario y/o estacional, el mismo ICE deberá establecer los parámetros aplicables en las bases de contratación o bien dejarla abierta a la presentación de ofertas de venta de parte

*de los generadores privados a los que les aplique esta metodología. Además, el ICE podrá definir o solicitar esa estructura por bloques de energía, todo lo anterior deberá justificarse con base en las necesidades del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) detectadas y optimización del parque de generación disponible en todo momento.*

*La tarifa o precios individuales resultantes de la aplicación de una estructura tarifaria, si así se considera en el acuerdo correspondiente, no podrán ser inferiores o sobrepasar la banda establecida, esto quiere decir que esos precios deben estar dentro de la banda correspondiente vigente al momento de las compras de energía.*

*La estructura tarifaria aplicable será la que considera sólo energía.*

#### **4. Otras Consideraciones**

- *Moneda en que se expresará la tarifa*

*Según lo establece la resolución RE-0021-JD-2022, las tarifas resultantes de la metodología detallada serán expresadas y facturadas en dólares de los Estados Unidos de América (US\$ o \$). Las condiciones en que se realicen los pagos se definirán de conformidad con lo que las partes establezcan vía contractual, y con base en la normativa aplicable.*

- *Ajuste de los valores de la banda tarifaria*

*Los valores de la banda tarifaria se revisarán al menos una vez al año, de conformidad con lo que establece la Ley 7593.*

- *Obligación de presentar información*

*Como se estableció mediante la RE-0021-JD-2022 y en la resolución RE-0060-IE-2021, los generadores privados hidroeléctricos existentes a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria están en la obligación de presentar anualmente a la Aresep, los Estados Financieros Auditados, correspondientes al cierre fiscal finalizado, a más tardar el último día hábil del cuarto mes posterior al respectivo cierre fiscal. Por su parte, deberán cumplir con la presentación de la contabilidad regulatoria en los términos que establece la resolución RIE-132-2017 del 22 de diciembre de 2017, su actualización la resolución RE-0060-IE-2021 del 21 de setiembre de 2021 y las demás resoluciones que se emitan para efectos de recopilar cualquier información necesaria para realizar las labores regulatorias correspondientes.*

- *Aplicación de la metodología*

*El modelo que se presenta es aplicable a las fijaciones tarifarias de las ventas de energía al ICE por parte de generadores privados que produzcan con plantas hidroeléctricas existentes, en el marco de lo que establece el Capítulo 1 de la Ley*

No. 7200, y para aquellas compraventas de energía eléctrica proveniente de plantas hidroeléctricas privadas existentes con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley No. 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por Aresep.

Cualquier otra planta de generación eléctrica bajo leyes especiales y que no cuenten con metodologías tarifarias específicas que les aplique, podrá utilizar las bandas establecidas, siempre que se cumplan con las premisas y consideraciones establecidas en el modelo, especialmente lo referente a que se trate de plantas con fuentes hidroeléctricas, que hayan renovado y que renueven contrato de compra venta de electricidad el ICE u otras empresas que lo permita la normativa vigente y con la inversión ya amortizada.

- **Contabilidad Regulatoria**

Se debe indicar a los generadores privados hidroeléctricos existentes que brindan el servicio público de electricidad en su etapa de generación amparados en el Capítulo I de la Ley 7200, que deben cumplir con las resoluciones RIE-132-2017 “Implementación de la Contabilidad Regulatoria para el Servicio Público Suministro de Electricidad en su Etapa de Generación, prestado por Generadores amparados en el Capítulo I de la Ley 7200, Consorcios de las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas que se dediquen a la Generación de Electricidad y otros similares que el marco legal autorice” del 22 de diciembre de 2017 y su actualización la RE-0060-IE-2021 del 21 de setiembre de 2021.

#### **IV. AUDIENCIA PÚBLICA**

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 7593) y los artículos 50 al 56 del Reglamento de la citada Ley (Decreto 29732-MP) el 8 de diciembre de 2020.

De acuerdo con el oficio IN-0332-DGAU-2024 del 03 de junio de 2024, correspondiente al informe de oposiciones y coadyuvancias (folio 72) y el acta de audiencia AC-0410-DGAU-2024 remitida por la Dirección General de Atención al Usuario (folio 71), no se recibió ninguna posición.

#### **V. CONCLUSIONES:**

1. De la aplicación de la metodología tarifaria aprobada para los generadores privados hidroeléctricos existentes, se obtiene que las expectativas de venta en horas en operación reales son de 4975,94; la rentabilidad es del 10,20%; el costo de explotación es de 216,84 US\$ por kW y el costo de inversión promedio es de 4 891,73 US\$ por kW.

2. *A partir de la actualización de las variables que integran la metodología tarifaria para plantas de generación privadas hidroeléctricas existentes, se obtienen los siguientes valores:*

- *Una banda inferior (límite inferior) de US\$ 0,04549 por kWh.*
- *una banda superior (límite superior) de US\$ 0,09261 por kWh.*

[...]

II. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerando precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es, entre otras cosas, fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados hidroeléctricos existentes que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas hidroeléctricas privadas existentes con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por la Aresep, tal y como se dispone:

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

- I. Fijar la siguiente banda tarifaria para todos los generadores privados hidroeléctricos existentes que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas hidroeléctricas privadas existentes con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por la Aresep, en:
- Banda inferior (límite inferior) de 0,04549 US\$ por kWh.
  - Banda superior (límite superior) de 0,09261 US\$ por kWh.
- II. Para todas aquellas compraventas de energía proveniente de plantas hidroeléctricas existentes con condiciones similares a las que establece el Capítulo I de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por la Aresep, se les aplicará la estructura tarifaria indicada en el Por Tanto I.
- III. Indicar a los generadores privados hidroeléctricos existentes a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante la metodología tarifaria RE-0021-JD-2022 y su reforma parcial mediante la RE-0005-JD-2024, que están en la obligación de presentar anualmente a la Aresep los estados financieros auditados del servicio de generación que prestan, un desglose detallado de los gastos y costos, así como el costo total de la inversión realizada. Lo anterior debe acompañarse de la debida justificación que los relacione con la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica en su etapa de generación, según los lineamientos establecidos en la RE-0060-IE-2021.

- IV.** Indicar a los generadores privados que le vendan energía eléctrica al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo de la Ley 7200, que de no cumplir con la disposición anterior (Por Tanto III), se remitirá a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) la documentación respectiva, con el propósito de que se inicien los procedimientos administrativos correspondientes.
- V.** Establecer que los precios rigen a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

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 incorporan a esta resolución los anexos del informe técnico IN-0084-IE-2024 del 17 de junio de 2024, 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 presentarse 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.—O.C.N° 0822024103800021.—Solicitud N° 518353.—( IN2024874653 ).

## Anexo 1 Costos de explotación

PLANTA	Potencia contratada (kW)	Fecha del costo	¢ / kW-año Diciembre 2022	\$ / kW-año Diciembre 2022
Rebeca		No entregó Contabilidad Regulatoria	0	0
Tapezco	186	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	138 567	263
Santa Rufina		No entregó Contabilidad Regulatoria	0	0
Río Segundo II		Se excluye por no renovación de contrato	0	0
El Embalse	1 500	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	108 158	205
Poás I y II		Se excluye por no renovación de contrato	0	0
Caño Grande	2 570	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	144 675	274
Suerkata	2 700	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	90 657	172
Hidrovenecia	3 280	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	108 116	205
Matamoros	4 828	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	154 867	294
Río Lajas	10 000	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	108 483	206
Don Pedro		Se excluye por no renovación de contrato	0	0
Platanar		Se excluye por no renovación de contrato	0	0
Volcán		Se excluye por no renovación de contrato	0	0
Doña Julia	17 400	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	60 856	115
<b>PROMEDIO</b>			<b>114 297,46</b>	<b>216,84</b>
<b>DESVIACIÓN ESTÁNDAR</b>			<b>30 896,62</b>	<b>58,62</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la Intendencia, ICE y generadores privados.

## Anexo 2 Costo de inversión actualizados

PLANTA	Potencia (KW)	Fecha del costo	\$ / kW diciembre 2022
Rebeca		No entregó Contabilidad Regulatoria	
Tapezco	186	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	3 192,27
Santa Rufina	0	Se excluye por no renovación de contrato en el 202	
Río Segundo II	0	Se excluye por no renovación de contrato en el 202	
El Embalse	1 500	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	5 596,07
Poás I y II	0	Se excluye por no renovación de contrato en el 202	
Caño Grande	2 570	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	5 574,70
Suerkata	2 700	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	4 941,90
HidroVenecia	3 280	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	3 087,58
Matamoros	4 828	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	6 751,54
Río Lajas	10 000	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	4 890,72
Don Pedro	0	Se excluye por no renovación de contrato en el 202	
Platanar		Se excluye por no renovación de contrato en el 202	0,00
Volcán	0	Se excluye por no renovación de contrato en el 202	
Doña Julia	17 400	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	5 099,09
<b>Resumen</b>	<b>42 464</b>		<b>4 891,73</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE y Aresep.

**Anexo 3**  
**Vida en operación promedio**

<b>PLANTA</b>	<b>Fecha Inicio</b>	<b>Fecha Actual</b>	<b>Vida en Operación</b>
CAÑO GRANDE	nov-93	dic-22	29,09
DOÑA JULIA	dic-98	dic-22	23,95
EMBALSE	dic-97	dic-22	24,99
HIDROVENECIA (CAÑO GRANDE	mar-99	dic-22	23,74
MATAMOROS	dic-97	dic-22	24,99
REBECA	ene-95	dic-22	27,93
RÍO LAJAS	ago-97	dic-22	25,35
SANTA RUFINA	ene-55	dic-22	40,00
SUERKATA	dic-95	dic-22	26,97
TAPEZCO	ago-90	dic-22	32,36
<b>TOTAL</b>			<b>27,94</b>

Fuente: Elaboración propia

**Factor de Vida Remanente**

<b>Vida Útil</b>	<b>Vida en Operación</b>	<b>Valor de Rescate</b>	<b>Factor de Antigüedad</b>
40,0	27,94	10%	37,14%

Fuente: Elaboración propia

**Anexo 4**  
**Tasa libre de riesgo**

<b>Promedio</b>	<b>Tasa (%)</b>
2018	2,91
2019	2,14
2020	0,89
2021	1,44
2022	2,95
<b>Promedio</b>	<b>2,07</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia con datos de la Reserva Federal de Estados Unidos.

**Anexo 5**  
**Prima por riesgo**

<b>Periodo</b>	<b>Tasa</b>
2018	5,96%
2019	5,20%
2020	4,72%
2021	4,24%
2022	5,94%
<b>Promedio</b>	<b>5,21%</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia con datos de Aswath Damodaran

**Anexo 6**  
**Riesgo País**

<b>Periodo</b>	<b>Tasa</b>
2018	6,25%
2019	4,44%
2020	5,33%
2021	5,44%
2022	9,49%
<b>Promedio</b>	<b>6,19%</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia con datos de Aswath Damodaran

**Anexo 7**  
**Beta desapalancada por año**

<b>Industry Name</b>	<b>Beta Desapalancado</b>
Utility (General) enero 2019	0,1777
Utility (General) enero 2020	0,1933
Utility (General) enero 2021	0,4858
Utility (General) enero 2022	0,6007
Utility (General) enero 2023	0,4081
<b>Promedio</b>	<b>0,3731</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de Aswath Damodaran

## Anexo 8 Determinación Apalancamiento (Beta apalancada)

Empresa	Capacidad Contratada	Peso relativo	Pasivo costo financiero	Total Activo	% Razón Apalancamiento
El Embalse	1 500,00	0,04	0	3 412 269 759,12	0,00%
Caño Grande	2 570,00	0,06	0	5 022 375 587,87	0,00%
Suerkata	2 700,00	0,06	1 012 766 140,00	3 025 983 418,76	0,00%
Hidrovenecia	3 280,00	0,08	29 315 450,16	4 344 024 907,10	0,00%
Matamoros	4 828,00	0,11	1 480 613 973,69	6 028 976 303,69	0,00%
Río Lajas	10 000,00	0,24	0	936 635 487,79	0,00%
Doña Julia	17 400,00	0,41	0	30 468 274 091,02	0,00%
Tapezco	186,00	0,00	0	120 613 361,74	0,00%
<b>TOTAL</b>	<b>42 278,00</b>	<b>1,00</b>			<b>0,00%</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la intendencia, ICE y generadores privados.

## Anexo 9 Nivel de Rentabilidad y Beta Apalancado

Símbolo	Descripción	Valor
$\rho =$	Rentabilidad	10,20%
KL=	Tasa libre de riesgo	2,07%
$\beta a=$	Beta apalancado	0,3731
PR=	Prima por riesgo	5,21%
RP=	Riesgo país	6,19%
$\beta a=$	<b>Beta apalancado</b>	<b>0,3731</b>
Y =	Deuda	0,00%
Kp =	Capital Propio	100,00%
t =	Tasa impositiva	30,00%

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de Aswath Damodaran

## Anexo 10 Generación de energía mensual por planta (2018-2022)

PLANTA	PRODUCCION DE ENERGIA 2018 (kWh)												Total 2018
	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	
CAÑO GRANDE	1 768 425	1 397 679	1 035 695	903 877	1 308 267	1 728 527	1 692 254	1 842 850	1 614 468	1 402 871	1 628 533	1 002 405	17 325 851
DON PEDRO	9 310 907	5 272 909	2 135 064	1 264 202	2 960 091	5 593 018	7 910 860	8 840 943	4 554 817	4 498 733	5 127 784	2 470 049	59 939 378
DOÑA JULIA	11 645 105	9 261 433	6 453 529	6 639 968	7 399 621	9 638 041	11 587 163	11 010 692	8 737 646	5 663 619	9 331 226	5 328 818	102 696 862
EL EMBALSE	962 366	693 598	513 435	357 428	362 618	518 742	782 239	753 499	581 863	561 060	545 594	471 083	7 103 525
HIDROVENECIA			1 021 738	1 113 385	1 560 549	2 129 226	2 132 521	2 294 808	2 028 198	1 246 882	2 069 123	1 211 830	16 808 260
MATAMOROS	2 822 871	2 555 777	2 297 135	1 625 333	1 513 430	1 910 268	2 415 526	2 443 973	2 223 242	2 723 660	2 260 769	1 553 497	26 345 483
PLATANAR	10 610 877	8 067 606	5 794 726	4 204 939	4 313 616	5 000 173	5 594 968	5 823 664	7 044 381	9 514 197	7 458 363	5 577 436	79 004 946
POÁS I Y II	1 158 137	749 389	506 108	346 890	402 061	413 551	812 880	661 856	699 184	990 583	732 998	490 522	7 964 159
REBECA I	55 387	52 827	51 805	53 225	56 935	53 185	57 985	57 960	31 628	45 402	54 180	56 225	626 743
RÍO LAJAS	5 820 018	6 194 008	5 015 646	3 860 608	4 172 061	5 655 851	4 912 249	6 365 203	4 802 392	4 206 579	4 934 305	4 089 119	60 028 040
RÍO SEGUNDO II	782 385	532 629	344 185	251 689	348 008	432 822	674 824	603 045	494 948	478 899	509 181	348 161	5 800 776
SANTA RUFINA	204 575	190 996	217 353	206 869	203 765	202 494	215 723	181 853	189 731	207 271	206 222	202 304	2 429 156
SUERKATA	1 961 178	1 479 489	833 041	493 150	629 727	1 194 828	1 836 085	1 903 985	1 227 787	1 395 784	1 135 911	900 501	14 991 466
TAPEZCO	103 878	96 552	69 292	24 519	22 957	75 365	65 331	76 611	63 568	80 926	50 398	61 293	790 689
VOLCÁN 3	9 956 180	5 580 323	2 266 777	2 240 488	3 149 646	6 068 168	9 662 587	8 737 561	4 964 010	4 119 031	6 105 440	2 217 280	65 067 491

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2019 (kWh)												
	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	Total 2019
CAÑO GRANDE	788 091	599 735	1 218 410	730 684	1 470 840	1 611 483	1 689 511	1 470 735	1 598 399	1 564 477	1 085 188	1 600 828	15 428 382
DON PEDRO	1 249 665	925 566	1 563 437	979 218	3 354 620	488 072	-	-	-	94 141	695 095	315 202	9 665 016
DOÑA JULIA	4 840 080	3 957 780	6 837 855	5 542 507	8 396 791	8 741 341	9 560 942	8 379 650	7 190 114	5 017 486	7 646 022	9 526 388	85 636 956
EL EMBALSE	389 170	301 705	297 292	276 065	297 627	322 080	499 523	540 863	519 868	568 090	619 616	713 652	5 345 551
HIDROVENEZIA	997 896	746 351	1 547 140	917 027	1 876 623	2 038 547	2 181 153	1 861 428	2 036 229	1 941 486	1 452 784	2 123 420	19 720 083
MATAMOROS	1 579 505	1 184 137	1 159 331	942 994	1 078 880	1 253 890	1 566 012	1 650 102	1 779 149	1 901 099	1 937 394	2 363 680	18 396 173
PLATANAR	4 429 644	3 331 561	3 293 892	2 747 854	3 503 318	3 974 136	5 990 877	3 274 791	6 891 694	6 888 135	7 778 300	9 170 049	61 274 252
POÁS I Y II	296 396	177 398	160 558	121 870	229 126	248 498	224 634	297 599	345 969	746 641	701 160	666 143	4 215 991
REBECA I	56 905	51 950	56 276	57 846	57 116	55 451	53 788	56 471	51 747	54 628	48 668	47 766	648 612
RÍO LAJAS	3 337 533	2 834 813	3 249 921	2 762 023	4 255 446	3 445 685	4 451 979	4 563 694	3 825 745	3 461 560	4 642 095	5 042 676	45 873 170
RÍO SEGUNDO II	250 514	202 732	286 391	179 920	352 074	380 092	472 320	465 188	459 421	403 595	483 828	631 003	4 567 078
SANTA RUFINA	200 617	187 688	203 705	193 172	203 107	175 388	211 145	203 812	195 055	204 511	199 288	198 042	2 375 530
SUERKATA	614 197	401 685	372 979	271 617	384 241	742 968	1 041 232	883 912	947 466	1 525 844	1 226 791	1 627 090	10 040 012
TAPEZCO	25 626	2 464	815	-	28 930	58 133	67 478	72 453	72 140	71 741	58 927	65 096	523 802
VOLCÁN 3	1 085 706	1 025 672	2 908 343	1 083 405	4 976 174	5 807 538	6 484 912	6 220 054	3 992 289	-	-	133 665	33 717 758

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2020 (kWh)												
	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	Total 2020
CAÑO GRANDE	1 710 553	1 402 691	794 065	725 921	1 094 631	1 597 559	1 708 122	1 653 382	1 455 440	1 578 793	1 517 194	1 727 032	16 965 383
DON PEDRO	2 843 646	3 192 357	1 378 136	985 074	601 398	1 129 093	-	-	-	-	-	-	10 129 709
DOÑA JULIA	9 494 362	7 767 419	5 088 923	6 257 530	7 076 177	8 565 871	7 104 093	7 813 880	7 057 773	5 606 328	7 207 872	9 151 887	88 192 116
EL EMBALSE	714 518	451 797	391 132	294 134	305 512	584 598	753 837	588 317	907 691	818 557	816 605	843 472	7 470 171
HIDROVENEZIA	2 218 643	1 810 489	944 281	863 952	1 288 712	1 954 625	2 163 547	2 112 745	1 820 329	2 016 907	1 902 847	2 174 417	21 271 496
MATAMOROS	2 080 075	1 485 413	1 222 963	1 021 964	1 071 068	1 800 263	2 226 665	2 230 777	2 666 566	2 668 472	2 302 331	1 988 747	22 765 902
PLATANAR	7 215 409	4 729 802	3 648 366	3 073 068	3 220 791	6 402 378	8 805 237	8 871 543	10 088 598	9 992 177	9 103 327	10 212 019	85 362 714
POÁS I Y II	471 122	260 595	203 902	163 743	247 993	501 121	489 661	539 572	415 738	-	-	-	3 293 448
REBECA I	58 213	54 888	56 788	44 863	56 588	55 712	55 901	52 171	54 191	51 448	47 206	22 360	610 330
RÍO LAJAS	5 806 478	5 002 864	3 832 439	3 142 704	3 008 264	4 002 659	3 719 987	3 459 605	3 602 581	4 071 226	4 185 031	5 072 772	48 906 609
RÍO SEGUNDO II	509 525	392 656	261 865	189 952	243 588	405 369	413 433	475 744	450 738	425 057	517 107	588 298	4 873 332
SANTA RUFINA	204 627	185 250	202 206	187 991	200 113	185 345	206 312	195 710	192 869	209 287	200 021	197 008	2 366 739
SUERKATA	1 479 694	901 034	548 434	395 512	402 783	913 816	1 119 734	1 373 868	1 218 807	1 469 883	1 818 240	1 786 865	13 428 670
TAPEZCO	68 836	53 251	26 500	1 898	21 460	64 202	86 407	82 536	86 499	54 239	74 686	80 567	701 142
VOLCÁN 3	3 174 161	3 793 403	1 254 415	2 117 569	1 268 446	1 452 465	-	-	-	-	-	-	13 060 459

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2021 (kWh)												
	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	Total 2021
CAÑO GRANDE	1 554 081	1 174 083	1 017 338	1 714 197	1 766 506	1 676 037	1 683 698	1 835 396	1 505 835	1 484 208	1 620 248	1 679 824	18 711 449
DON PEDRO	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1
DOÑA JULIA	8 164 219	6 793 118	6 809 451	10 098 028	9 942 844	8 877 193	9 234 629	8 367 027	8 157 293	4 148 419	7 332 713	8 466 902	96 391 836
EL EMBALSE	694 503	528 909	420 386	532 458	531 915	608 030	814 005	949 411	769 555	542 968	642 847	847 267	7 882 255
HIDROVENEZIA	1 999 224	1 486 454	1 262 992	2 190 982	2 233 039	1 938 689	2 301 270	2 165 399	1 912 215	2 027 518	2 032 015	2 195 696	23 745 495
MATAMOROS	1 976 893	1 604 038	1 618 822	1 667 945	1 726 215	1 854 949	2 248 939	2 402 125	2 461 693	2 653 999	2 335 133	2 462 443	25 013 195
PLATANAR	7 526 187	5 636 910	4 394 079	5 172 917	5 627 927	6 770 426	8 844 476	2 314 286	-	-	-	-	46 287 208
POÁS I Y II	-	-	12	68	19	1	-	-	-	-	-	-	99
REBECA I	23 796	49 521	53 641	50 748	54 401	49 289	43 175	26 454	43 816	39 438	28 141	25 284	487 702
RÍO LAJAS	4 995 609	4 171 847	4 189 215	5 487 906	5 424 647	4 354 368	3 777 796	3 117 091	3 394 580	3 399 687	2 966 035	4 304 190	49 582 968
RÍO SEGUNDO II	517 214	382 952	298 941	587 045	503 015	-	-	-	-	-	-	-	2 289 167
SANTA RUFINA	208 433	191 526	215 740	197 896	210 524	194 016	204 556	181 669	152 222	200 806	205 084	113 985	2 276 457
SUERKATA	1 476 087	955 098	617 088	1 368 319	1 102 199	1 119 366	1 368 648	1 648 872	1 164 760	1 105 444	1 090 414	1 390 997	14 407 292
TAPEZCO	92 455	76 757	35 549	70 001	88 305	66 156	90 576	47 384	57 385	65 113	69 482	69 492	828 655
VOLCÁN 3	-	-	-	-	-	49	-	-	-	-	-	-	49

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2022 (kWh)												
	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	Total 2022
Tapezo	72 336	40 064	50 891	37 982	72 372	63 326	69 996	74 998	69 280	60 498	68 030	67 761	747 535
Caño Grande	1 103 099	1 017 356	1 215 817	1 390 006	1 767 779	1 751 893	1 788 085	1 696 639	1 619 850	1 536 886	1 503 653	1 031 326	17 422 390
Santa Rufina	209 175	192 461	214 007	204 824	44 975	-	-	-	-	-	-	-	865 442
La Rebeca	32 913	32 828	38 772	29 800	45 498	45 877	52 725	36 471	40 418	43 105	43 131	47 432	488 970
Zuerkata	707 927	474 375	464 291	465 115	1 527 893	1 651 283	1 571 348	1 413 441	1 538 082	1 319 843	827 955	935 836	12 897 389
Matamoros	2 138 046	1 481 275	1 409 095	1 207 072	1 589 050	2 326 160	2 586 455	2 174 312	2 397 060	2 525 512	1 996 611	2 044 016	23 874 663
Río Lajas	3 308 480	2 731 272	2 872 028	3 259 363	3 921 138	4 495 988	5 531 156	4 230 846	3 621 419	3 261 479	3 321 763	4 144 205	44 699 138
El Embalse	580 151	412 369	404 024	367 133	475 167	869 420	988 823	839 951	743 899	788 648	745 367	602 747	7 817 701
Doña Julia	6 287 253	5 042 847	5 868 525	8 251 266	9 267 406	9 980 435	9 906 207	9 204 259	6 287 108	5 766 992	7 083 589	6 419 932	89 365 818
Caño Grande III	1 341 606	1 209 192	1 459 303	1 689 087	2 200 050	1 591 022	2 059 905	2 128 215	2 043 271	1 846 297	1 316 820	1 291 410	20 176 177

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la Intendencia, ICE, CENCE y generadores privados.

## Anexo 11 Factor de planta

Periodo	FP Anual
2018	100,00%
2019	100,00%
2020	100,00%
2021	100,00%
2022	100,00%
<b>Promedio</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la Intendencia, ICE, CENCE y generadores privados.

## Horas en operación

Periodo	Horas anuales
2018	5 508,36
2019	4 307,94
2020	4 695,72
2021	5 345,08
2022	5 022,58
<b>Promedio</b>	<b>4 975,94</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la Intendencia, ICE, CENCE y generadores privados.

**Cálculo de horas en operación por año**  
Ponderación con horas en operación (ajuste al modelo)

PLANTA	kW (contratada)	2018	Horas en operación	fp
		kWh		
CAÑO GRANDE	2 570,00	17 325 851,04	6 741,58	1,00
DON PEDRO	14 000,00	59 939 378,12	4 281,38	1,00
DOÑA JULIA	17 400,00	102 696 861,68	5 902,12	1,00
EL EMBALSE	1 500,00	7 103 524,68	4 735,68	1,00
HIDROVENEZIA	3 280,00	16 808 259,60	5 124,47	1,00
MATAMOROS	4 828,00	26 345 483,45	5 456,81	1,00
PLATANAR	15 000,00	79 004 945,81	5 267,00	1,00
POÁS I Y II	1 942,00	7 964 158,77	4 101,01	1,00
REBECA I	85,00	626 743,07	7 373,45	1,00
RÍO LAJAS	10 000,00	60 028 039,61	6 002,80	1,00
RÍO SEGUNDO II	1 030,00	5 800 776,26	5 631,82	1,00
SANTA RUFINA	290,00	2 429 156,14	8 376,40	1,00
SUERKATA	2 700,00	14 991 465,91	5 552,39	1,00
TAPEZCO	186,00	790 689,06	4 251,02	1,00
VOLCÁN 3	17 000,00	65 067 490,86	3 827,50	1,00
<b>Promedio</b>	<b>91 811,00</b>	<b>466 922 824,06</b>	<b>5508,36</b>	<b>1,00</b>

PLANTA	kW (contratada)	2019	Horas en operación	fp
		kWh		
CAÑO GRANDE	2 570,00	15 428 381,82	6 003,26	1,00
DON PEDRO	14 000,00	9 665 017,00	690,36	1,00
DOÑA JULIA	17 400,00	85 636 956,00	4 921,66	1,00
EL EMBALSE	1 500,00	5 345 551,40	3 563,70	1,00
HIDROVENEZIA	3 280,00	19 720 082,76	6 012,22	1,00
MATAMOROS	4 828,00	18 396 173,31	3 810,31	1,00
PLATANAR	15 000,00	61 274 252,05	4 084,95	1,00
POÁS I Y II	1 942,00	4 215 991,07	2 170,95	1,00
REBECA I	85,00	648 612,49	7 630,74	1,00
RÍO LAJAS	10 000,00	45 873 170,00	4 587,32	1,00
RÍO SEGUNDO II	1 030,00	4 567 078,38	4 434,06	1,00
SANTA RUFINA	290,00	2 375 530,00	8 191,48	1,00
SUERKATA	2 700,00	10 040 012,44	3 718,52	1,00
TAPEZCO	186,00	523 802,27	2 816,14	1,00
VOLCÁN 3	17 000,00	33 717 759,00	1 983,40	1,00
<b>Promedio</b>	<b>91 811,00</b>	<b>317 428 369,99</b>	<b>4307,94</b>	<b>1,00</b>

PLANTA	kW (contratada)	2020	Horas en operación	fp
		kWh		
CAÑO GRANDE	2 570,00	16 965 383,00	6 601,32	1,00
DON PEDRO	14 000,00	10 129 709,00	723,55	1,00
DOÑA JULIA	17 400,00	88 192 116,00	5 068,51	1,00
EL EMBALSE	1 500,00	7 470 171,00	4 980,11	1,00
HIDROVENECIA	3 280,00	21 271 496,00	6 485,21	1,00
MATAMOROS	4 828,00	22 765 902,00	4 715,39	1,00
PLATANAR	15 000,00	85 362 714,00	5 690,85	1,00
POÁS I Y II	1 942,00	3 293 448,00	1 695,91	1,00
REBECA I	85,00	610 330,00	7 180,35	1,00
RÍO LAJAS	10 000,00	48 906 609,00	4 890,66	1,00
RÍO SEGUNDO II	1 030,00	4 873 332,00	4 731,39	1,00
SANTA RUFINA	290,00	2 366 739,00	8 161,17	1,00
SUERKATA	2 700,00	13 428 670,00	4 973,58	1,00
TAPEZCO	186,00	701 142,00	3 769,58	1,00
VOLCÁN 3	17 000,00	13 060 459,00	768,26	1,00
<b>Promedio</b>	<b>91 811,00</b>	<b>339 398 220,00</b>	<b>4695,72</b>	<b>1,00</b>

PLANTA	kW (contratada)	2021	Horas en operación	fp
		kWh		
CAÑO GRANDE	2 570,00	18 711 449,00	7 280,72	1,00
DOÑA JULIA	17 400,00	96 391 836,00	5 539,76	1,00
EL EMBALSE	1 500,00	7 882 255,00	5 254,84	1,00
MATAMOROS	4 828,00	25 013 195,00	5 180,86	1,00
PLATANAR	15 000,00	46 287 208,00	3 085,81	1,00
REBECA I	85,00	487 702,00	5 737,67	1,00
RÍO LAJAS	10 000,00	49 582 968,00	4 958,30	1,00
RÍO SEGUNDO II	1 030,00	2 289 167,00	2 222,49	1,00
SANTA RUFINA	290,00	2 276 457,00	7 849,85	1,00
SUERKATA	2 700,00	14 407 292,00	5 336,03	1,00
TAPEZCO	186,00	828 655,00	4 455,13	1,00
HIDROVENECIA	3 280,00	23 745 495,00	7 239,48	1,00
<b>Promedio</b>	<b>58 869,00</b>	<b>287 903 679,00</b>	<b>5345,08</b>	<b>1,00</b>

PLANTA	kW (contratada)	2022	Horas en operación	fp
		kWh		
CAÑO GRANDE	2 570,00	17 422 390,00	6 779,14	1,00
DOÑA JULIA	17 400,00	89 365 818,00	5 135,97	1,00
EL EMBALSE	1 500,00	7 817 701,00	5 211,80	1,00
MATAMOROS	4 828,00	23 874 663,00	4 945,04	1,00
REBECA I	85,00	488 970,00	5 752,59	1,00
RÍO LAJAS	10 000,00	44 699 138,00	4 469,91	1,00
SANTA RUFINA	290,00	865 442,00	2 984,28	1,00
SUERKATA	2 700,00	12 897 389,00	4 776,81	1,00
TAPEZCO	186,00	747 535,00	4 019,01	1,00
HIDROVENECIA	3 280,00	20 176 177,00	6 151,27	1,00
<b>Promedio</b>	<b>42 839,00</b>	<b>218 355 223,00</b>	<b>5022,58</b>	<b>1,00</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la Intendencia, ICE, CENCE y generadores privados.

## **Anexo 12**

### **Cálculo Banda Tarifaria de Venta de Energía**

<b>Variables</b>	<b>Minimo</b>	<b>Promedio</b>	<b>Máximo</b>
Inversión (\$/kW)	4891,73	4891,73	4891,73
Costo Explotación (\$/kW)	40,99	216,84	275,45
Factor de utilización remanente	37,14%	37,14%	37,14%
Rentabilidad	10,20%	10,20%	10,20%
Horas en operación	4975,94	4975,94	4975,94
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
<b>Precio \$/kWh</b>	<b>0,04549</b>	<b>0,08083</b>	<b>0,09261</b>

Fuente: Elaboración propia de la Intendencia de Energía con datos del ICE, Aresep, BCCR y Aswath Damodaran.

## **Anexo 13**

Capacidad contratada de las plantas, información remitida por las empresas y el CENCE, información sobre entrada en operación de las plantas.

## **Anexo 14**

Producción de energía por planta, información CENCE.

## **Anexo 15**

Consulta con Damodaran por correo electrónico.



Re 2019 Unlevered Betas Question Marginal or Effective.msg

## **Anexo 16**

Herramienta de cálculo

## **Anexo 17**

Información de contabilidad regulatoria

**RE-0046-IE-2024**

**SAN JOSÉ, A LAS 13:49 HORAS DEL 18 DE JUNIO DE 2024**

**APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ DE LO DISPUESTO EN LA REFORMA PARCIAL A LA METODOLOGÍA RE-0021-JD-2022 DE PLANTAS EÓLICAS EXISTENTES APROBADA POR LA JUNTA DIRECTIVA POR MEDIO DE LA RESOLUCIÓN RE-0005-JD-2024 DEL 29 DE FEBRERO DE 2024**

**ET-030-2024**

**RESULTANDO:**

- I. Que el 19 de febrero de 2018, mediante la resolución DGT-R-012-2018, la Dirección General de Tributación del Área de Ingresos del Ministerio de Hacienda resolvió la obligatoriedad del uso del sistema de factura electrónica, de conformidad con las especificaciones técnicas y normativas definidas mediante la resolución DGT-R-48-2016 emitida por esa misma dependencia, en donde cabe mencionar que el precio unitario debe estar compuesto por un número con 13 enteros y 5 decimales.
- II. Que el 29 de marzo de 2022, mediante la resolución RE-0021-JD-2022, la Junta Directiva de la Aresep aprobó la *“Metodología de fijación de tarifas para generadores privados amparados al capítulo i de la ley 7200 que hayan renovado y que renueven contrato de compra-venta de electricidad con el instituto costarricense de electricidad (ice)”*, la cual fue publicada en Alcance 74 a La Gaceta 70 del 19 de abril de 2022, y deroga la anterior metodología dictada por medio de la resolución RJD-009-2010 del 7 de mayo de 2010 y sus reformas.
- III. Que el 12 de enero de 2024, mediante la resolución RE-0003-IE-2024, la Intendencia de Energía (IE) fijó la tarifa de referencia para las plantas eólicas existentes, la cual fue publicada en el Alcance 8 a La Gaceta 8 del 17 de enero de 2024 (ET-095-2023 folios 135 al 178).
- IV. Que el 29 de febrero de 2024, mediante la resolución RE-0005-JD-2024, la Junta Directiva de la Aresep aprobó la *“Modificación parcial de las metodologías tarifarias para generadores privados amparados al capítulo I de la Ley 7200 que hayan renovado y que renueven contrato de compra-venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), aprobadas por la Junta Directiva de La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, mediante las resoluciones RE-0021-JD-2022”*, la cual fue publicada en Alcance 55 a La Gaceta 50 del 15 de marzo de 2024.

- V. Que el 29 de abril de 2024, se publicó la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta 75 y el 2 de mayo de 2024 en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra, a celebrarse el 31 de mayo de 2024 (folios 53 al 54 y 59 al 61).
- VI. Que el 31 de mayo de 2024, se llevó a cabo la audiencia pública, de forma virtual, mediante la plataforma Zoom, tal y como consta en el acta AC-0411-DGAU-2024 (folio 66).
- VII. Que el 3 de junio de 2024, mediante el informe IN-0333-DGAU-2024, la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) remitió a la IE el informe de oposiciones y coadyuvancias (folio 65).
- VIII. Que el 17 de junio de 2024, mediante el informe técnico IN-0085-IE-2024, la IE analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó, entre otras cosas, fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados eólicos existentes que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas eólicas privadas existentes con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por la Aresep (corre agregado en autos).

#### **CONSIDERANDO:**

- I. Que del informe técnico IN-0085-IE-2024 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, de conformidad con lo establecido en el artículo 5 de la Ley 7593, se dispone lo siguiente:*

*[...] 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 electricidad en su etapa de generación. 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. [...]*

*Por su parte el artículo 30 del mismo cuerpo normativo señala:*

*[...]*

*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.(el subrayado no es parte del original)*

*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) [...]*

*Asimismo, el artículo 31 de la Ley 7593 establece que:*

*Para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, la Autoridad Reguladora tomará en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el*

*desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras. En este último caso, se procurará fomentar la pequeña y la mediana empresa. Si existe imposibilidad comprobada para aplicar este procedimiento, se considerará la situación particular de cada empresa.*

*Los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan nacional de desarrollo, deberán ser elementos centrales para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos. No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público.*

*La Autoridad Reguladora deberá aplicar modelos de ajuste anual de tarifas, en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, tales como inflación, tipos de cambio, tasas de interés, precios de hidrocarburos, fijaciones salariales realizadas por el Poder Ejecutivo y cualquier otra variable que la Autoridad Reguladora considere pertinente.*

*[...]*

*Del artículo 31 se desprende por un lado que la Aresep deberá aplicar modelos y ajustes anuales de tarifas en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, y para dichas fijaciones deberá tomar en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras.*

*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. [...]*

En este sentido para efectos de este estudio tarifario se aplicará lo dispuesto en la “Metodología de fijación de tarifas para generadores privados amparados al capítulo i de la ley 7200 que hayan renovado y que renueven contrato de compra-venta de electricidad con el instituto costarricense de electricidad (ICE)”, dictada mediante la resolución RE-0021-JD-2022 y su reforma parcial mediante la RE-0005-JD-2024.

### **III. ANÁLISIS DEL ASUNTO**

#### **1. Sobre la modificación parcial a la resolución RE-0021-JD-2022, dictada mediante la resolución RE-0005-JD-2024.**

En relación con los cambios introducidos en la metodología vigente (RE-0021-JD-2022) es conveniente extraer de la resolución RE-0005-JD-2024, lo siguiente:

“[...]

#### **Resumen de los cambios introducidos en esta propuesta respecto a la metodología vigente RE-0021-JD-2022.**

##### *3.2.4 Definición de la banda tarifaria*

(...)

*Las principales consideraciones que se toman en cuenta para establecer la banda tarifaria son las siguientes:*

- *Para la determinación de la banda tarifaria, se deben excluir los valores extremos de los costos de explotación, para eso la Intendencia de Energía o el área encargada de fijar las tarifas deberá justificar técnicamente el criterio estadístico que se utilizará para esa exclusión.*
- *Se calcula la desviación estándar correspondiente a todos los datos utilizados para estimar el costo de explotación anual promedio por grupo.*
- *Se calcula la cantidad de desviaciones estándar del conjunto de datos utilizados para estimar el costo de explotación anual promedio para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas a las cuales se pretende aplicar la metodología, dato que se incorpora en el cálculo del límite inferior de la banda tarifaria, cumpliendo el siguiente criterio.*

$$X = Y - 1$$

Sujeto a la restricción:

$$Y > 0$$

Donde,

*X = Cantidad de desviaciones estándar a incluir en la estimación del límite inferior de la banda tarifaria de cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas a las cuales se pretende aplicar la metodología.*

*Y = Cantidad mínima de desviaciones estándar en términos absolutos que son necesarias para que el costo de explotación anual promedio sea 0 o negativo. Estimada como el costo explotación anual promedio de cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas dividida entre el valor de la desviación estándar de cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas. En caso de que el resultado sea diferente a un número entero, se redondea al número entero superior.*

*Si no fuera posible calcular el valor de Y, la variable "X" tomará el valor de 0.*

- El límite superior se establece utilizando el costo de explotación anual promedio de grupo más una desviación estándar ( $Ca_f + \sigma$ ).*
- El límite inferior de la banda se establece con el valor del costo de explotación anual promedio menos el monto correspondiente a la cantidad de desviaciones estándar estimada para incorporar en el límite inferior multiplicada por la desviación estándar para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente, a las cuales se pretende aplicar la metodología ( $Ca_f - X\sigma$ ).*

(...)

### *3.7 Rentabilidad ( $K_e$ )*

(...)

*El beta apalancado se obtiene de la siguiente fórmula:*

$$\beta_a = \beta_d * (1 + (1 - t) * \frac{D}{K_p})$$

Donde:

*$\beta_a$  = Beta apalancada.*

*$\beta_d$  = Beta desapalancada.*

*$D/K_p$  = Relación entre deuda y capital propio (se considera igual a cero).*

*t = Tasa de impuesto sobre la renta.*

*El valor de la deuda (D) se tomará como cero (0) dado que la metodología no incluye gastos financieros de conformidad con la normativa vigente*

*aplicable y porque según las premisas del modelo, se trata de tarifar plantas cuyo costo de inversión inicial ya fue cubierto vía tarifas mediante anteriores contratos. Dado que el valor de la Deuda (D) es cero (0), la beta desapalancada y la beta apalancada son iguales.*

*(...)*

*4. Relación entre deuda y capital propio (D/Kp): Se estima con la fórmula  $D/Kp = Y/(1-Y)$ , donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará un promedio ponderado por potencia contratada de la información más reciente referente al nivel de financiamiento de cada tipo de planta privada de generación eléctrica, derivada de la contabilidad regulatoria o la que esté disponible en la Autoridad Reguladora. Para efectos de esta metodología se considera un valor de  $D=0$ .  
[...]"*

## **2. Aplicación de lo dispuesto en la reforma parcial a la metodología RE-0021-JD-2022 mediante la RE-0005-JD-2024.**

*En este caso, de acuerdo con lo establecido en el transitorio de la reforma aprobada por medio de la resolución RE-0021-JD-2022, lo que corresponde es utilizar como referencia la información de la última fijación tarifaria que haya sido aprobada, ajustando únicamente lo correspondiente a la estimación de la banda tarifaria y rentabilidad.*

*La fórmula general del cálculo tarifario, establecida en la mencionada metodología vigente aplicable, es la siguiente:*

### **2.1 Banda Tarifaria**

*Se calcularán dos (2) bandas tarifarias, una aplicable a plantas eólicas y una aplicable a plantas eólicas que cumplan con los supuestos supra citados, según las siguientes fórmulas:*

Tarifa tope (TT<sub>f</sub>):

$$TT_f = \frac{(Ca_f + \sigma) + (I_f * Xu_f * Ke_f)}{(H_f * Fp_f)}$$

Tarifa piso (TP<sub>f</sub>):

$$TP_f = \frac{(Ca_f - X\sigma) + (I_f * Xu_f * Ke_f)}{(H_f * Fp_f)}$$

**En donde:**

- Ca = Costos de explotación unitarios promedios por kW contratado.
- σ = Desviación estándar del costo de explotación del grupo de plantas de generación eléctrica a las cuales se pretende aplicar la metodología, respecto a su costo de explotación promedio, por kW contratado.
- X = Cantidad de desviaciones estándar a incluir en la estimación del límite inferior de la banda tarifaria de cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas a las cuales se pretende aplicar la metodología. Ver sección 3.2.4 denominada "Definición de la banda tarifaria"
- I = Inversión unitaria promedio por kW contratado.
- Xu = Factor promedio de antigüedad de las plantas.
- Ke = Costo de capital.
- H = Cantidad de horas anuales promedio que el grupo de plantas estuvo en operación generando energía para venta al ICE en los últimos 5 años.
- Fp = Factor de planta.
- f = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (h) o eólica (e) para la cual se calcula la banda.

Es importante destacar que el límite superior de las bandas tarifarias (tarifa tope) se determina considerando el costo de explotación promedio más una desviación estándar, calculando el tope el grupo de plantas eólicas a las que les aplica la metodología, con la información correspondiente a cada fuente de generación.

El límite inferior de las bandas tarifarias (tarifa piso) se determinará con base en el promedio de costo de explotación menos el monto correspondiente a la cantidad de desviaciones estándar definida para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas multiplicada por la desviación estándar estimada para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente, con la información correspondiente a cada fuente de generación.

El siguiente cuadro resume la actualización de las principales variables de esta aplicación anual de oficio:

**Tabla 1**  
**Banda tarifaria para plantas privadas eólicas existentes**

<b>Variables</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Promedio</b>	<b>Máximo</b>
Inversión (\$/kW)	4 189,51	4 189,51	4 189,51
Costo Explotación (\$/kW)	47,70	159,94	216,06
Factor de utilización remanente	10,00%	10,00%	10,00%
Rentabilidad	10,20%	10,20%	10,20%
Horas en operación	3 191,5	3 191,5	3 191,5
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
<b>Precio \$/kWh</b>	<b>0,02834</b>	<b>0,06351</b>	<b>0,08109</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía, Aresep.

A continuación, se detalla la forma en que se calculó cada una de las variables según la citada metodología vigente aplicable.

## **2.2 Cálculo de las variables del modelo**

### **2.2.1 Costo anual de explotación (Ca)**

El costo anual de explotación representa los costos necesarios para mantener y operar una planta en condiciones normales para nuestro país. No incluye gastos de depreciación y gastos financieros, de conformidad con la normativa vigente aplicable y porque según las premisas del modelo, se trata de tarifar a plantas cuyo costo de la inversión inicial ya fue cubierto vía tarifas mediante anteriores contratos.

Al respecto, la metodología aprobada mediante la resolución RE-0021-JD-2022, establece:

*“El cálculo de este valor se hará mediante el uso de la información financiero- contable del grupo de plantas a las que les aplique esta metodología y se considerará en el cálculo únicamente los costos necesarios para mantener y operar la potencia contratada por el ICE, que corresponde al servicio público regulado.*

*Esa información deberá estar justificada de conformidad con el artículo 33 de la Ley 7593, no se contemplarán los costos que no correspondan a los necesarios para mantener y operar la potencia contratada por el ICE, indicados en el apartado anterior, ni los definidos en el artículo 32 de esa misma Ley, y contemplará únicamente los costos útiles y utilizables necesarios para prestar el servicio público regulado, que es la venta de energía al ICE.”*

La fórmula de cálculo establecida en la metodología tarifaria, utilizada en el presente estudio para calcular el costo anual de explotación es la siguiente:

$$Ca_i = \frac{CaT_i}{Pcon_i}$$

**Donde:**

**Ca<sub>i</sub>** = Costo de explotación unitario de la planta *i*.

**Ca<sub>Ti</sub>** = Costo de explotación total anual de cada planta para mantener y operar la proporción contratada por el ICE de la planta en condiciones normales.

**P<sub>coni</sub>** = Potencia contratada en kW, de la planta *i* para el periodo de corte (cierre fiscal).

***i*** = Cada una de las plantas por grupo.

Para la determinación de los costos de explotación, en el presente estudio se utilizó la información presentada por los generadores privados de plantas eólicas existentes, en el marco del proceso de Contabilidad Regulatoria promovido por la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo dispuesto en la RIE-132-2017 y la RE-0060-IE-2021, información con corte a diciembre 2022.

En este contexto, dicha determinación de costos tarifarios implicó la revisión, análisis y validación de la información y documentación presentada por las empresas con sus justificaciones trazables y razonables sobre los costos necesarios para mantener y operar la planta a la luz del principio al costo y los lineamientos establecidos en la Ley 7593. Es importante mencionar que la información incluida en la Contabilidad Regulatoria es pública y consta en el expediente OT-009-2023, además se incluye en el anexo 17 "Información de Contabilidad Regulatoria" del presente informe.

De esta manera, se recolectaron datos de las Contabilidades Regulatorias mencionadas a partir de los cuales se calcularon los costos de explotación de 2 plantas con contratos vigentes de compra-venta de energía con el ICE y excluyendo aquellas cuyos contratos están vencidos y el ICE señaló la negativa a su renovación.

Las plantas contempladas en el cálculo fueron: Aeroenergía S.A. y Molinos de Viento del Arenal S.A.

A partir de las contabilidades regulatorias presentadas, las aclaraciones y justificaciones posteriores remitidas por las empresas, la IE realizó el análisis y valoración de los costos y gastos en estricto apego al marco jurídico vigente presentado a continuación:

*De conformidad con lo establecido por el artículo 4 inciso c) de la Ley de la Aresep Ley 7593, son objetivos fundamentales de la Aresep, asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esa Ley. Dicho artículo 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 6 incisos a) y d) de la Ley de comentario señalan respectivamente, que corresponde a la Autoridad Reguladora, 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 las 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, debiendo fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos respectivos.*

*Asimismo, 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.*

*Al respecto, el artículo 32 de la Ley 7593, establece lo siguiente:*

*“Artículo 32.- Costos sin considerar*

*No se aceptarán como costos de las empresas reguladas:*

*a) Las multas que les sean impuestas por incumplimiento de las obligaciones que establece esta ley.*

*b) Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.*

*c) Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.*

*d) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.*

*e) Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.*

*f) El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora.”*

*Adicionalmente, el artículo 33 de la mencionada ley y su reglamento establecido por el Decreto 29732, indican que las peticiones de los prestadores sobre tarifas deben estar debidamente justificadas con su correspondiente información de respaldo.*

*De lo citado anteriormente y de lo establecido en la metodología tarifaria vigente, se desprende 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.*

*Conforme a las disposiciones citadas, la Aresep tiene competencia exclusiva y excluyente en la regulación, fijación y supervisión de las tarifas o precios de los servicios públicos, incluyendo las tarifas de servicios del suministro eléctrico, encontrándose en la obligación de realizar análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios para determinar las fijaciones tarifarias debiendo observar los principios de servicio al costo y equilibrio financiero, siendo que el ejercicio de tales competencias tiene su fundamento constitucional en lo establecido en el artículo 46 de la Constitución Política.*

*En este sentido se ha manifestado la Procuraduría General de la República al señalar que:*

*El legislador define no sólo cómo debe ser la tarifa, qué elementos debe contemplar, sino también cuáles costos no puede considerar. Se trata de una facultad atribuida en el artículo 32, que autoriza a la Autoridad para desconocer como costos de las empresas reguladas las erogaciones que considere innecesarias o ajenas a la prestación del servicio, así como para apreciar si los gastos de operación son proporcionales respecto de los gastos normales de actividades equivalentes. Dictámenes Ns. C- 329-2002 de 4 de diciembre de 2002 y C-242-2003 de 11 de agosto de 2003), reiterado en C-1141-2016 de 20 de junio de 2016.*

*De conformidad con lo señalado por las disposiciones legales citadas (artículos 3 inciso b), 4 inciso c), 6 incisos a) y d), 14, 31 y 32 de la Ley 7593), la Autoridad Reguladora tiene plena competencia para realizar las respectivas revisiones y valoraciones que le lleven a determinar los costos necesarios para la prestación del servicio público.*

*En este contexto, a continuación se procede a detallar por cada empresa los rubros de costos y gastos no considerados o excluidos, para lo cual se contempla la revisión de la información adicional presentada por las empresas en sus posiciones a la audiencia pública. Lo anterior, con la debida justificación a la luz de lo establecido en el artículo 32 de la Ley 7593:*

**Molinos de Viento del Arenal, Sociedad Anónima (MOVASA):** Se excluyen gastos por un total de ₡ 21.723.746,63, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-009-2023 (folio 568) y en el anexo 17 “Información de Contabilidad Regulatoria” del presente informe, por las razones que se detallan a continuación para cada uno de los gastos no considerados:

Descripción	Monto ₡	Justificaciones exclusión según artículo 32 Ley 7593
Predicciones de Viento	1 057 266,00	Se excluye este gasto debido a que la factura presentada corresponde al periodo 2023.
Cuotas y Suscripciones	12 751 620,00	Se reconoce solo el rubro de la CCSS., el gasto de Acope es considerado no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Recargos y Multas	452 844,70	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Donaciones	882 061,44	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Gastos no deducibles	6 579 954,49	No se considera ya que no se determina su asociación con el servicio público.
<b>Total</b>	<b>21 723 746,63</b>	

**Aeroenergía S.A.:** Se excluyen gastos por un total de ₡ 4.444.350,28, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-009-2023 (folio 568) y en el anexo 17 “Información de Contabilidad Regulatoria” del presente informe, por las razones que se detallan a continuación para cada uno de los gastos no considerados:

Descripción	Monto ₡	Justificaciones exclusión según artículo 32 Ley 7593
Cuotas y Suscripciones	4 221 341,46	Se reconoce solo el rubro de la CCSS., el gasto de Acope es considerado no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Otras multas y/o sanciones	223 008,82	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
<b>Total</b>	<b>4 444 350,28</b>	

Una vez obtenidos los valores anteriores de costos totales por planta (**CaTi**), se divide cada dato entre la potencia contratada correspondiente a cada planta para obtener el costo de explotación unitario (**Ca<sub>i</sub>**), y se convirtieron dichos valores (que estaban en colones por kW) a la divisa de dólares estadounidenses dividiendo por el promedio simple del Tipo de Cambio de Venta de Referencia del BCCR de diciembre 2022, fecha de corte de los datos obtenidos de la contabilidad regulatoria, según lo establecido en la metodología tarifaria.

En línea con lo anterior, es importante destacar que la información de contabilidad regulatoria de las empresas utilizadas en el cálculo es con corte al cierre fiscal 2022, es decir a diciembre 2022, por lo que cumple con lo indicado en la metodología tarifaria, que establece que la fecha corte de los datos insumo de las variables será la fecha de cierre fiscal establecido a nivel nacional, esto es el 31 de diciembre del año anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley.

Finalmente, a partir de estos datos se calcula el costo anual de explotación promedio para el grupo de plantas eólicas, este se obtiene como un promedio simple del costo de explotación por kW contratado de cada planta del considerada en el cálculo.

$$Ca_f = \frac{\sum_{i=1}^n Ca_i}{n}$$

**En donde:**

- Ca<sub>f</sub>** = Costo de explotación promedio para cada grupo de plantas.
- Ca<sub>i</sub>** = Costo de explotación anual unitario de la planta *i*.
- f** = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (*h*) o eólica (*e*) para la cual se calcula la banda.
- i** = Cada una de las plantas por grupo.
- n** = Cantidad de plantas por grupo.

Adicionalmente, según la regla empírica del Teorema de Chebyshev, es posible determinar valores atípicos extremos mediante límites establecidos por la desviación estándar de la serie de datos. En un rango confeccionado por dos desviaciones estándar por arriba y dos por debajo del promedio, en este caso no se determinaron valores extremos. Por lo tanto, se calcula el procedimiento del promedio simple considerando todas las plantas.

Por tanto, el costo de anual de explotación (*Ca*) resultante del procedimiento descrito anteriormente para una planta privada eólica existente es de 159,94 US\$ por kW (ver Anexo 1).

### **2.2.2 Inversión promedio por kW contratado**

El costo de inversión representa los costos totales necesarios para construir una planta de generación en condiciones normales para nuestro país.

Al respecto, la metodología tarifaria establecida mediante la resolución RE-0021-JD-2022, indicó:

*“El cálculo de este valor se hará mediante el uso de la información financiero- contable que remita cada planta a la que le aplique esta metodología y se considerará en el cálculo únicamente la inversión correspondiente a la potencia contratada por el ICE, que corresponde al servicio público regulado.*

*Esta información deberá estar justificada de conformidad con el artículo 33 de la Ley 7593 y no se contemplarán las inversiones que no correspondan a las necesarias para mantener y operar la potencia contratada por el ICE indicadas en el apartado anterior, ni las definidas en el artículo 32 de esa misma Ley.*

*En este caso, se considerará el valor al costo histórico del activo fijo de propiedad, planta y equipo de cada planta, proporcional a la potencia máxima contratada por el ICE, con su valor actualizado al presente de conformidad con lo establecido en la sección 6.2 de esta metodología. Se utilizará la información financiero-contable de la inversión del último reporte anual disponible a la fecha de inicio del proceso de fijación tarifaria, de conformidad con las disposiciones de contabilidad regulatoria emitidas para este sector.”*

*Las fórmulas de cálculo establecidas por la metodología tarifaria, utilizadas en el presente estudio para calcular la variable inversión se detallan a continuación:*

$$I_i = \frac{IT_i}{Pcon_i}$$

- $I_i$**  = Monto de la inversión unitaria de la planta  $i$ .
- $IT_i$**  = Inversión total proporcional a la potencia contratada por el ICE de la planta  $i$
- $Pcon_i$**  = Potencia contratada en kW, para la planta  $i$  para el periodo de corte (cierre fiscal).
- $I$**  = Cada una de las plantas por grupo.

$$I_f = \frac{\sum_{i=1}^n I_i}{n}$$

- $I_f$**  = Monto de la inversión promedio para cada grupo de plantas.
- $I_i$**  = Monto de la inversión unitaria de la planta  $i$ .
- $f$**  = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (h) o eólica (e) para la cual se calcula la banda.
- $i$**  = Cada una de las plantas por grupo.
- $n$**  = Cantidad de plantas por grupo.

*La información utilizada para calcular los costos de inversión totales por planta, para la generación de energía para venta al ICE, considera 2 plantas eólicas existentes con contrato con el ICE vigente, que remitieron esta información dentro del proceso de contabilidad regulatoria de 2022 de conformidad con la resolución RE-0060-IE-2021 citada.*

*Las plantas consideradas en el cálculo son las siguientes: Aeroenergía S.A. y Molinos de Viento del Arenal S.A.*

Los costos de inversión de las plantas (**ITi**) se calcularon a partir de los valores históricos de los activos de propiedad, planta y equipo asociados a la prestación del servicio público de las plantas eólicas existentes de sus respectivas contabilidades regulatorias, para luego convertirlas a dólares utilizando el tipo de cambio de venta del momento en que entró en operación cada planta.

Posteriormente, de acuerdo con lo establecido en la metodología tarifaria, dichos valores fueron indexados a diciembre de 2022 (cierre fiscal anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria), mediante el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos (IPP-EEUU) para construcciones nuevas (“Inputs to new construction, goods”) obtenido del “Bureau of Labor Statistics” (Series Id WPUIP2310001) y por último, para determinar la variable  $I_i$  se dividió por la capacidad contratada de la fecha en que cada planta entró en operación utilizando datos históricos proporcionados por el CENCE.

En relación con el uso del Índice de Precios al Productor de Estados Unidos, la metodología vigente establece su utilización, el cual cumple con las siguientes características: proviene de una fuente de acceso público, especializada en la generación de información técnica y con la información más reciente.

Al respecto, en primer lugar, debido a que los costos de inversión de las plantas eólicas existentes están consignados con fechas cercanas a inicios de los años noventa, por lo que es necesario indexar dichos valores con un índice de precios representativo con datos disponibles desde ese momento.

Segundo, el Índice de Precios al Productor Industrial de Estados Unidos WPUIP2310001 proviene de la Oficina de Estadísticas Laborales de Estados Unidos, dicho índice se actualiza cada mes y puede ser recolectado en cualquier momento por medio de internet, por lo que se considera que es una fuente pública especializada de información técnica y con la información más reciente.

Tercero, tal y como se ha hecho en esta aplicación tarifaria, la indexación se realizó anualmente.

Cuarto, al utilizar este índice una vez más en esta fijación tarifaria considerando las indexaciones de las pasadas fijaciones tarifarias, se ha aplicado, entonces, este índice representativo de manera consistente, ya que ese es el mismo índice que se utilizó en las aplicaciones tarifarias para las plantas existentes desde el año 2013.

Se demuestra que, al utilizar este índice para indexar los costos de inversión en la presente fijación tarifaria, se da cumplimiento de la metodología.

Por otro lado, el hecho de que los montos de los costos de inversión estén consignados en colones, no imposibilita la aplicación de este índice extranjero sobre esos datos, siempre y cuando exista un tratamiento de conversión de moneda previo (de colones a dólares de Estados Unidos), tal y como lo realiza la IE.

Posteriormente, se aplicó un promedio simple de los datos de inversión de las plantas obtenidos del procedimiento anterior, para calcular el costo de inversión promedio ( $I_f$ ).

Adicionalmente, según la regla empírica del Teorema de Chebyshev, es posible determinar valores atípicos extremos mediante límites establecidos por la desviación estándar de la serie de datos. En un rango confeccionado por dos desviaciones estándar por arriba y dos por debajo del promedio, en este caso no se determinaron valores extremos. Por lo tanto, se calcula el procedimiento del promedio simple considerando todas las plantas.

Así las cosas, el costo de inversión promedio ponderado que resulta de seguir el método de cálculo descrito es de \$ 4.189,51 por kW (ver anexo 2).

### 2.2.3 Vida remanente promedio ( $X_u$ )

El factor de antigüedad mide la antigüedad de la planta, expresada en función de su valor remanente, dado el tiempo en que las plantas han estado en operación.

De acuerdo con lo establecido en la metodología tarifaria, en el cálculo de esta variable se contemplarán las vidas remanentes de cada planta a la que le aplique esta metodología, considerando la información disponible en la Autoridad Reguladora.

En ese sentido, la vida remanente promedio que han tenido las plantas de los generadores privados para la venta de electricidad al ICE, se estima por medio de la siguiente fórmula:

$$X_u = \left( \frac{V_u - V_{of}}{V_u} \right) * (1 - V_r) + V_r$$

En donde:

$V_u$  = Vida útil promedio de las plantas para generación eléctrica (años).

$V_{of}$  = Vida en operación promedio del grupo de plantas (años).

$V_r$  = Valor residual de las plantas (10%).

$f$  = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (h) o eólica (e) para la cual se calcula la banda.

La vida en operación promedio para el grupo de plantas a los que se les aplica esta metodología se calcula de la siguiente manera:

$$V_{of} = \frac{\sum_{i=1}^n V_{oi}}{n}$$

En donde:

- $V_{of}$**  = Vida en operación promedio del grupo de plantas (años).
- $V_{oi}$**  = Vida en operación promedio de cada planta.
- $i$**  = Cada una de las plantas por grupo.
- $n$**  = Cantidad de plantas por grupo.
- $f$**  = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (h) o eólica (e) para la cual se calcula la banda.

La vida en operación ( **$V_{oi}$** ) de cada planta se estimará como la diferencia entre la fecha en que cada planta entró a operar y la fecha del cierre fiscal establecido a nivel nacional, esto es el 31 de diciembre del año anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria (o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley), según la siguiente fórmula:

**$V_{oi}$**  = fecha del cierre fiscal establecido a nivel nacional, esto es el 31 de diciembre del año anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria (o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley) - **Fecha de entrada en operación de la planta**

El promedio de la vida en operación del grupo de plantas ( **$V_{of}$** ) se calcula como un promedio simple de las vidas en operación promedio de las diferentes plantas.

**Nota:** el periodo máximo a considerar para  $V_{oi}$  será el correspondiente a la fuente según el numeral anterior (40 o 20 años, ya sea una planta hidroeléctrica o eólica respectivamente).

Por lo tanto, aplicando los métodos descritos, da como resultado una vida en operación promedio de 20 años y un factor de vida remanente promedio de 10% (ver anexo 3).

#### **2.2.4 Rentabilidad ( $K_e$ )**

De acuerdo con la metodología aprobada mediante la resolución RE-0021-JD-2022, el cálculo de la rentabilidad sobre los aportes al capital se determina mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente como CAPM (en inglés, "Capital Asset Pricing Model").

El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria, según la siguiente fórmula:

$$K_e = K_L + \beta_a * P_R + R_P$$

Donde:

**Ke** = Rentabilidad sobre los aportes de capital propio.

**KL** = Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.

**PR** = Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.

**RP** = Riesgo país. Es el riesgo de una inversión económica debido sólo a factores específicos y comunes de un cierto país.

**$\beta_a$**  = Beta apalancada de la inversión. Es la covarianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” cuando parte de la inversión se financia con deuda.

El beta apalancado se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\beta_a = \beta_d * \left( 1 + (1 - t) * \frac{D}{K_p} \right)$$

Donde:

**$\beta_a$**  = Beta apalancada.

**$\beta_d$**  = Beta desapalancada.

**$D/K_p$**  = Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero)

**t** = Tasa de impuesto sobre la renta.

En relación con los cambios introducidos en la metodología vigente (RE-0021-JD-2022) es conveniente extraer de la resolución RE-0005-JD-2024, lo siguiente:

“[...]”

El valor de la deuda (D) se tomará como cero (0) dado que la metodología no incluye gastos financieros de conformidad con la normativa vigente aplicable y porque según las premisas del modelo, se trata de tarifar plantas cuyo costo de inversión inicial ya fue cubierto vía tarifas mediante anteriores contratos. Dado que el valor de la Deuda (D) es cero (0), la beta desapalancada y la beta apalancada son iguales.

(...)

4. Relación entre deuda y capital propio ( $D/K_p$ ): Se estima con la fórmula  $D/K_p = Y/(1-Y)$ , donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará un promedio ponderado por potencia contratada de la información más reciente referente al nivel de financiamiento de cada tipo de planta privada de generación eléctrica, derivada de la contabilidad regulatoria o la que esté disponible en la Autoridad Reguladora. Para efectos de esta metodología se considera un valor de  $D=0$ .

[...]"

Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:

- *La tasa libre de riesgo (KL): Es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utiliza la tasa con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo, la cual está disponible en la página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos, en la dirección de internet: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.*

*Se promedian los datos de los últimos 5 años. Para este caso el promedio de la tasa libre de riesgo de los últimos 5 años es de 2,07% (ver Anexo 4).*

- *Prima por riesgo (PR): se empleará la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", la cual está disponible en la página de internet de: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histimpl.xls>*

*Se promedian los datos de los últimos 5 años. Para este caso el promedio simple de la prima por riesgo de los últimos 5 años es de 5,21% (ver Anexo 5).*

- *Riesgo país (RP): se considera el valor publicado para Costa Rica, de los datos denominados "Risk Premiums for the other markets" en donde el riesgo país se denomina "Country Risk Premium". Los valores de esta variable y el beta desapalancado se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de internet: [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/ctrypre m.html](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/ctrypre m.html)*

*Se promedian los datos de los últimos 5 años. Para este caso el promedio simple del riesgo país de los últimos 5 años es de 6,19% (ver Anexo 6).*

- *Relación entre deuda y capital propio (D/Kp): Relación entre deuda y capital propio (D/Kp): Se estima con la fórmula  $D/Kp = Y/(1-Y)$ , donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará un promedio ponderado por potencia contratada de la información más reciente referente al nivel de financiamiento de cada tipo de planta privada de generación eléctrica, derivada de la contabilidad regulatoria o la que esté disponible en la Autoridad Reguladora. Para efectos de esta metodología se considera un valor de  $D=0$*

*El valor de la deuda (D) se tomará como cero (0) dado que la metodología no incluye gastos financieros de conformidad con la normativa vigente aplicable y porque según las premisas del modelo, se trata de tarifar plantas cuyo costo de inversión inicial ya fue cubierto vía tarifas mediante anteriores contratos. Dado que el valor de la Deuda (D) es cero (0), la beta desapalancada y la beta apalancada son iguales.*

*En este caso, en concordancia con la reforma parcial a la metodología RE-0021-JD-2022 mediante la resolución RE-0005-JD-2024, la relación entre deuda y capital propio, de las plantas de tipo hidroeléctrico existentes da como resultado 0% (ver Anexo 8).*

- *Beta desapalancada: Para el valor de la beta desapalancada ( $\beta_d$ ), se toman los valores de "Utility General" dispuestos en las fijaciones tarifarias anteriores, y para el dato del 2021, se toma el valor de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran en: [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/Betas.html](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html). Se promedian los datos de los últimos 5 años. Para este caso el valor obtenido de beta desapalancada es de 0,3731 (ver Anexo 7). Al apalancarlo de acuerdo con lo dispuesto en la metodología tarifaria, da como resultado un nivel de beta apalancado de 0,3731.*

*Es importante acotar que en esta ocasión se utilizó la beta desapalancada marginal del archivo de Excel de la página web de Damodaran, que contempla el impuesto a las sociedades escalonado, más apegado a la realidad de las empresas cuya tasa impositiva de renta es escalonada en nuestro país también y cuya normativa tributaria contempla una serie de gastos deducibles que hacen que no se termine pagando la tasa total del mismo. Además, ante consulta al autor de la fuente de información se nos aclaró que se debe utilizar la marginal toda vez que el pago intereses es deducible del impuesto (lo que genera un escudo fiscal y ahorra impuestos) (ver Anexo 15).*

- *Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor-, establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda (30%).*

*De acuerdo con lo anterior, el nivel de rentabilidad obtenido es de 10,20% (ver anexo 9).*

## 2.2.5 Expectativas de venta

### 2.2.5.1 Factor de planta

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, se calcula el factor de planta individual para cada año de los últimos 5 años con información disponible y con ellos se calculará un promedio simple del factor de planta para cada uno de esos años, para obtener el factor de planta promedio para el grupo de plantas (**F<sub>pr</sub>**).

La metodología tarifaria vigente establecida mediante la RE-0021-JD-2022, establece lo siguiente:

“El cálculo de este valor se hará mediante la información estadística que reciba esta Autoridad Reguladora sobre la producción de cada planta y las horas en las que estuvo en operación entregando energía al ICE durante los 5 últimos años disponibles.

El último año por utilizar, corresponde al año previo al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, que termina en la fecha de cierre fiscal establecido a nivel nacional, esto es el 31 de diciembre del año anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley.”

El factor de planta individual para cada planta se calcula de la siguiente manera:

$$Fp_{i,a} = \frac{Eg_{i,a}}{Pcon_{i,a} * H_{i,a}}$$

En donde:

**F<sub>pi,a</sub>** = Factor de planta de cada planta *i* en cada año *a*.

**E<sub>gi,a</sub>** = Cantidad de energía en kWh que cada planta *i* generó en cada año.

**P<sub>coni,a</sub>** = Potencia contratada en kW, para cada planta *i* en cada año *a*.

**H<sub>i,a</sub>** = Cantidad de horas en que la planta estuvo en operación entregando energía para la venta al ICE en cada año.

*i* = Cada una de las plantas por grupo.

*a* = Cada uno de los 5 años.

El factor de planta anual promedio se calculará de la siguiente manera:

$$Fp_a = \frac{\sum_{i=1}^n Fp_{i,a}}{n}$$

**F<sub>pa</sub>** = Factor de planta promedio anual para cada grupo de plantas.

**F<sub>pia</sub>** = Factor de planta de cada planta *i* en cada año *a*.

*i* = Cada una de las plantas por grupo.

- A** = Cada uno de los años.  
**n** = Índice que representa la cantidad de plantas por grupo.

Posteriormente, se calcula el factor de planta promedio para el grupo de plantas que se utilizará dentro del modelo, calculado de la siguiente forma:

$$Fp_f = \frac{\sum_{a=1}^Q Fp_a}{Q}$$

- Fp<sub>f</sub>** = Factor de planta promedio para cada grupo de plantas.  
**Q** = Cantidad de años utilizados para calcular el promedio.  
**a** = Cada uno de los años.  
**f** = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica (h) o eólica (e) para la cual se calcula la banda.

En este contexto, de manera consistente con lo establecido en la metodología tarifaria, se utilizaron los datos de las plantas del grupo antes mencionado que generaron energía en el año respectivo. De acuerdo con la metodología tarifaria se utilizaron los datos del último quinquenio sobre el cual Aresep posea información real. No se han presentado concursos para adquirir energía en el último quinquenio (2018-2022). (Anexo 10).

En lo correspondiente a la información sobre la cantidad de energía generada por planta y la capacidad contratada por el ICE,<sup>1</sup> para el 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 publicados por el Centro Nacional de Control de energía (CENCE). Esta información se encuentra tabulada en el anexo 10.

En cuanto a la capacidad instalada y contratada, en el marco del expediente tarifario ET-095-2019 se procedió a solicitar información a todas las empresas generadoras privadas y al CENCE sobre sus capacidades instaladas, requiriendo que remitieran las fotografías de las placas, estos datos fueron confirmados con el CENCE, para el presente estudio por medio del oficio OF-0363-IE-2022 del 13 de mayo de 2022, y adicionalmente se le pidió confirmar si se había presentado algún cambio en la capacidad contratada por el ICE, obteniendo la respuesta del CENCE por medio del 0810-362-2022 del 15 de junio de 2022, en la cual indicó que no ha habido cambios en las capacidades en placa de las plantas ni en las capacidades contratadas por el ICE. (Anexo 13).

A partir de la información detallada en el párrafo anterior, y según lo dispuesto en la resolución RE-0021-JD-2022, se tomaron los datos correspondientes a la capacidad contratada en kW de cada planta. Es importante señalar que, de acuerdo con dicha información, ninguna de las plantas consideradas en el análisis tarifario presentó cambios en sus capacidades entre el 2018 y el 2022. Esta información puede ser

---

1

consultada en el Anexo 13. Para los casos en los que se pudiera presentar un cambio de placa durante el año, la potencia se considera como el promedio mensual de las potencias señaladas en los informes del CENCE.

### **2.2.5.2 Horas en operación**

Es la cantidad de horas en operación promedio en que el grupo de plantas por fuente estuvo en operación entregando energía para la venta al ICE durante los últimos 5 años anteriores al cálculo tarifario.

Al respecto, la metodología tarifaria vigente establecida mediante la RE-0021-JD-2022, establece:

*“El cálculo de este valor se hará mediante la información estadística que reciba esta Autoridad Reguladora sobre las horas en operación de cada planta en el año de cálculo, esto es, las horas en que cada planta del grupo estuvo entregando energía para la venta al ICE.*

*El último año por utilizar, corresponde al año previo al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, que termina en la fecha de cierre fiscal establecido a nivel nacional, esto es el 31 de diciembre del año anterior al inicio del procedimiento de fijación tarifaria, o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley.”*

Las horas en operación de cada planta se calculan de la siguiente manera:

$$H_{i,a} = \frac{kWh_{i,a}}{P_{con_{i,a}}}$$

En donde:

**H<sub>ia</sub>** = Cantidad de horas en que cada planta estuvo en operación entregando energía para la venta al ICE en cada año.

**kWh<sub>a</sub>** = Kilowatts hora o energía vendida al ICE por cada planta *i* para cada año *a*.

**P<sub>con<sub>ia</sub></sub>** = Potencia contratada en kW, por cada planta *i* para cada año *a*.

**I** = Cada una de las plantas por grupo.

**A** = Cada uno de los 5 años.

Las horas en operación promedio anuales se calculan como:

$$H_a = \frac{\sum_{i=1}^n H_{ia}}{n}$$

**$H_a$**  = Cantidad de horas promedio anuales entregando energía al ICE para cada grupo de plantas, para cada uno de los 5 años.

**$H_{ia}$**  = Cantidad de horas en que cada planta  $i$  estuvo en operación entregando energía para la venta al ICE en cada año.

**$i$**  = Cada una de las plantas por grupo.

**$a$**  = Cada uno de los años.

**$n$**  = Índice que representa la cantidad de plantas por grupo.

Una vez obtenidos los valores anteriores se calculan las horas promedio durante los últimos 5 años entregando energía al ICE para el grupo de plantas de cada fuente, este se obtiene de la siguiente manera:

Las horas en operación de cada planta se calculan de la siguiente manera:

$$H_f = \frac{\sum_{a=1}^Q H_a}{Q}$$

**$H_f$**  = Cantidad de horas promedio entregando energía al ICE para cada grupo de plantas.

**$H_a$**  = Cantidad de horas promedio anuales para cada grupo de plantas, para cada uno de los 5 años.

**$a$**  = Cada uno de los años.

**$Q$**  = Índice que representa la cantidad de años.

**$f$**  = Subíndice que indica la fuente hidroeléctrica ( $h$ ) o eólica ( $e$ ) para la cual se calcula la banda.

En relación con las horas en operación reales que cada planta estuvo entregando al ICE, de la misma forma por medio del oficio OF-0363-IE-2022 se le solicitó al CENCE indicar si disponía de datos sobre el total de horas anuales en que las empresas analizadas están en operación entregando energía para venta al ICE, a lo cual dicha entidad por medio del 0810-362-2022, indicó que no lleva registro de la cantidad de horas en operación en la forma requerida por la IE, según lo indicado en la metodología tarifaria.

Bajo este escenario, de acuerdo con el procedimiento establecido en dicha metodología (detallado anteriormente), se procedió a calcular las horas en operación reales, de la siguiente manera: para cada uno de los años del último quinquenio (2018 a 2022), se estimó un promedio aritmético de las horas en operación reales de cada planta individual para cada año analizado. En el caso de las horas en operación reales entregando energía al ICE por planta, se determinaron a partir del total de energía vendida al ICE para cada año, entre la capacidad contratada por el ICE para la planta respectiva.

Posteriormente, se obtuvo el promedio aritmético de los cinco valores resultantes tanto para el factor de planta como para la variable de horas en operación reales entregando energía al ICE, determinándose de esta manera el dato de factor de planta y de horas en operación reales entregando energía al ICE a utilizar en la fijación tarifaria.

Considerando que, de conformidad con el procedimiento de cálculo metodológico, las horas en operación reales entregando energía al ICE se calculan en relación con la capacidad contratada y la energía generada para venta al ICE, al aplicar la fórmula para la determinación del factor de planta, su resultado es 1. En ese sentido, para el cálculo final de las expectativas de ventas, la variable de horas en operación reales en operación entregando energía al ICE para una planta eólica existente, resultantes del procedimiento anterior son 3.191,52 horas (Anexo 11).

### **2.2.6 Definición de la desviación para la banda tarifaria**

Según la metodología vigente (RE-0021-JD-2022), para establecer la banda tarifaria se realizan los siguientes pasos:

- a. Se calculó la desviación estándar correspondiente a todos los datos utilizados para estimar el costo de explotación promedio, lo que da como resultado US\$ 56,12 por kW (ver Anexo 12).
- b. El límite superior se establece como el costo de explotación promedio actualizado más la desviación estándar, es decir  $US\$ 159,94 + US\$ 56,12$  por kW = US\$ 216,06 por kW (ver Anexo 12).
- c. Límite inferior: se obtiene considerando los cambios introducidos en esta propuesta respecto a la metodología vigente RE-0021-JD-2022.

(...)

#### *i. Definición de la banda tarifaria*

- El límite inferior de la banda se establece con el valor del costo de explotación anual promedio menos el monto correspondiente a la cantidad de desviaciones estándar estimada para incorporar en el límite inferior multiplicada por la desviación estándar para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente, a las cuales se pretende aplicar la metodología  $(Caf - X\sigma)$ .

(...)

Tomando en consideración la reforma a la metodología RE-0005-JD-2024 planteada anteriormente, se establece el límite inferior como el costo de explotación promedio actualizado menos el monto correspondiente a la cantidad de desviaciones estándar multiplicada por la desviación estándar, es decir  $US\$ 159,94 - 2 * US\$ 56,12$  por kW = US\$ 47,70 por kW (ver Anexo 12).

*En ningún momento los precios pagados por la compra de energía eléctrica pueden ser mayores que el límite superior de la banda tarifaria vigente, ni menores que el límite inferior de esa banda, según lo establece el artículo 21 del Reglamento al Capítulo I de la Ley 7200.*

### **2.2.7 Cálculo de la banda tarifaria y estructura tarifaria**

*A continuación, se presenta un resumen de todas las variables calculadas en esta aplicación tarifaria, en donde el precio respeta las especificaciones técnicas definidas en las resoluciones DGT-R-48-2016 y DGT-R-012-2018 citadas, en donde se resolvió la obligatoriedad del uso del sistema de factura electrónica, de conformidad con las especificaciones técnicas y normativas ahí definidas, en donde cabe mencionar que el precio unitario debe de estar compuesto por un número con 13 enteros y 5 decimales:*

**Tabla 2**

<b>Variables</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Promedio</b>	<b>Máximo</b>
Inversión (\$/kW)	4 189,51	4 189,51	4 189,51
Costo Explotación (\$/kW)	47,70	159,94	216,06
Factor de utilización remanente	10,00%	10,00%	10,00%
Rentabilidad	10,20%	10,20%	10,20%
Horas en operación	3 191,5	3 191,5	3 191,5
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
<b>Precio \$/kWh</b>	<b>0,02834</b>	<b>0,06351</b>	<b>0,08109</b>

### **Cálculo de la banda tarifaria para plantas eólicas existentes**

*Fuente: Elaboración propia de la Intendencia de Energía, Aresep.*

### **3. Estructura Tarifaria**

*De acuerdo con lo establecido en la metodología vigente (RE-0021-JD-2022) se aplicará la estructura tarifaria o la tarifa única anual que sea definida en el proceso de negociación de las adendas a los contratos renovados vigentes o recontractación por parte del ICE; en caso de una estructura tarifaria horario y/o estacional, el mismo ICE deberá establecer los parámetros aplicables en las bases de contratación o bien dejarla abierta a la presentación de ofertas de venta de parte de los generadores privados a los que les aplique esta metodología. Además, el ICE podrá definir o solicitar esa estructura por bloques de energía, todo lo anterior deberá justificarse con base en las necesidades del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) detectadas y optimización del parque de generación disponible en todo momento.*

*La tarifa o precios individuales resultantes de la aplicación de una estructura tarifaria, si así se considera en el acuerdo correspondiente, no podrán ser inferiores o sobrepasar la banda establecida, esto quiere decir que esos precios deben estar dentro de la banda correspondiente vigente al momento de las compras de energía.*

*La estructura tarifaria aplicable será la que considera sólo energía.*

#### **4. Otras Consideraciones**

- *Moneda en que se expresará la tarifa*

*Según lo establece la resolución RE-0021-JD-2022, las tarifas resultantes de la metodología detallada serán expresadas y facturadas en dólares de los Estados Unidos de América (US\$ o \$). Las condiciones en que se realicen los pagos se definirán de conformidad con lo que las partes establezcan vía contractual, y con base en la normativa aplicable.*

- *Ajuste de los valores de la banda tarifaria*

*Los valores de la banda tarifaria se revisarán al menos una vez al año, de conformidad con lo que establece la Ley 7593.*

- *Obligación de presentar información*

*Como se estableció mediante la RE-0021-JD-2022 y en la resolución RE-0060-IE-2021, los generadores privados eólicos existentes a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria están en la obligación de presentar anualmente a la Aresep, los Estados Financieros Auditados, correspondientes al cierre fiscal finalizado, a más tardar el último día hábil del cuarto mes posterior al respectivo cierre fiscal. Por su parte, deberán cumplir con la presentación de la contabilidad regulatoria en los términos que establece la resolución RIE-132-2017 del 22 de diciembre de 2017, su actualización la resolución RE-0060-IE-2021 del 21 de setiembre de 2021 y las demás resoluciones que se emitan para efectos de recopilar cualquier información necesaria para realizar las labores regulatorias correspondientes.*

- *Aplicación de la metodología*

*El modelo que se presenta es aplicable a las fijaciones tarifarias de las ventas de energía al ICE por parte de generadores privados que produzcan con plantas eólicas existentes, en el marco de lo que establece el Capítulo 1 de la Ley No. 7200, y para aquellas compraventas de energía eléctrica proveniente de plantas eólicas privadas existentes con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley No. 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por Aresep.*

*Cualquier otra planta de generación eléctrica bajo leyes especiales y que no cuenten con metodologías tarifarias específicas que les aplique, podrá utilizar las bandas establecidas, siempre que se cumplan con las premisas y consideraciones establecidas en el modelo, especialmente lo referente a que se trate de plantas con fuentes eólicas, que hayan renovado y que renueven contrato de compra venta de electricidad el ICE u otras empresas que lo permita la normativa vigente y con la inversión ya amortizada.*

- *Contabilidad Regulatoria*

*Se debe indicar a los generadores privados eólicos nuevos que brindan el servicio público de electricidad en su etapa de generación amparados en el Capítulo I de la Ley 7200, que deben cumplir con las resoluciones RIE-132-2017 “Implementación de la Contabilidad Regulatoria para el Servicio Público Suministro de Electricidad en su Etapa de Generación, prestado por Generadores amparados en el Capítulo I de la Ley 7200, Consorcios de las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas que se dediquen a la Generación de Electricidad y otros similares que el marco legal autorice” del 22 de diciembre de 2017 y su actualización la RE-0060-IE-2021 del 21 de setiembre de 2021.*

#### **IV. AUDIENCIA PÚBLICA**

*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 7593) y los artículos 50 al 56 del Reglamento de la citada Ley (Decreto 29732-MP) el 8 de diciembre de 2020.*

*De acuerdo con el oficio IN-0333-DGAU-2024 del 03 de junio de 2024, correspondiente al informe de oposiciones y coadyuvancias (folio 65) y el acta de audiencia AC-0411-DGAU-2024 remitida por la Dirección General de Atención al Usuario (folio 66), no se recibió ninguna posición.*

#### **V. CONCLUSIONES:**

- 1. De la aplicación de la metodología tarifaria aprobada para los generadores privados eólicos existentes, se obtiene que las expectativas de venta en horas en operación reales son de 3.191,52, la rentabilidad es del 10,20%; el costo de explotación es de 159,94 US\$ por kW y el costo de inversión promedio es de 4.189,51 US\$ por kW.*
- 2. A partir de la actualización de las variables que integran la metodología tarifaria para plantas de generación privada eólicas existentes, se obtiene una banda inferior (límite inferior) de US\$ 0,02834 por kWh y una banda superior (límite superior) de US\$ 0,08109 por kW.*

*[...]*

- II.** Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerando precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es, entre otras cosas, fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados eólicos existentes que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas eólicas privadas existentes con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por la Aresep, tal y como se dispone:

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

- I. Fijar la siguiente banda tarifaria para todos los generadores privados eólicos existentes que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas eólicas privadas existentes con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por la Aresep, en:
  - Banda inferior (límite inferior) de 0,02834 US\$ por kWh.
  - Banda superior (límite superior) de 0,08109 US\$ por kW.
- II. Para todas aquellas compraventas de energía proveniente de plantas eólicas existentes con condiciones similares a las que establece el Capítulo I de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP, se les aplicará la estructura tarifaria indicada en el Por Tanto I.
- III. Indicar a los generadores privados eólicos existentes a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante la metodología tarifaria RE-0021-JD-2022 y su reforma parcial mediante la RE-0005-JD-2024, que están en la obligación de presentar anualmente a la Aresep los estados financieros auditados del servicio de generación que prestan, un desglose detallado de los gastos y costos, así como el costo total de la inversión realizada. Lo anterior debe acompañarse de la debida justificación que los relacione con la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica en su etapa de generación, lo anterior según los lineamientos establecidos en la RE-0060-IE-2021.
- IV. Indicar a los generadores privados que le vendan energía eléctrica al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo de la Ley 7200, que de no cumplir con la disposición anterior (Por Tanto III), se remitirá a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) la documentación respectiva, con el propósito de que se inicien los procedimientos administrativos correspondientes.
- V. Establecer que los precios rigen a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

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 incorporan a esta resolución los anexos del informe técnico IN-0085-IE-2024 del 17 de junio de 2024, 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 presentarse 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.—O.C.Nº 0822024103800021.—Solicitud N° 518377.—( IN2024874666 ).

### Anexo 1 Costos de explotación

PLANTA	Potencia contratada 2022 (kW)	Fecha del costo	¢ / kW-año Diciembre 2022	\$ / kW-año Diciembre 2022
Aeroenergía	6 400	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	105 512	154,97
Movasa	20 000	Contab. Reg. 2022 (Dic. 22)	63 562	84,11
PESA	20 000	Se excluye por no renovación de contrato		
<b>PROMEDIO</b>			<b>84 537,04</b>	<b>159,94</b>
<b>DESVIACIÓN ESTÁNDAR</b>			<b>29 662,98</b>	<b>56,12</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la Intendencia, ICE y generadores privados.

### Anexo 2 Costo de inversión actualizados

PLANTA	Potencia contratada 2022 (kW)	Fecha del costo	\$ / kW diciembre 2022
Aeroenergía	6 400	Contab. Reg. 2022 (Dic. 2)	4 110,71
Movasa	20 000	Contab. Reg. 2022 (Dic. 2)	4 268,31
<b>PROMEDIO</b>			<b>4 189,51</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE y Aresep.

### Anexo 3 Vida en operación promedio

PLANTA	Fecha Inicio	Fecha Actual	Vida en Operación
AEROENERGÍA	jul-98	dic-22	20,00
TIERRAS MORENAS (MOVASA)	sep-99	dic-22	20,00
<b>TOTAL</b>			<b>20,00</b>

Fuente: Elaboración propia

### Factor de Vida Remanente

Vida Útil	Vida en Operación	Valor de Rescate	Vida remanente
20,0	20,00	10%	10,00%

Fuente: Elaboración propia

**Anexo 4**  
**Tasa libre de riesgo**

<b>Promedio</b>	<b>Tasa (%)</b>
2018	2,91
2019	2,14
2020	0,89
2021	1,44
2022	2,95
<b>Promedio</b>	<b>2,07</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia con datos de la Reserva Federal de Estados Unidos.

**Anexo 5**  
**Prima por riesgo**

<b>Periodo</b>	<b>Tasa</b>
2018	5,96%
2019	5,20%
2020	4,72%
2021	4,24%
2022	5,94%
<b>Promedio</b>	<b>5,21%</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia con datos de Aswath Damodaran

**Anexo 6**  
**Riesgo País**

<b>Periodo</b>	<b>Tasa</b>
2018	6,25%
2019	4,44%
2020	5,33%
2021	5,44%
2022	9,49%
<b>Promedio</b>	<b>6,19%</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia con datos de Aswath Damodaran

**Anexo 7**  
**Beta desapalancada por año**

<b>Industry Name</b>	<b>Beta Desapalancado</b>
Utility (General) enero 2019	0,1777
Utility (General) enero 2020	0,1933
Utility (General) enero 2021	0,4858
Utility (General) enero 2022	0,6007
Utility (General) enero 2023	0,4081
<b>Promedio</b>	<b>0,3731</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de Aswath Damodaran

## Anexo 8

### Determinación Apalancamiento (Beta apalancada)

Empresa	Capacidad Contratada	Peso relativo	Pasivo costo financiero	Total Activo	% Razón Apalancamiento
MOVASA	6400	24%	4 054 025 385,61	11 185 576 082,77	0,00%
Aeroenergía	20000	76%		2 060 817 896,34	0,00%
<b>TOTAL</b>	<b>26400</b>	<b>1,00</b>			<b>0,00%</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la intendencia, ICE y generadores privados.

## Anexo 9

### Nivel de Rentabilidad y Beta Apalancado

Símbolo	Descripción	Valor
$\rho =$	Rentabilidad	10,20%
KL=	Tasa libre de riesgo	2,07%
$\beta a=$	Beta apalancado	0,3731
PR=	Prima por riesgo	5,21%
RP=	Riesgo país	6,19%
$\beta a=$	<b>Beta apalancado</b>	<b>0,3731</b>
Y =	Deuda	0,00%
Kp =	Capital Propio	100,00%
t =	Tasa impositiva	30,00%

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de Aswath Damodaran

## Anexo 10

### Producción de energía por planta por mes, 2018-2022

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2018 (kWh)												
	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	Total 2018
AEROENERGIA	3 613 525	3 622 157	3 581 227	2 337 836	920 577	1 714 376	3 016 888	2 451 814	1 127 151	1 047 513	2 290 055	3 335 646	29 058 764
PESA	9 500 966	8 547 508	11 467 343	8 176 876	2 853 340	4 870 766	9 076 559	6 779 677	2 891 102	2 844 754	7 042 822	10 009 222	84 060 935
MOVASA	9 165 350	10 360 945	10 220 379	6 713 684	1 962 078	2 935 923	7 136 553	4 295 620	1 487 552	1 468 891	4 102 932	9 178 692	69 028 598

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2019 (kWh)												
	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	Total 2019
AEROENERGIA	3 624 867	2 991 213	3 239 166	2 099 075	817 788	1 778 923	2 663 558	1 750 236	838 983	277 129	2 094 802	2 764 140	24 939 880
PESA	10 803 711	9 601 395	10 923 510	7 729 932	2 739 014	5 694 390	8 297 954	5 243 037	2 625 451	928 529	7 468 768	9 643 638	81 699 329
MOVASA	10 341 354	9 054 303	11 713 537	7 904 743	2 381 539	3 440 051	6 252 465	3 120 570	1 204 207	358 040	5 025 803	7 155 685	67 952 297

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2020 (kWh)												
	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	Total 2020
AEROENERGIA	3 022 445	2 983 417	3 452 941	1 989 175	1 228 297	903 884	1 460 703	912 446	406 303	472 606	896 204	2 381 796	20 110 217
PESA	7 532 915	9 189 780	11 377 451	6 476 317	4 046 801	3 121 045	5 140 891	3 008 595	1 080 106	1 290 509	2 145 740	17	54 410 167
MOVASA	8 801 371	9 155 913	11 071 937	5 938 695	2 794 759	1 979 426	2 836 646	1 461 035	429 655	606 879	1 551 677	6 679 553	53 307 546

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2021 (kWh)												
	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	Total
AEROENERGIA	2 407 648	2 104 079	2 447 672	1 744 266	2 031 543	884 867	1 658 459	796 341	748 596	649 630	1 502 959	2 539 399	19 515 459
PESA	158	855	376	182	302	283							2 155
MOVASA	7 293 682	8 012 897	9 909 589	6 123 039	5 013 287	1 667 685	4 470 670	1 272 444	1 244 395	572 134	4 190 619	6 104 115	55 864 556

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2022 (kWh)												
	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	Total
AEROENERGIA	2 628 399	2 293 972	2 273 131	1 610 940	638 522	512 208	1 225 958	729 965	133 923	387 801	467 130	1 487 058	14 389 010
PESA													
MOVASA	8 397 876	7 283 113	7 518 763	5 226 954	1 404 727	1 425 828	233 163	2 277 239	540 941	1 204 722	1 936 565	7 424 127	46 972 486

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la Intendencia, ICE, CENCE y generadores privados.

## Anexo 11 Factor de planta

Periodo	FP Anual
2018	1,00
2019	1,00
2020	1,00
2021	1,00
2022	1,00
<b>Promedio</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la Intendencia, ICE, CENCE y generadores privados.

## Horas en operación

Periodo	Horas anuales
2018	4 079,12
2019	3 806,90
2020	2 851,86
2021	2 921,26
2022	2 298,45
<b>Promedio</b>	<b>3 191,52</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la Intendencia, ICE, CENCE y generadores privados.

## Cálculo de horas en operación por año

Ponderación con horas en operación (ajuste al modelo)

PLANTA	kW (contratada)	2018	Horas en operación	fp
		kWh		
AEROENERGÍA	6 400,00	29 058 764,01	4 540,43	1,00
TIERRAS MORENAS (MOVASA)	20 000,00	69 028 598,42	3 451,43	1,00
TILARÁN (PESA)	19 800,00	84 060 934,50	4 245,50	1,00
<b>TOTAL</b>	<b>46 200,00</b>		<b>4 079,12</b>	<b>1,00</b>

PLANTA	kW (contratada)	2019	Horas en operación	fp
		kWh		
AEROENERGÍA	6 400,00	24 939 880,00	3 896,86	1,00
TIERRAS MORENAS (MOVASA)	20 000,00	67 952 297,00	3 397,61	1,00
TILARÁN (PESA)	19 800,00	81 699 329,00	4 126,23	1,00
<b>TOTAL</b>	<b>46 200,00</b>		<b>3 806,90</b>	<b>1,00</b>

PLANTA	kW (contratada)	2020	Horas en operación	fp
		kWh		
AEROENERGÍA	6 400,00	20 110 217,00	3 142,22	1,00
TIERRAS MORENAS (MOVASA)	20 000,00	53 307 546,00	2 665,38	1,00
TILARÁN (PESA)	19 800,00	54 410 167,00	2 747,99	1,00
<b>TOTAL</b>	<b>46 200,00</b>		<b>2 851,86</b>	<b>1,00</b>

PLANTA	kW (contratada)	2021	Horas en operación	fp
		kWh		
AEROENERGÍA	6 400,00	19 515 459,00	3 049,29	1,00
TIERRAS MORENAS (MOVASA)	20 000,00	67 952 297,39	3 397,61	1,00
<b>TOTAL</b>	<b>26 400,00</b>		<b>3 223,45</b>	<b>1,00</b>

PLANTA	kW (contratada)	2022	Horas en operación	fp
		kWh		
AEROENERGÍA	6 400,00	14 389 010,00	2 248,28	1,00
TIERRAS MORENAS (MOVASA)	20 000,00	46 972 486,00	2 348,62	1,00
<b>TOTAL</b>	<b>26 400,00</b>		<b>2 298,45</b>	<b>1,00</b>

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la Intendencia, ICE, CENCE y generadores privados.

## Anexo 12

### Cálculo Banda Tarifaria de Venta de Energía

Variables	Mínimo	Promedio	Máximo
Inversión (\$/kW)	4 189,51	4 189,51	4 189,51
Costo Explotación (\$/kW)	47,70	159,94	216,06
Factor de utilización remanente	10,00%	10,00%	10,00%
Rentabilidad	10,20%	10,20%	10,20%
Horas en operación	3 191,5	3 191,5	3 191,5
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
<b>Precio \$/kWh</b>	<b>0,02834</b>	<b>0,06351</b>	<b>0,08109</b>

Fuente: Elaboración propia de la Intendencia de Energía con datos del ICE, Aresep, BCCR y Aswath Damodaran.

## Anexo 13

Capacidad contratada de las plantas, información remitida por las empresas y el CENCE, información sobre entrada en operación de las plantas.

## Anexo 14

Producción de energía por planta, información CENCE.

## Anexo 15

Consulta con Damodaran por correo electrónico.



## **Anexo 16**

Herramienta de cálculo

## **Anexo 17**

Información de contabilidad regulatoria

# CONSULTA PÚBLICA

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, convoca a los interesados a consulta pública de conformidad con el artículo No. 361 de la Ley General de Administración Pública, la propuesta que se detalla de la siguiente manera:

## PROPUESTA “METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO Y DISTRIBUCIÓN DE CÁNONES DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS”. EXPEDIENTE OT-164-2023

Mediante el acuerdo 08-45-2024, del acta de la sesión ordinaria 45-2024, celebrada el 6 de junio de 2024 y ratificada el 12 de junio de 2024, la Junta Directiva resolvió, por unanimidad de los votos de los miembros presentes:

### RESULTANDO:

- I. El 4 de agosto de 2010, mediante el acuerdo 007-23-2010 del acta de la sesión ordinaria 23-2010, la Junta Directiva dictó la “*Metodología para distribuir el canon por actividad entre empresas reguladas*”, publicado en la Gaceta N°168 del 30 de agosto de 2010.
- II. El 11 de setiembre de 2014, la Junta Directiva, mediante la resolución RJD-102-2014, aprobó la “*Metodología para el cálculo y distribución del canon de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos*”, publicada en el Alcance Digital N°50 a la Gaceta N°186 del 2 de octubre de 2014.
- III. El 1 de junio de 2023, mediante el oficio OF-0706-RG-2023, el Regulador General, comunicó a la Dirección General de Operaciones (DGO), a la Dirección General de Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), a la DGAJR y a la DGEE, la conformación de la Fuerza de tarea para la revisión y actualización de la metodología de cálculo y distribución de cánones de la Aresep (en adelante Fuerza de Tarea de la metodología de cánones). (Folios 105 al 106, expediente OF-164-2023)
- IV. El 21 de julio de 2023, mediante los oficios OF-0269-DGEE-2023, OF-0270-DGEE-2023 y OF-0271-DGEE-2023, la Fuerza de Tarea de la metodología de cánones, solicitó a las Intendencias de Agua (IA), Energía (IE) y Transporte (IT) respectivamente, el nombre de los funcionarios encargados para realizar la valoración de posibles parámetros alternativos para los procesos de distribución de costos por incorporar en la revisión y actualización de la metodología de cálculo y distribución de cánones de la Aresep. (Folios 8 al 10, expediente OT-164-2023)
- V. El 25 de julio de 2023, mediante el oficio OF-0710-IE-2023, la IE remitió a la Fuerza de Tarea de la metodología de cánones, la respuesta al oficio OF-0270-DGEE-2023. (Folios 17 al 17, expediente OT-164-2023)
- VI. El 26 de julio de 2023, mediante el oficio OF-0913-IT-2023, la IT remitió a la Fuerza de Tarea de la metodología de cánones, la respuesta al oficio OF-0271-DGEE-2023. (Folios 18 al 18, expediente OT-164-2023)
- VII. El 27 de julio de 2023, mediante el oficio OF-0319-IA-2023, la IA remitió a la Fuerza de Tarea de la metodología de cánones, la respuesta al oficio OF-0269-DGEE-2023. (Folios 92 al 92, expediente OT-164-2023)
- VIII. El 16 de agosto de 2023, se llevó a cabo una reunión entre los miembros que conforman la Fuerza de Tarea de la Metodología de Cánones y el personal técnico de la IT, con la finalidad valorar los parámetros de distribución de costos para la determinación del canon de los regulados de dicha actividad, cuyas conclusiones se encuentran en el apartado de “*cambios propuestos en la metodología vigente*”.
- IX. El 18 de agosto de 2023, se llevó a cabo una reunión entre los miembros que conforman la Fuerza de Tarea de la metodología de Cánones con el personal técnico de la IA y de la IE, con la finalidad de valorar los parámetros de distribución de costos para la determinación del canon de los regulados de dicha actividad, cuyas conclusiones se encuentran en el apartado de “*cambios propuestos en la metodología vigente*”.
- X. El 18 de setiembre de 2023, mediante el oficio OF-0933-IE-2023, la IE emitió su criterio en relación con lo conversado en la reunión realizada el 18 de agosto de 2023. (Folios 108 al 100, expediente OT-164-2023)

**XI.** El 04 de octubre de 2023, mediante el oficio OF-0800-SJD-2023, la SJD, comunicó al Regulador General y a la DGEE, el acuerdo 07-79-2023, del acta de la sesión ordinaria 79-2023, celebrada el 27 de setiembre de 2023, y ratificada el 03 de octubre de 2023, que indica:

“Acuerdo 07-79-2023

*Solicitar a la Administración que, en el marco de la revisión del reglamento y metodología de cánones vigente, evalúe los mecanismo que permitan el uso de los recursos clasificados como “otros ingresos” que no son cánones, tales como: intereses por inversiones, multas, sanciones, intereses moratorios, entre todos, para que sean considerados por su naturaleza como recursos no vinculados a las actividades de regulación y sean distribuidos de manera independiente para cubrir las necesidades de recursos institucionales. Lo anterior, en un plazo de cuatro meses a partir de la comunicación del acuerdo.” (Folios 107 al 107, expediente OT-164-2023)*

**XII.** El 13 de octubre de 2023, mediante el oficio OF-0643-DGAJR-2023, la DGAJR rindió el criterio sobre el órgano de la Aresep que tiene la potestad para aprobar la metodología de cálculo y distribución de cánones. (Folios 93 al 103, expediente OT-164-2023)

**XIII.** El 16 de enero de 2024, mediante el oficio OF-0027-DGAJR-2024, la DGAJR rindió el criterio sobre cual mecanismo de participación ciudadana debe someterse el conocimiento la propuesta de la metodología de cánones. (Folios 73 al 82, expediente OT-164-2023)

**XIV.** El 23 de febrero de 2024, mediante el oficio OF-0089-DGEE-2024, la Fuerza de Tarea de la metodología de cánones, atendió lo solicitado en el acuerdo 07-79-2023. (Folios 83 al 91, expediente OT-164-2023).

**XV.** El 8 de mayo de 2024, mediante el oficio OF-0184-DGEE-2024, la Fuerza de Tarea de la metodología de cánones, remitió al Regulador General, el informe técnico con la propuesta de reforma integral a la *Metodología para el cálculo y distribución de cánones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos*. (Folios 19 al 71, expediente OT-164-2023)

**XVI.** El 22 de mayo de 2024 mediante OF-0654-RG-2024 de 2024, el Regulador General remitió a la Junta Directiva el informe técnico con la propuesta de reforma integral a la metodología para el cálculo y distribución de cánones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

## CONSIDERANDO

- I.** Que 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.º 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus reformas, o bien, de aquellos servicios a los cuales el legislador defina como tal (Artículos 188 y 189 de la Constitución Política y artículo 1º de la Ley N.º 7593).
- II.** Que el artículo 82 de la Ley 7593, dispone que, por cada actividad regulada, la Autoridad Reguladora cobrará un canon, consistente en un cargo anual, que se determinará por cada actividad regulada, de acuerdo con el principio de servicio al costo y que para ello deberá establecer un sistema de costeo apropiado, así como los medios y procedimientos adecuados para su recaudación.
- III.** Que el numeral 3 inciso b) de la Ley N.º 7593, define el servicio al costo como: *“Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31”*.
- IV.** Que el artículo 53 de la Ley 7593, dispone que es un deber y atribución de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, entre otras cosas, aprobar el estudio de cánones y el presupuesto de la Aresep.
- V.** Que del oficio OF-0184-DGEE-2024, del 8 de mayo de 2024, mediante el cual se remite el Informe técnico con la propuesta de reforma integral a la metodología para el cálculo y distribución de cánones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, y que sirve de base para la presente resolución, se extrae la justificación que fundamenta la propuesta de metodología, el cual indica:

“(...)

## **4. JUSTIFICACIÓN**

### **4.1 Sobre la necesidad de revisar, actualizar en forma integral la metodología de cánones vigente.**

*Mediante el oficio OF-0706-RG-2023, el Regulador General instruyó “...conformar una fuerza de tarea que, revise y/o actualice integralmente desde el punto de vista jurídico, regulatorio, financiero y presupuestario, la metodología de cánones, para la aplicación en el cálculo de la distribución de cánones...”.*

*Al respecto, cabe señalar que actualmente existen dos metodologías vigentes, las cuales se complementan entre ellas, a saber: “Metodología para distribuir el canon por actividad entre empresas reguladas”, publicada en la Gaceta N° 168 el lunes 30 de agosto de 2010, y la “Metodología para el cálculo y distribución del canon de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”, resolución RJD-102-2014 del 29 de setiembre de 2014 publicada en el Alcance N°50 a la Gaceta N°186 del 2 de octubre de 2014.*

*La primera (metodología del 2010) se refiere específicamente a la distribución del canon por actividad, entre las empresas que las conforman, mientras que la segunda (metodología 2014), la cual fue desarrollada por consultores externos, su enfoque está relacionado con la identificación y distribución de los costos, tanto directos como indirectos. Por lo anterior, se identificó la necesidad de unificar la normativa en un solo documento para facilidad de comprensión, uniformidad de conceptos y la aplicación correspondiente.*

*Adicionalmente, dichas metodologías tienen alrededor de una década de haber sido emitidas, y en este periodo, se han identificado algunas oportunidades de mejora en la normativa, por lo que resulta necesaria la revisión, actualización y unificación correspondiente.*

### **4.2 Cambios propuestos en la metodología de cánones vigente**

- 1) Se consolida en un solo documento lo señalado en la “Metodología para distribuir el canon por actividad entre empresas reguladas” del 2010 y la “Metodología de cánones” del 2014.*
- 2) Se realizan mejoras en la redacción e inclusión de formulaciones matemáticas para aclarar, precisar o ampliar conceptos, esto para procurar una mejor comprensión del texto de la metodología.*
- 3) Ajuste en la estructura de costos, eliminando niveles que carecen de aplicabilidad, así como agregando aquellos que se consideran fundamentales para la determinación de un canon más equitativo, incorporando en dicha estructura, el nivel de segmento, el cual corresponde a grupos de regulados que brindan el mismo servicio en condiciones similares. Tal es el caso de la separación de los prestadores del servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús, cuyo segmento está desagregado, según el tamaño de estas, en: micro, pequeñas, medianas, y grandes empresas, dependiendo de la cantidad de unidades.*

*Dicho nivel permitirá también a futuro desagregar otros subsectores, que, por su naturaleza requieran una mejor distribución para el cálculo de un canon más equitativo y proporcional, entre los diferentes regulados que los componen.*

- 4) Se incorpora el tratamiento de los costos previos a una nueva regulación en las diferentes categorías, previendo desde una nueva actividad (distintas a agua, energía, transporte); así como un nuevo sector, subsector y/o segmento que no ha sido anteriormente regulado y los costos de un nuevo prestador en un sector, subsector y/o segmento actualmente regulado.*
- 5) Se aclara el tratamiento para los regulados que dejan de operar en el período de ejecución tras anterior al de la formulación del canon.*
- 6) Se establece el tratamiento a los servicios prestados por Aresep por “Concesión de obra pública”.*
- 7) Se establece el tratamiento de los montos asociados a las indemnizaciones.*

- 8) *Se incorpora en la formulación del cálculo del canon, la acreditación del superávit, ya que, si bien en cumplimiento del principio al costo siempre se han acreditado, en las metodologías vigentes no estaba en forma explícita en la fórmula de cálculo.*

*Por otra parte, cabe indicar, que, de conformidad con el análisis realizado, y como parte del proceso, se realizaron reuniones con personal técnico de las actividades que se regulaban al mes de agosto del 2023 (agua, energía y transporte) concluyendo que, si bien existen otros factores alternativos, distintos a los ingresos, para la distribución de los costos siguen siendo éstos últimos los más recomendables de utilizar como factor común de distribución a nivel institucional.*

*Lo anterior, considerando la dificultad y/o imposibilidad de aplicar diferentes factores entre las tres grandes actividades que permitan una distribución uniforme o equitativa entre los diferentes regulados. Además, es la variable menos compleja de obtener, y la más fiable, porque debería ser consistente con lo que se reporta en los estados financieros auditados o certificados de cada prestador, o en su contabilidad regulatoria. Adicionalmente, en los casos que aplica, bajar a la unidad de medida como se hace actualmente (Flota, toneladas, litros, embarcaciones, otros).*

### **4.3 Marco Legal**

*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.º 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus reformas, publicada en La Gaceta N.º 169 del 5 de setiembre de 1996, modificada por la Ley N.º 8660 publicada en La Gaceta N.º 156 del 13 de agosto de 2008, o bien, de aquellos servicios a los cuales el legislador defina como tal (Artículos 188 y 189 de la Constitución Política y artículo 1º de la Ley N.º 7593).*

*El numeral 3.a) de la Ley N.º 7593, define el servicio público, como aquel 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. Asimismo, el inciso b) de dicho numeral define el servicio al costo como: "Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31".*

*El artículo 4 de la citada Ley, 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", ya citado y "f) Ejercer, conforme lo dispuesto en esta ley, la regulación de los servicios públicos."*

*Finalmente, la Ley N.º 7593 en su artículo 82, establece que, por cada actividad regulada, la Autoridad Reguladora cobrará un canon consistente en un cargo anual, que se determinará así:*

*[...] a) La Autoridad Reguladora calculará el canon de cada actividad, de acuerdo con el principio de servicio al costo y deberá establecer un sistema de costeo apropiado para cada actividad regulada.*

*b) Cuando la regulación por actividad involucre varias empresas, la distribución del canon seguirá criterios de proporcionalidad y equidad.*

*c) En abril de cada año, la Autoridad Reguladora presentará el proyecto de cánones para el año siguiente, con su respectiva justificación técnica, ante la Contraloría General de la República para que lo apruebe. Recibido el proyecto, la Contraloría dará audiencia, por un plazo de diez (10) días hábiles, a las empresas reguladas a fin de que expongan sus observaciones al proyecto de cánones. Transcurrido el plazo, se aplicará el silencio positivo.*

*d) El proyecto de cánones deberá aprobarse a más tardar el último día hábil del mes de julio del mismo año. Vencido ese término sin pronunciamiento de la Contraloría General de la República, el proyecto se tendrá por aprobado en la forma en que fue presentado por la Autoridad Reguladora.*

*Según los procedimientos aquí indicados, esa Autoridad someterá a la Contraloría General de la República, para su aprobación, los cánones por nuevos servicios públicos establecidos por la Asamblea Legislativa.*

*La Autoridad Reguladora determinará los medios y procedimientos adecuados para recaudar los cánones a que se refiere esta Ley.*

La Autoridad Reguladora estará sujeta al cumplimiento de los principios establecidos en el título II de la Ley N.º 8131, Administración financiera de la República y presupuestos públicos, y a proporcionar la información requerida por el Ministerio de Hacienda para sus estudios. En lo demás, se le exceptúa de los alcances y la aplicación de esa Ley. En su fiscalización, estará sujeta únicamente a las disposiciones de la Contraloría General de la República. [...]

Por su parte el Decreto N.º 29732-MP, Reglamento a la Ley N.º 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus reformas, publicado en el Alcance N.º 63 de La Gaceta N.º 165 del 29 de agosto de 2001, dispone en sus artículos 62, 63 y 64, lo siguiente:

**[...] Artículo 62.-Metodología para el cálculo del canon y autorización de cobro.** Para calcular el canon de regulación de la Autoridad Reguladora, se seguirá la siguiente metodología:

1. Los costos totales (gastos e inversiones) del Ente Regulador del año siguiente al del establecimiento del respectivo canon, serán distribuidos proporcionalmente a su participación entre los sectores regulados, según las horas estimadas a laborar en cada sector. Dichos costos por sector, posteriormente serán asignados de manera unitaria para ser cargados en la tarifa (precio) del servicio público, de acuerdo con los volúmenes de ventas, usuarios servidos, o bien de acuerdo con la infraestructura (activos) que posean las personas físicas o jurídicas prestadoras del servicio público, cuando lo primero sea de difícil o imposible cuantificación.

2. El objetivo final de estos cálculos es estimar un canon por unidad física o monetaria que debe cobrar la Autoridad Reguladora a cada una de las personas físicas o jurídicas encargadas de su recaudación.

La Autoridad Reguladora podrá realizar convenios con personas físicas y jurídicas para que en su nombre recauden el canon.

**Artículo 63.-Caso de nuevos servicios regulados.** En el caso de la regulación de nuevos servicios regulados por la Autoridad Reguladora, ésta podrá remitir en cualquier momento un nuevo estudio de cánones a la Contraloría General de la República en el que se cuantifiquen los costos e inversiones asociadas con la regulación del nuevo sector, para que el órgano contralor los apruebe, de acuerdo con los criterios y metodologías que se establecieron en este Reglamento.

**Artículo 64.-Recaudación del canon.** La Autoridad Reguladora definirá los procedimientos y medios que utilizará para recaudar los cánones de cada servicio regulado. Para esto podrá realizar convenios o contratos con terceros. [...]

El artículo 184 de la Constitución Política por su parte, le otorga a la Contraloría General de la República la potestad de fiscalización en materia presupuestaria, por lo que tomando en consideración que el canon de regulación es un ingreso que percibe el ente regulador para financiar el servicio de regulación se incorpora en sus presupuestos iniciales, resulta indispensable que se efectúe esa vinculación entre el canon y el presupuesto, para que se garanticen los principios que deben orientar el canon de regulación.

Con base en lo anterior, el órgano contralor emitió el Reglamento sobre la aprobación de los proyectos de cánones de regulación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) y de la Superintendencia de Telecomunicaciones (Sutel), por parte de la Contraloría General de la República, resolución R-DC-55-2012, del 7 de mayo de 2012, el cual regula los aspectos que deben cumplir los proyectos de cánones de regulación.

[...]

Igualmente, en el marco de sus competencias, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RE-0206-JD-2021, el 5 de octubre de 2021, aprobó la “Política Regulatoria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”, cuyo objetivo fundamental es “contar con instrumentos que permitan al ente regulador la prestación óptima de los servicios públicos regulados, mediante normas técnicas, criterios de calidad, metodologías tarifarias, procesos de información y participación social que respondan a los cambios provocados por el contexto económico y social, el ambiente, las tecnologías o las decisiones de política pública que exigen al ente regulador, mejorar tanto sus procesos internos como la interacción con los diferentes elementos del entorno”. Esta Política contiene principios relacionados con la calidad, el servicio al costo, la participación ciudadana, la equidad, la inclusividad, la sostenibilidad, la universalidad, la transparencia y la eficiencia; entre otros aspectos de relevancia, para el ámbito regulatorio.

Y mediante la resolución RE-0235-JD-2021, del 20 de diciembre de 2021, ese órgano dictó la “Política Institucional De Gobierno Corporativo”, la cual en materia financiera dispuso:

**[...] d) Sostenibilidad financiera**

*Se continuará realizando un uso adecuado de los recursos sin poner en riesgo la gestión del deber público que tiene la institución, mediante un manejo sostenible y óptimo de los recursos para el financiamiento de la planificación institucional, las acciones y proyectos que se derivan de ésta, para el cumplimiento de los objetivos establecidos por la ley N°7593.*

*La Aresep continuará ejecutando sus acciones en estricto apego a los principios de legalidad presupuestaria, gestión financiera de economía, eficiencia y eficacia con sometimiento pleno a la ley.*

*La Aresep goza de autonomía e independencia financiera derivada de conformidad con lo establecido en los artículos 1, 2 y 82 de la Ley 7593 y concordante con los principios de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).*

*Como garantía de este principio, la Ley dispuso una fuente de financiamiento separada del presupuesto nacional y la prohibición de recibir de los regulados recursos distintos al canon de regulación previsto en el artículo 82 de la Ley 7593. [...]*

*Finalmente, la propuesta deberá observar lo que corresponda respecto a otras normas que atañen al quehacer de la Aresep, tales como:*

- *Ley N.° 8131 del 16 de octubre de 2001 y sus reformas, Ley de la Administración Financiera de la República y Presupuestos Públicos.*
- *Ley N.° 8292 del 31 de julio de 2002, Ley General de Control Interno.*
- *Normas Técnicas sobre Presupuesto Público (N-1-2012-DC-DFOE) emitidas por la Contraloría General de la República en 2012 y sus modificaciones.*

*De conformidad con lo señalado en el oficio OF-0643-DGAJR-2023, del 13 de octubre de 2023, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGJAR) señaló que la aprobación de la metodología para la distribución del canon de regulación es resorte de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, considerando que es el órgano colegiado, el responsable de aprobar el proyecto de cánones y el presupuesto de la Institución.*

*Adicionalmente, mediante el oficio OF-0027-DGAJR-2024, del 16 de enero de 2024, la DGAJR indicó que en relación con la “metodología de cánones” -instrumento por medio del cual se disponen las reglas y mecanismos para el cálculo, distribución y liquidación del canon de regulación que cobra la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, de conformidad con el marco normativo institucional, la técnica y la legislación vigente- no cabe dentro de los supuestos concebidos en el artículo 36 de la Ley 7593 y tampoco en las definiciones dispuestas en los instructivos AU-IN-01 “Instructivo para realizar audiencias públicas” del 04 de mayo de 2021 y AU-IN-02 “Instructivo para realizar consultas públicas” del 26 de marzo de 2019; siendo que para mantener vigente el derecho de terceros interesados, los cuales puedan manifestarse sobre el canon y, en concreto, en orden al monto que los gravará, lo que correspondería aplicar sería la consulta pública dispuesta en el artículo 361 inciso 2 de la Ley General de Administración Pública (LGAP):*

*[...] 2. Se concederá a las entidades representativas de intereses de carácter general o corporativo afectados por la disposición la oportunidad de exponer su parecer, dentro del plazo de diez días, salvo cuando se opongan a ello razones de interés público o de urgencia debidamente consignadas en el anteproyecto. [...]*

*(...)”*

**POR TANTO**

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley N° 7593 y sus reformas, en la Ley General de la Administración Pública N° 6227, en el Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, que es el Reglamento a la Ley N° 7593, y en el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado.

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

**RESUELVE:**

**ACUERDO 08-45-2024**

- I. Dar por recibido el oficio OF-0184-DGEE-2024, del 8 de mayo de 2024, y el oficio OF-0654-RG-2024, del 22 de mayo de 2024, mediante los cuales se remite el Informe técnico con la propuesta de reforma integral a la *Metodología para el cálculo y distribución de cánones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos*.
- II. Ordenar a la Administración, para que someta al procedimiento de consulta, por el plazo de diez días hábiles, la propuesta de *Metodología para el cálculo y distribución de cánones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos*, de conformidad con el siguiente texto:

“(…)

**5. ALCANCE Y OBJETIVOS DE LA METODOLOGÍA**

**5.1 Alcance**

*Esta metodología de cánones es un conjunto de reglas y mecanismos para establecer el cálculo y distribución del canon por cobrar anualmente a los entes regulados por la Aresep, buscando garantizar el cumplimiento de lo estipulado en el artículo 82 de la Ley 7593.*

*Adicionalmente, comprende el tratamiento de los costos previos asociados a una nueva actividad regulada, sector, subsector, segmento y/o regulado que no ha sido regulado anteriormente, así como los operadores que dejan de prestar el servicio público, y cualquier otro servicio que brinde la Aresep a entes no regulados.*

**5.2 Objetivos**

**5.2.1 Objetivo general**

*Establecer las reglas y mecanismos para el cálculo, distribución y liquidación del canon de regulación que cobra la Aresep, de conformidad con el marco normativo institucional, la técnica y la legislación vigente.*

**5.2.2 Objetivos específicos**

- *Establecer los mecanismos para el cálculo del canon a nivel de actividad regulada y la distribución del canon por cobrar anualmente a los regulados, cumpliendo con el principio de servicio al costo, bajo criterios de equidad y proporcionalidad.*
- *Definir el tratamiento de situaciones especiales como costos asociados con actividades, sectores, subsectores, segmentos y/o regulados nuevos, operadores que dejan de prestar el servicio, y servicios brindados a entes que no forman parte de los operadores regulados.*
- *Contribuir al logro de los principios, valores y objetivos de la Aresep.*

**5.2.3 Definiciones, términos y abreviaturas**

*Para los efectos de la presente metodología los términos que a continuación se consignan tienen el siguiente significado:*

**Actividad regulada:** *Conjunto de servicios públicos regulados según la Ley N° 7593, agrupados a nivel de sector. Para efectos de Aresep, se agrupan en tres tipos de actividades: Agua, Energía, y Transporte. A futuro, se podrán incluir otras actividades vía ley.*

**Canon Bruto de cada Actividad regulada:** Corresponde a los costos asociados a la regulación de los servicios públicos, estimados para cada periodo presupuestario en cada actividad regulada.

**Canon Bruto por regulado:** Es un ingreso que percibe el órgano o ente regulador para financiar el servicio de regulación, por cuenta de los sujetos públicos o privados que de acuerdo con el ordenamiento jurídico están afectos a regulación

**Costo:** Recursos necesarios para poder operar o prestar los servicios de regulación en el periodo siguiente. Para efectos de la presente metodología cuando se utiliza la palabra costo, se refiere a costos proyectados.

**Costo Directo:** Costo que por su naturaleza es identificable con una Actividad, sector, subsector, segmento y/o regulado, o en su defecto con un servicio ajeno a la regulación. Quedan comprendidos entre estos, los costos asociados a indemnizaciones, los cuales serán distribuidos entre los subsectores (Conjunto de servicios públicos específicos que conforman los sectores de cada actividad regulada), según corresponda.

**Costo Indirecto institucional:** Se consideran costos indirectos aquellos que por su naturaleza no son imputables con una actividad regulada específicamente. Quedan comprendidos, entre estos, casos como los estudios económicos y técnicos que se realicen sobre determinados mercados para determinar la procedencia o no de la regulación, los estudios que se realicen para la definición de modelos y normas de regulación cuando se desconozca la conformación del mercado y los estudios de impacto de la regulación, entre otros.

**Costos totales:** Corresponde a los costos operación de la institución en cada período presupuestario, incluye tanto los costos de los servicios regulados como los no regulados.

**Costo de los servicios no regulados:** Costos relacionados con la prestación y/o venta de servicios a otros entes no regulados, de acuerdo con lo tipificado en el artículo 85 de la Ley N°7593.

**Costos previos a la regulación:** Costos previos para iniciar la regulación, de una nueva actividad, sector, subsector, segmento o regulado, como parte del proceso de preparación, para asumir la regulación plena de un nuevo servicio a regular. Entre estos, los estudios económicos y técnicos requeridos para la definición de modelos, normas de regulación, análisis de la conformación del mercado, estudios de impacto de la regulación, entre otros.

**Dependencia:** Cada uno de los órganos o áreas funcionales que conforman la estructura organizacional de la Institución definidas según el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF).

**Factor de distribución:** Es el resultado de aplicar un parámetro común para la distribución de costos o ingresos que no es posible identificarlos ya sea a nivel de actividad, sector, subsector, segmento y/o regulado específico. Ejemplos de factor de distribución son: a) el porcentaje del ingreso respecto a un total y b) horas laboradas en una actividad regulada en particular, respecto al total de horas laboradas en todas las actividades reguladas.

**Ingreso:** Importe en dinero de los recursos económicos que ingresan a la institución y se registran sobre la base de efectivo.

**Ingreso directo:** Ingresos que por su naturaleza son identificables con una Actividad, sector, subsector, segmento y/o regulado, o en su defecto con un servicio ajeno a la regulación. Quedan comprendidos dentro de estos, los ingresos por multas, intereses moratorios y sanciones, los cuales serán considerados como ingresos directos de la actividad a la que pertenece el regulado que genera el ingreso; en concordancia con la ley 7593 artículo 32 inciso a) y b).

**Ingreso Indirecto:** Corresponde aquellos ingresos que por su naturaleza no son identificables con ninguna actividad, sector, subsector, segmento o regulado, por lo que estos serán acreditados a todos los regulados, representando una disminución al canon de cada período. Quedan comprendidos entre estos, los intereses por inversiones, y cualquier otro ingreso no identificable en ningún nivel de la estructura de costos.

**Parámetro:** Representa una característica de una actividad, sector, subsector, segmento y/o regulado, que puede ser cuantificada en términos numéricos. Ejemplos de parámetros son los ingresos, las horas laboradas, la cantidad de metros cuadrados entre otros.

**Periodo Presupuestario:** Se refiere al principio de anualidad descrito en el artículo No 5 de Ley N° 8131 de la Administración Financiera de la República y Presupuestos Públicos.

**Principio de equilibrio presupuestario:** El presupuesto deberá reflejar el equilibrio entre los ingresos, los gastos y las fuentes de financiamiento.

**Principio de equidad:** Este principio exige a la Aresep en el cálculo y distribución del canon de regulación, tomar en cuenta las diferencias, relevantes entre los prestadores, que pudieran afectar negativamente el cumplimiento del objeto contractual o legal del servicio público, o pudiere afectar de forma desigual a los usuarios del servicio público de que se trate.

**Principio de Proporcionalidad:** Este principio se aplica aquí, de acuerdo con el fin dispuesto en el artículo 82 de la Ley 7593, en su versión de omisión o insuficiencia y no de prohibición de exceso (propia del Derecho sancionador). En ese sentido, el principio exige que los recursos captados con el canon de regulación sean los idóneos, necesarios y proporcionales en sentido estricto para la consecución efectiva de los fines sustanciales de la Aresep y la satisfacción del interés público regulatorio.

**Proceso:** Conjunto de actividades mutuamente relacionadas o que interactúan, las cuales transforman elementos de entrada en resultados.

**Programa:** Clasificación presupuestaria de Aresep según las funciones que realizan los distintos órganos o dependencias que la integran. Se agrupan en dos programas: i) Programa 1, que comprende las funciones que llevan a cabo las dependencias de apoyo a la gestión, y ii) Programa 2, que abarca las funciones que desempeñan las dependencias de regulación servicios públicos, tanto en forma directa, como de apoyo técnico para ésta (en forma indirecta).

**Prestador:** Persona física o jurídica, pública o privada, habilitada mediante concesión, delegación, permiso o ley, para prestar un servicio público regulado en la Ley 7593, así como otros servicios públicos que el legislador haya definido como tal en otras leyes. Una misma empresa o persona física pueden brindar uno o más servicios. En el presente documento utiliza el término prestador como sinónimo de regulado.

**Regulado:** Persona física o jurídica, pública o privada, habilitada mediante concesión, delegación, permiso o ley, para prestar un servicio público regulado en la Ley 7593, así como otros servicios públicos que el legislador haya definido como tal en otras leyes. Una misma empresa o persona física pueden brindar uno o más servicios. En el presente documento utiliza el término regulado como sinónimo de prestador.

**Sector:** Conjunto de servicios públicos regulados que conforman cada actividad regulada (agua, energía, transporte).

**Segmento:** Conjunto de regulados o prestadores de servicios públicos que brindan el mismo servicio público dentro de un mismo subsector en cada actividad regulada (agua, energía, transporte).

**Servicio público:** De acuerdo con la Ley 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, un servicio público es aquel, que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, para ser sujeto de dicha ley u otras leyes en que sea declarado como servicio público.

**Servicio al Costo:** Principio contemplado en el artículo 82 de la Ley 7593, exige que los ingresos del canon no superen los costos requeridos por la institución para la consecución de los fines y el ejercicio de las competencias legales.

**Sistema de registro de horas:** Sistema informático para la captación de las horas laboradas por cada funcionario en las diferentes actividades reguladas, actualmente, agua, energía, transporte.

**Solicitud de Recursos:** Es una solicitud económica relacionada a una subpartida presupuestaria.

**Subsector:** Conjunto de servicios públicos específicos que conforman los sectores de cada actividad regulada (agua, energía, transporte).

**Subpartida de cuarto nivel:** Es el nivel de mayor especificidad de una erogación, en el clasificador por objeto del gasto, seguida de la clasificación interna la cual permite la identificación al máximo nivel de detalle.

**Superávit o Déficit por Regulado:** Monto originado del resultado de comparar los ingresos y los costos asignados a un regulado mediante el proceso de costeo en un período dado.

**Usuario:** Cualquier persona física o jurídica que utilice alguno de los servicios públicos regulados por la Aresep.

**Venta de servicios:** Son los recursos obtenidos, a partir de la prestación de servicios a otras entidades tales como, los definidos por alguna ley específica, asesorías, consultorías, capacitación y otros afines a sus funciones y para los que se establece un precio o valor monetario que permita recuperar los costos incurridos de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 85 de la Ley N° 7593.

## 6. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL CANON POR ACTIVIDAD REGULADA

### 6.1 Estimación de Costos Totales (CT)

La determinación de los costos totales corresponde a un proceso participativo, donde a partir de los requerimientos de recursos económicos, estimados por las diferentes dependencias que conforman los programas presupuestarios de la institución, se determinan los costos totales que requerirá la Aresep para ejercer su función regulatoria en cada período presupuestario. Dichos costos se clasifican en directos e indirectos, según su naturaleza, los cuales se verán más adelante.

Cada solicitud de recursos presupuestarios debe considerar, el marco normativo aplicable, dentro de las que se encuentran las disposiciones contempladas en los lineamientos institucionales en cada período definidos previamente, la planificación institucional de corto, mediano y largo plazo, y la fuente de financiamiento asociada a cada requerimiento presupuestario. Esto último en función de su naturaleza, es decir, si está asociada a la regulación de una actividad regulada en particular, ya sea, agua, energía o transporte, o bien, si constituye un requerimiento indirecto institucional, el cual estaría financiado por las tres actividades reguladas como se detallará en el apartado correspondiente.

Dichos requerimientos pasan por un proceso de revisión y análisis, basados en una adecuada justificación, coherencia metodológica, vinculación con los respectivos objetivos del plan estratégico institucional, y su debida aplicación de los lineamientos generales aprobados por Junta Directiva, para cada período presupuestario; de manera tal que permite elaborar una propuesta fundamentada para cumplir con las funciones que le establece la Ley N° 7593 a la Aresep, por lo que a partir de dicha información se inicia el proceso del cálculo del canon para cada actividad regulada, el cual se detalla en las siguientes secciones.

### 6.2 Costos Servicios No Regulados (CSNR)

Como parte de las funciones de Aresep, está la prestación y/o venta de servicios a otros entes no regulados, lo cual se encuentra tipificado en el artículo 85 de la Ley N° 7593; por lo que, una vez que se obtiene la estimación de los costos totales de la operación de la institución (CT), se debe identificar cuáles de esos costos corresponden a la prestación de servicios ajenos a la regulación de Aresep que se brindan a terceros, denominados servicios no regulados (CSNR), ya que estos se le cobran al ente al que se le brinda el servicio y, por ende, deben ser excluidos del cálculo del canon que se determina para cada una de las actividades reguladas.

### 6.3 Canon Bruto (CB)

Una vez identificados los CSNR y excluidos de los costos totales, se obtiene el costo de la regulación de las tres actividades, lo que se denomina canon bruto (CB). Lo anterior, por cuanto, si bien, la principal fuente de ingresos para financiar la operación de Aresep es el canon de regulación, existen otras fuentes de recursos económicos que, en aplicación al principio de servicio al costo, forman parte del financiamiento institucional; por lo que, se acreditan al CB, constituyendo una reducción de este, los cuales se detallarán en las secciones correspondiente.

$$CB = CT - CSNR$$

Ecuación 1

Donde:

**CB** = Canon bruto de la regulación.

**CT** = Costos totales de la institución.

**CSNR** = Costo de los servicios no regulados.

El canon bruto de la regulación se compone de la suma del canon bruto de cada una de las actividades reguladas (agua, energía, transporte).

#### **6.4 Canon Bruto de cada Actividad regulada (CBA)**

De conformidad con lo establecido en la Ley N°7593, artículo 82, la Aresep debe calcular un canon anual, de acuerdo con el principio del servicio al costo y empleando un sistema costeo adecuado para cada actividad regulada (agua, energía, transporte).

El proyecto de cánones, determinado por la Aresep para cada actividad regulada, (agua, energía, transporte) debe ser remitido a aprobación de la Contraloría General de la República (CGR) en cada período presupuestario. Por lo que, una vez definido el costo correspondiente a los servicios de regulación, donde se excluyen la venta de servicio a otros entes no regulados, se debe determinar el canon bruto de cada actividad regulada (CBA), para lo cual se deben identificar tanto los costos directos que están asociados a cada una de las actividades reguladas (CDA), así como asignar o distribuir los costos indirectos (CIA) que, si bien, no están asociados a ninguna actividad regulada específica, estos son necesarios para ejercer la función regulatoria; por lo que, son financiados por las actividades que regula la Aresep.

A la fecha de elaboración de esta metodología, las actividades que regula la Aresep son: agua, energía y transporte; no obstante, a futuro se podrá incluir cualquier otra, de acuerdo con el marco legal que así lo estipule.

El canon bruto, de cada actividad regulada, se determina a partir de los costos directos e indirectos, identificables y asignables según la naturaleza de cada uno de ellos, cuya ecuación se presenta a continuación, y en las siguientes secciones se detalla cómo se calcula cada componente:

$$CBA = CDA + CIA$$

Ecuación 2

Donde:

**CBA** = Canon Bruto de la regulación de la Actividad particular (agua, energía o transporte).

**CDA** = Costo Directo de la Actividad particular (agua, energía o transporte).

**CIA** = Costo Indirecto de la Actividad particular (agua, energía o transporte).

##### **6.4.1 Costos Directos de la Actividad (CDA)**

Son aquellos que, por su naturaleza, son identificables con alguna de las actividades reguladas: agua, energía y transporte, independientemente del programa presupuestario en el que se encuentre la estimación de los costos; por lo que son cargados directamente al canon de la actividad regulada a la que correspondan.

##### **6.4.2 Costos Indirectos asignados a la Actividad (CIA)**

Son aquellos costos inherentes a las actividades de regulación que realiza la Aresep, pero que no se pueden asociar a ninguna de las actividades reguladas en particular; generalmente tienen un carácter institucional.

Estos costos, según su naturaleza, se pueden asignar conforme a algún factor de distribución especial (CIDE), o bien con un factor de distribución de uso general para toda la institución (CII); en ambos casos, se distribuyen entre cada actividad regulada, siguiendo el proceso que se indica a continuación.

###### **6.4.2.1 Costos Indirectos con Distribución Especial (CIDE) entre actividades**

Estos costos pueden distribuirse con factores acordes a su naturaleza, como, por ejemplo, el gasto del alquiler y mantenimiento del edificio, para el cual se calcula un factor para hacer la distribución empleando un parámetro especial, en este caso el área en metros cuadrados (m<sup>2</sup>) que ocupa cada dependencia a cargo de la regulación directa

de cada actividad regulada (energía, agua y transporte). La ecuación que expresa el costo indirecto institucional del edificio en una actividad es:

$$CIIEA = CIIE * FDECIIE \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

**CIIEA** = Costo Indirecto Institucional del Edificio de una Actividad particular (agua, energía o transporte).

**CIIE** = Costo Indirecto Institucional del Edificio.

**FDECIIE** = Factor de Distribución Especial de Costo Indirecto Institucional del Edificio. Corresponde al cociente entre el área ocupada por la dependencia de regulación directa de la Actividad particular, entre el total de la suma de área ocupada de las dependencias a cargo de regulación directa (agua, energía, transporte).

$$FDECIIE = \left( \frac{AA}{AT} \right) \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde

**FDECIIE** = Factor de Distribución Especial de Costo Indirecto Institucional del Edificio. Corresponde al cociente entre el área ocupada por la dependencia de regulación directa de la Actividad particular, entre el total de la suma de área ocupada de las dependencias de regulación directa (agua, energía, transporte).

**AA** = Área en metros cuadrados que ocupa la dependencia encargada de la regulación directa de la Actividad particular.

**AT** = Área total en metros cuadrados que ocupan todas las dependencias de regulación directa de las actividades (agua, energía, transporte).

Otro ejemplo, corresponde al gasto por consumo de agua potable, el cual se distribuye empleando el parámetro especial de la cantidad de funcionarios de cada dependencia de la regulación directa de cada actividad regulada. La ecuación que expresa el costo indirecto institucional del consumo de agua potable en una actividad particular es:

$$CIIAA = CIIA * FDECIIA \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

**CIIAA** = Costo Indirecto Institucional de consumo de Agua de una Actividad particular (agua, energía o transporte).

**CIIA** = Costo Indirecto Institucional de consumo de Agua.

**FDECIIA** = Factor de Distribución Especial de Costo Indirecto Institucional de consumo de Agua. Corresponde al cociente entre la cantidad de funcionarios de la dependencia de regulación de la Actividad particular y la suma de la cantidad total de funcionarios de las dependencias de regulación directa (agua, energía, transporte).

Donde:

$$FDECIIA = \left( \frac{QFA}{QFT} \right) \quad \text{Ecuación 6}$$

**FDECIIA** = Factor de Distribución Especial de Costo Indirecto Institucional de consumo de Agua. Corresponde al cociente entre la cantidad de funcionarios de la dependencia de regulación de la Actividad particular y la suma de la cantidad total de funcionarios de las dependencias de regulación directa (agua, energía, transporte).

**QFA** = Cantidad de funcionarios de la dependencia encargada de la regulación directa de la Actividad particular.

**QFT** = Cantidad de funcionarios de todas las dependencias de regulación directa de cada una de las actividades (agua, energía, transporte).

Por lo que, previo a realizar la distribución de los costos indirectos institucionales (CII), los CIDE, deben ser extraídos y asignados a cada actividad regulada según el factor de distribución especial aplicable.

Una vez que se distribuyen los CIDE entre cada actividad regulada se procede con la distribución del resto de los costos indirectos institucionales (CII) que deberán ser asignados por un parámetro común entre las diferentes actividades reguladas, tal como se detalla a continuación.

#### 6.4.2.2 Distribución de los Costos Indirectos Institucionales (CII)

Existe un conjunto de costos a nivel institucional que no pueden ser asignados en forma directa a cada actividad regulada, y a la vez no existe un factor particular o especial, para hacer su asignación a cada actividad. Para esos casos, en forma general se emplea un mismo factor de distribución, calculado a partir de la estimación de la cantidad de horas que se invierten en cada una de las actividades reguladas (agua, energía o transporte).

Para lo anterior, la Aresep cuenta con un sistema de costeo, en el cual los funcionarios registran el tiempo laborado en tareas asociadas a cada una de las actividades reguladas, logrando determinar al cabo de un período en específico, el porcentaje de horas laboradas en cada actividad regulada. Dicho porcentaje se determina a partir de la cantidad de horas laboradas en cada actividad regulada particular, independientemente de la dependencia que las registre, entre la sumatoria total de las horas laboradas asociadas a todas las actividades reguladas, lo que viene a representar el peso relativo que cada una de ellas representa dentro del costo indirecto institucional. Lo anterior se expresa en la siguiente ecuación:

$$CIIA = CII * FDHAR \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

**CIIA** = Costo Indirecto Institucional de una Actividad particular (agua, energía o transporte).

**CII** = Costo Indirecto Institucional no asignable por algún parámetro especial.

**FDHAR** = Factor de Distribución de Horas laboradas en una Actividad Regulada particular. Corresponde al cociente entre la cantidad de horas laboradas por todas las dependencias de la institución en la regulación de la Actividad particular y la suma total de la cantidad de horas laboradas por todas las dependencias en todas las actividades reguladas. La cantidad de horas laboradas en cada actividad regulada, independientemente de la dependencia que las registre, se obtienen del sistema de costeo real al cierre de cada período presupuestario, donde cada funcionario del Programa 2 registra directamente el tiempo laborado en cada una de las actividades reguladas (agua, energía, transporte), y se adiciona el tiempo laborado de los funcionarios del Programa 1 identificables a cada actividad regulada.

Donde:

$$FDHAR = \left( \frac{QHARA}{QHART} \right) \quad \text{Ecuación 8}$$

**FDHAR** = Factor de Distribución de Horas laboradas en una Actividad Regulada particular. Corresponde al cociente entre la cantidad de horas laboradas por todas las dependencias de la institución en la regulación de la Actividad particular y la suma de la cantidad de horas laboradas por todas las dependencias en todas las actividades reguladas. La cantidad de horas laboradas en cada actividad regulada se obtienen del proceso del registro de horas al cierre de cada período presupuestario, donde cada funcionario del Programa 2 registra directamente el tiempo laborado en cada una de las actividades reguladas (agua, energía, transporte), y se adiciona el tiempo laborado de los funcionarios del Programa 1 identificables a cada actividad regulada.

**QHARA** = Cantidad de horas laboradas por los funcionarios de todas las dependencias de la institución en la regulación de la Actividad particular.

**QHART** = Cantidad total de las horas laboradas por los funcionarios de todas las dependencias de la institución en todas las actividades de regulación.

Dicho peso relativo o participación porcentual son utilizados como insumo para la distribución de los costos indirectos institucionales (CII) en el cálculo del canon de cada actividad regulada en cada período.

## **6.5 Acreditación de otras fuentes de financiamiento al canon bruto de cada actividad regulada**

### **6.5.1 Otros Ingresos por actividad (OIA)**

La Ley N° 7593, en su artículo 82, establece como fuente de financiamiento el canon de regulación para cada actividad regulada.

Por su parte, el artículo 84 de la citada ley, indica que además de los cánones formaran parte de los ingresos de la Aresep los siguientes:

- a) Los fondos que se le asignen en el Presupuesto Nacional.
- b) Las donaciones y subvenciones.
- c) Los ingresos que obtenga, mediante convenios y contratos con personas físicas, jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras.
- d) Los activos y pasivos asumidos del Servicio Nacional de Electricidad.
- e) Las multas establecidas en el artículo 38 y los intereses moratorios establecidos en la ley.

Dichos ingresos, se incluirán como parte de del financiamiento institucional, en los casos que así aplique, tal y como se indica a continuación:

- **Incisos a) y b):** En caso de que en algún momento se reciban los citados fondos, estos tendrían una aplicación específica, según sea el caso, pues al momento del dictado de la presente metodología la Aresep no ha recibido este tipo de ingresos.
- **Inciso d):** Este inciso no tiene efectos en la presente metodología ya que se dio por una única vez y carece de aplicabilidad al momento de dictarse esta metodología.
- **Inciso c) y e):** Al respecto, considerando el principio de servicio al costo, los rubros indicados en estos incisos se acreditan al canon bruto, constituyendo una disminución al canon en todos los niveles de la estructura de costos.

Adicional a los ingresos citados en los incisos indicados, se consideran dentro de estos, los intereses por inversiones, sanciones y cualquier otro ingreso menor con que cuente la institución para cada período presupuestario.

Los ingresos citados del artículo 84 incisos, c), e) así como las sanciones, están clasificados como ingresos directos a nivel de la actividad particular (agua, energía, transporte), que genera el ingreso.

Cualquier otro ingreso distinto a los indicados en el párrafo anterior, serán considerados como ingresos indirectos institucionales, por lo que, serán distribuidos en cada actividad regulada conforme las horas que se invierta en la regulación de cada una de ellas. Es decir, de la misma forma en que le son asignados los costos indirectos institucionales, explicados en la sección 6.4.2.2, de esa misma forma le serán acreditados los otros ingresos indirectos institucionales.

En cualquiera de los dos casos citados, ambos representan una disminución al canon bruto de cada actividad regulada.

### **6.5.2 Ingresos por ventas de servicios, artículo 85**

En el artículo 85 se establece el cobro por otros servicios que ofrezca, cuyo monto será calculado con base en el costo de tales servicios. Al respecto tal como se indicó en la sección 6.2, estos se excluyen del cálculo del canon ya que se cobran al ente que se le brinde el servicio.

### **6.5.3 Liquidación presupuestarias -Déficit o Superávit de cada Actividad (SDA)-**

Por otra parte, la aplicación del costeo institucional permite la identificación de ingresos y costos asociados a cada actividad regulada; por lo que, los saldos positivos (superávit) o negativos (déficit) al cierre del último período presupuestario, previo al de año que se formula el canon, también se acreditan al canon bruto de cada una de ellas. De existir un superávit, este representa una disminución al canon estimado en la formulación de un periodo siguiente; de lo contrario (déficit) el saldo negativo o cuenta por cobrar, se sumará al canon bruto para cada actividad regulada en un siguiente período presupuestario.

Adicionalmente, conforme a las prioridades y/o necesidades particulares de cada actividad regulada en cada período presupuestario, la Junta Directiva de Aresep podrá instruir tratamientos distintos, respetando en todo momento que el superávit de cada actividad regulada es específico, por lo que no podrá utilizarse para financiar otras actividades distintas a su origen.

### **6.6 Canon Neto por Actividad regulada (CNA)**

Al aplicar las acreditaciones de otros ingresos (OIA) y el déficit o superávit (SDA) al canon bruto de cada actividad regulada (CBA), se obtiene el canon neto por actividad regulada (CNA). Por tanto, el monto del canon por actividad regulada que finalmente se somete al proceso de aprobación, en primera instancia, a nivel interno a la Junta Directiva de Aresep, y en una segunda instancia, a nivel externo a la CGR, es el canon neto por actividad regulada que se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$CNA = CBA - OIA \pm SDA \qquad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

- CNA** = Canon Neto por Actividad particular (agua, energía o transporte).
- CBA** = Canon Bruto por Actividad particular (agua, energía o transporte).
- OIA** = Otros Ingresos acreditados a cada Actividad particular (agua, energía o transporte).
- SDA** = Superávit o Déficit de la Actividad particular. En caso de existir un superávit en el período anterior, se acredita una disminución al canon estimado del siguiente período de formulación; en caso contrario, de existir un déficit, el saldo negativo o cuenta por cobrar, se sumará al canon bruto para cada actividad regulada en el siguiente período de formulación.

## **7. METODOLOGÍA DISTRIBUCIÓN DEL CANON POR REGULADO DENTRO DE UNA ACTIVIDAD**

Una vez aprobado el canon por actividad regulada por parte de la CGR, la Aresep debe determinar el canon que pagará cada regulado, para lo cual debe distribuir el monto del canon aprobado para cada una de ellas en cada uno de los sectores, subsectores, segmentos, y regulados de cada actividad. Para lo anterior, se requiere de los siguientes insumos y procedimiento de identificación de costos que se detallan a continuación.

### **7.1 Insumos requeridos para la determinación del canon por regulado.**

Para la estimación del canon por regulado se requiere información de las dependencias a cargo de la regulación directa de cada actividad regulada (agua, energía, transporte). Dichas dependencias son las responsables de mantener y proporcionar la información indicada en esta sección, la cual deberá remitirse a más tardar en la segunda quincena del mes de febrero y primera quincena de agosto de cada período, o bien en las fechas que por normativa corresponda realizar las formulaciones de cánones y presupuesto, velando en todo momento por la calidad y la integridad de los datos que se suministren y los efectos que estos generen sobre la determinación del canon.

#### **7.1.1 Base de datos de prestadores de servicios públicos regulados**

Para la distribución del canon por actividad regulada, previamente aprobado por la CGR, entre los regulados que componen cada una de ellas, es necesario contar con la base de datos de los regulados (nombre comercial completo) actualizada en cada período de formulación del canon, debidamente estandarizada, que asigne un código único e

irrepetible a cada regulado (cédula física o jurídica), de forma que, para efectos de reportes y controles, pueda consolidarse la información por regulado independientemente de los servicios que presta, así como la gestión el cobro respectivo.

De acuerdo con la naturaleza de cada actividad regulada, históricamente estas están conformadas por sectores y subsectores compuestos por las agrupaciones de regulados, y en función de ello la asignación y distribución de los costos asociados; no obstante, se han identificado otros regulados que, si bien forman parte de un mismo sector y/o subsector, hay diferencias relevantes entre ellas, por lo que, es necesario desagregarlos en segmentos para una distribución más equitativa del canon que corresponde cancelar a cada uno de los regulados que los conforman.

En ese contexto, un ejemplo de lo anterior es el caso del subsector de autobuses, en el cual es posible una clasificación del servicio por tamaño, considerando la cantidad de unidades de transporte o autobuses, como se muestra a continuación:

<b>Segmento</b>	<b>Rango de la cantidad Unidades</b>
Micro	1 a 5
Pequeña	6 a 15
Mediana	16 a 35
Grande	36 o más

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos aportados por Intendencia de Transporte, basados en la resolución de la Junta Directiva de la Aresep, RE-0032-JD-2023 del 23 de febrero de 2023

De igual forma, a futuro aplicaría para cualquier otro sector o subsector que por sus características propias amerite la desagregación por segmento.

### **7.1.2 Factores de distribución**

En aplicación a los principios de proporcionalidad y equidad, el o los factores que se utilicen para la distribución del canon neto de cada actividad regulada entre los diferentes regulados, debe de ser común entre ellos, y conforme los niveles de la estructura de costos (actividad, sector, subsector, segmento), según corresponda el costo asociado a su naturaleza.

Dada la diversidad y la naturaleza variada de los servicios que regula Aresep, el ingreso es el parámetro común entre las diferentes actividades y regulados. Adicionalmente es el más equitativo y razonable para calcular el factor de distribución, además de contar con dos características adicionales que la convierten en la mejor alternativa: menor complejidad para obtenerlo y es bastante fiable y es oportuna la obtención de dicha información. A futuro, en caso de disponer de variables con mejores características, en los casos que así aplique, se podrán utilizar otras para determinar los factores de distribución para los costos directos a nivel de sector, subsector y/o segmento conforme las características de cada uno, siempre y cuando sea común entre los regulados, velando por los principios de proporcionalidad y equidad.

Para la determinación del factor asociado a este parámetro, se requieren los ingresos brutos de los últimos cinco años, por concepto de la prestación del servicio público regulado, con corte al 31 de diciembre del año anterior al canon del período que se formula.

Una vez que se cuenta con dicha información, se realiza el siguiente procedimiento para obtener el factor de distribución aplicable a cada regulado.

- i. Se suman los ingresos brutos de los últimos cinco años anteriores al año en el cual se aprueba el canon por actividad. En caso de no disponer de la serie completa de los cinco años, ver la sección 7.3.4.1.
- ii. Se calcula el ingreso promedio anual por regulado.
- iii. Se calcula la participación porcentual de cada una de los regulados en relación con el total de los ingresos promedios en la actividad (FDAR), en el sector (FDSR), en el subsector (FDSSR) y en el segmento (FDSeR), según corresponda el nivel de agregación.

- iv. Se multiplica el costo asignado y/o identificado, por la participación porcentual que cada regulado represente dentro de los niveles de la estructura de costos según sea el caso.

En el anexo A se ilustra el proceso de distribución de los costos indirectos y directos según los niveles de la estructura de costos, desde el nivel más agregado, es decir la actividad particular, seguido del sector, subsector y segmento, utilizando como parámetro el ingreso bruto de cada regulado.

### 7.1.3 Cantidad Unidades

En aquellos casos en los que por la naturaleza de la actividad no es posible establecer el ingreso de los regulados de forma individual, la Aresep hará la distribución de los costos hasta el nivel de regulado, basado en algún otro parámetro aplicable al sector, subsector y/o segmento, como por ejemplo entre la cantidad de unidades por autobús, taxi, embarcaciones, litros, toneladas, y cualquier otra unidad de medida aplicable, según resulte razonable y sea común entre todos los regulados que conforme la estructura de costos de sector, subsector o segmento.

### 7.2 Distribución del canon de cada actividad entre regulados que las conforman

A partir de la aprobación por parte de la CGR del canon para cada actividad regulada, se procede tanto con la distribución los costos indirectos asignados a cada actividad (CIA), entre los regulados que las componen, así como la asignación de los costos directos (CDA) de cada de la actividad, sector (CDS), subsector (CDSS) y segmento (CDSe), entre los regulados que componen cada una de las categorías indicadas, según sea el caso, y finalmente, la identificación de costos directos a nivel de regulado. A continuación, el detalle:

#### 7.2.1 Costos Indirectos Institucionales entre los regulados

Una vez asignados los costos indirectos institucionales (CII) y los costos indirectos institucionales de distribución especial (CIDE), detallados en las secciones 6.4.2.1 y 6.4.2.2 a nivel de actividad regulada (CIA), estos deben distribuirse entre los regulados que conforman cada una de ellas, es decir, asignar los costos indirectos a nivel de regulado (CIR). Para esto se utiliza el factor de distribución que corresponda, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$CIR = CIA * FDCIR \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

**CIR** = Costo Indirecto a nivel de Regulado dentro de una actividad particular (agua, energía o transporte).

**CIA** = Costo Indirecto de la Actividad particular.

**FDCIR** = Factor de Distribución de Costos Indirectos a nivel de Regulado dentro de una actividad particular. Para el cálculo de este factor se utiliza el ingreso promedio de los últimos cinco años por la prestación del servicio de los regulados, o cualquier otro parámetro que se determine a futuro, siempre y cuando, sea común entre los regulados y se cumplan los principios de proporcionalidad y equidad. En el caso del ingreso, este factor de distribución corresponde al cociente entre el ingreso promedio de los últimos cinco años del regulado de una actividad particular, entre el total del ingreso promedio de los últimos cinco años de todos los regulados que corresponden a una actividad particular.

$$FDCIR = \left( \frac{IR}{ITR} \right) \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde

**FDCIR** = Factor de Distribución de Costos Indirectos a nivel de Regulado dentro de una actividad particular. Para el cálculo de este factor se utiliza el ingreso promedio de los último cinco años por la prestación del servicio de los regulados, o cualquier otro parámetro que se determine a futuro, siempre y cuando, sea común entre los regulados y se cumplan los principios de proporcionalidad y equidad. En el caso del ingreso, este factor de distribución corresponde al cociente entre el ingreso promedio de los últimos cinco años del regulado de una actividad particular, entre el total del ingreso promedio de los últimos cinco años de todos los regulados que corresponden a una actividad particular.

- IR** = Ingreso promedio de los últimos cinco años del Regulado dentro de una actividad particular.
- ITR** = Ingreso promedio de los últimos cinco años total de todos los Regulados dentro de una actividad particular.

## 7.2.2 Costos directos entre los regulados

Los costos directos de cada actividad regulada pueden ser directos a nivel de: actividad, sector, subsector, segmento y regulado, conforme la identificación así lo permita. A excepción del último (regulado), los demás costos directos deberán distribuirse entre cada categoría de los regulados que los conforman, aplicando los principios de proporcionalidad y equidad, y, por ende, un factor común de distribución, entre ellos.

Dicha identificación se da través de las plantillas estandarizadas de recolección de información para cada proceso de formulación presupuestaria que llenan las diferentes dependencias al momento de formular los requerimientos de recursos económicos para la elaboración del canon.

En dicha herramienta, cada dependencia debe indicar claramente, entre otros rubros:

- El monto que se requiere, debidamente asociado a una partida, subpartida, hasta el máximo nivel de detalle de la cuenta presupuestaria (cuarto nivel).
- La justificación, indicando claramente el qué y el para qué se requiere.
- La metodología de cálculo para determinar el monto solicitado.
- La vinculación con los objetivos estratégicos institucionales.
- En los casos que así aplique, la identificación del sector, subsector segmento y regulado, según corresponda.

A continuación, se detallas los procesos de distribución según sea el caso.

### 7.2.2.1 Costo Directo de la Actividad entre los regulados (CDAR)

Corresponde a los costos que son identificables a nivel de cada una de las actividades que se regulan (CDA); sin embargo, no son identificables a nivel de sector, ni de subsector, segmento, ni de regulado, por lo que requieren ser distribuidos entre los regulados que conforman cada actividad particular.

Para lo anterior, en cumplimiento de los principios de proporcionalidad y equidad, se utiliza un factor de distribución de la actividad que sea común entre todos los regulados de cada actividad regulada. Lo anterior se expresa en la siguiente ecuación:

$$CDAR = CDA * FDAR \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

- CDAR** = Costo Directo a nivel de Regulado dentro de una Actividad particular (agua, energía o transporte).
- CDA** = Costo Directo de la Actividad particular.
- FDAR** = Factor de Distribución de Costos Directos a nivel de Regulado dentro de una Actividad particular. Para el cálculo de este factor se utiliza el ingreso promedio de los últimos cinco años, o cualquier otro parámetro que se determine a futuro, siempre y cuando sea común entre los regulados y se cumplan los principios de proporcionalidad y equidad. En el caso del ingreso, este factor de distribución corresponde al cociente entre el ingreso promedio de los últimos cinco años del regulado de una actividad particular, entre el total del ingreso promedio de los últimos cinco años de todos los regulados dentro de una actividad particular.

$$FDAR = \left( \frac{IR}{ITR} \right) \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde

- FDAR** = Factor de Distribución de Costos Directos a nivel de Regulado dentro de una actividad particular. Para el cálculo de este factor se utiliza el ingreso promedio de los últimos cinco años, o cualquier otro parámetro que se determine a futuro, siempre y cuando sea común entre los regulados y se

*cumplan los principios de proporcionalidad y equidad. En el caso del ingreso, este factor de distribución corresponde al cociente entre el ingreso promedio de los últimos cinco años del regulado de una actividad particular, entre el total del ingreso promedio de los últimos cinco años de todos los regulados dentro de una actividad particular.*

**IR** = Ingreso promedio de los últimos cinco años del Regulado dentro de una actividad particular.

**ITR** = Ingreso promedio total de los últimos cinco años de todos los Regulados dentro de una actividad particular.

### **7.2.2.2 Costo Directo a nivel de Sector (CDS)**

*Corresponde a los costos que son directos a nivel de sector (CDS); sin embargo, no son identificables a nivel de subsector, ni de segmento, ni regulado, por lo que, en aplicación al principio de equidad y proporcionalidad, requieren ser distribuidos únicamente entre los regulados que conforman el sector. Lo anterior, mediante un factor de distribución a nivel de regulado dentro del sector (FDSR), tal y como expresa en la siguiente ecuación:*

$$CDSR = CDS * FDSR \quad \text{Ecuación 14}$$

*Donde:*

**CDSR** = Costo Directo a nivel de Regulado dentro de un Sector de una actividad particular (agua, energía o transporte).

**CDS** = Costo Directo a nivel del Sector.

**FDSR** = Factor de Distribución de costos a nivel de Regulado dentro de un Sector de una actividad particular. Para el cálculo de este factor se utiliza el ingreso promedio de los últimos cinco años por la prestación del servicio regulado, o cualquier otro parámetro que se determine a futuro, siempre y cuando sea común entre los regulados y se cumplan los principios de proporcionalidad y equidad. En el caso del ingreso, este factor de distribución corresponde al cociente entre el ingreso promedio de los últimos cinco años del regulado de una actividad particular entre el total del ingreso promedio de los últimos cinco años de todos los regulados dentro de un sector de una actividad particular.

$$FDSR = \left( \frac{IR}{ITRS} \right) \quad \text{Ecuación 15}$$

*Donde*

**FDSR** = Factor de Distribución de costos a nivel de Regulado dentro de un Sector de una actividad particular. Para el cálculo de este factor se utiliza el ingreso promedio de los últimos cinco años por la prestación del servicio regulado, o cualquier otro parámetro que se determine a futuro, siempre y cuando sea común entre los regulados y se cumplan los principios de proporcionalidad y equidad. En el caso del ingreso, este factor de distribución corresponde al cociente entre el ingreso promedio de los últimos cinco años del regulado de una actividad particular, entre el total del ingreso promedio de los últimos cinco años de todos los regulados dentro de un sector de una actividad particular.

**IR** = Ingreso promedio de los últimos cinco años del Regulado dentro de una actividad particular.

**ITRS** = Ingreso promedio total de los últimos cinco años de los todos Regulados dentro de un Sector de una actividad particular.

### **7.2.2.3 Costo Directo a nivel de Subsector (CDSS)**

*Corresponde a los costos de un subsector, el cual está compuesto por varios regulados que brindan el mismo servicio, por lo que, en aplicación al principio de equidad y proporcionalidad requieren ser distribuidos conforme un factor de distribución (FDSSR) común entre los regulados que los componen. Quedan comprendidos en estos, los costos de indemnizaciones asociadas al subsector que corresponda.*

$$CDSSR = CDSS * FDSSR \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

**CDSSR** = Costo Directo a nivel de Regulado dentro de un Subsector de una actividad particular (agua, energía o transporte).

**CDSS** = Costo Directo a nivel del Subsector.

**FDSSR** = Factor de Distribución de costos a nivel de Regulado dentro de un Subsector de una actividad particular. Para el cálculo de este factor se utiliza el ingreso promedio de los últimos cinco años por la prestación del servicio regulado, o cualquier otro parámetro que se determine a futuro, siempre y cuando sea común entre los regulados y se cumplan los principios de proporcionalidad y equidad. En el caso del ingreso, este factor de distribución corresponde al cociente entre el ingreso promedio de los últimos cinco años del regulado de una actividad particular, entre el total del ingreso promedio de los últimos cinco años de todos los regulados dentro de un subsector de una actividad particular.

$$FDSSR = \left( \frac{IR}{ITRSS} \right) \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde

**FDSSR** = Factor de Distribución de costos a nivel de Regulado dentro de un Subsector de una actividad particular. Para el cálculo de este factor se utiliza el ingreso promedio de los últimos cinco años por la prestación del servicio regulado, o cualquier otro parámetro que se determine a futuro siempre y cuando sea común entre los regulados y se cumplan los principios de proporcionalidad y equidad. En el caso del ingreso, este factor de distribución corresponde al cociente entre el ingreso promedio de los últimos cinco años del regulado de una actividad particular, entre el total del ingreso promedio de los últimos cinco años de todos los regulados dentro de un subsector, de una actividad particular.

**IR** = Ingreso promedio de los últimos cinco años del Regulado dentro de una actividad particular.

**ITRSS** = Ingreso total promedio de los últimos cinco años de todos los Regulados dentro de un Subsector de una actividad particular.

#### 7.2.2.4 Costo Directo a nivel de Segmento (CDSe)

La siguiente identificación corresponde a los costos que son directos a nivel de segmento (CDSe); sin embargo, no son identificables a nivel regulado, por lo que, en aplicación al principio de equidad y proporcionalidad, requieren ser distribuidos conforme un factor de distribución a nivel de regulado dentro del segmento (FDSeR), tal y como expresa en la siguiente ecuación:

$$CDSeR = CDSe * FDSeR \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

**CDSeR** = Costo Directo a nivel de Regulado dentro de un Segmento de una actividad particular (agua, energía o transporte).

**CDSe** = Costo Directo a nivel del Segmento.

**FDSeR** = Factor de Distribución de costos a nivel de Regulado dentro de un Segmento de una actividad particular. Para el cálculo de este factor se utiliza el ingreso por la prestación del servicio del regulado, o cualquier otro parámetro que se determine a futuro, siempre y cuando sea común entre los regulados y se cumplan los principios de proporcionalidad y equidad. En el caso del ingreso, este factor de distribución corresponde al cociente entre el ingreso promedio de los últimos cinco años del regulado, de una actividad particular, entre el total del ingreso promedio de los últimos cinco años de todos los regulados dentro de un segmento de una actividad particular.

$$FDSeR = \left( \frac{IR}{ITRSeR} \right) \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde

**FDSeR** = Factor de Distribución de costos a nivel de Regulado dentro de un Segmento de una actividad particular. Para el cálculo de este factor utilizará el ingreso por la prestación del servicio del regulado,

o cualquier otro parámetro que se determine a futuro, siempre y cuando sea común entre los regulados y se cumplan los principios de proporcionalidad y equidad. En el caso del ingreso, este factor de distribución corresponde al cociente entre el ingreso promedio de los últimos cinco años del regulado de una actividad particular, entre el total del ingreso promedio de los últimos cinco años de todos los regulados dentro de un segmento, de una actividad particular.

**IR** = Ingreso promedio de los últimos cinco años del Regulado dentro de una actividad particular.

**ITRSeR** = Ingreso total promedio de los últimos cinco años de todos Regulados dentro de un Segmento de una actividad particular.

### 7.2.2.5 Costos Directos a nivel de Regulado

Son aquellos costos que son identificables hasta el máximo nivel de desagregación de la estructura de costos; es decir, hasta el regulado específico, dicho costo se denomina costo directo a nivel de regulado (CDR), los cuales no requieren de ninguna distribución ya que se cargan directamente al canon del regulado, sea empresa física o jurídica, que le corresponda.

En conclusión, una vez aprobado el canon por el ente contralor para cada actividad regulada (agua, energía, transporte), y aplicando los parámetros respectivos, y determinados los factores de distribución dentro de cada uno de los niveles de la estructura de costos (actividad, sector, subsector, segmento), se procede como sigue:

- a) Tanto el costo directo de cada actividad (agua, energía, transporte) como el indirecto asignado a cada actividad regulada, se multiplican por el factor de distribución correspondiente (FDAR y FDCIR) de cada uno de los regulados que la conforman.
- b) Los costos directos a nivel de sector, subsector y segmento se multiplican por el factor de distribución correspondiente dentro de las categorías indicadas (FDSR, FDSSR y FDSer).
- c) Los costos directos identificables con un regulado específico (CDR) se asignan directamente al regulado que corresponde.

Obteniendo así el canon bruto por regulado (CBR). Lo anterior se sintetiza en la siguiente ecuación.

$$CBR = CDAR + CIAR + CDSR + CDSSR + CDSer + CDR \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde:

**CBR** = Costo Bruto a nivel de Regulado dentro de una actividad particular (agua, energía o transporte).

**CDAR** = Costo Directo a nivel de regulado dentro de una Actividad particular (agua, energía o transporte),

**CIAR** = Costo Indirecto a nivel de Regulado dentro de una Actividad particular (agua, energía o transporte).

**CDSR** = Costo Directo a nivel de Regulado dentro de un Sector de una actividad particular (agua, energía o transporte).

**CDSSR** = Costo Directo a nivel de Regulado dentro de un Subsector de una actividad particular (agua, energía o transporte).

**CDSer** = Costo Directo a nivel de Regulado dentro de un Segmento de una actividad particular (agua, energía o transporte).

**CDR** = Costo Directo a nivel de Regulado dentro una actividad particular (agua, energía o transporte).

### 7.3 Acreditaciones al canon bruto por regulado

Tal como se indicó en la sección 6.5, en aplicación al principio de servicio al costo, al canon bruto de cada actividad regulada, se le acreditan los otros ingresos con que cuente la institución, así como el déficit o superávit (empleando el resultado de la liquidación presupuestaria al último cierre que se tenga previo al año que se formula); siendo este último, específico para cada regulado.

### **7.3.1 Acreditación de otros ingresos por regulado (OIR)**

Tanto los otros ingresos directos como indirectos acreditados a cada actividad particular (agua, energía, transporte), se distribuyen a cada regulado uno de los regulado que las conforman, con los mismos parámetros en que se le acreditan los costos indirectos a nivel de actividad. Es decir, se multiplican por el factor de distribución de ingresos<sup>1</sup>, que cada regulado representa dentro de cada una de las actividades reguladas. Acreditación del superávit o déficit (SDR).

### **7.3.2 Acreditación del resultado de la liquidación presupuestaria (superávit o déficit)**

El costeo institucional permite la trazabilidad y distribución de los costos e ingresos a nivel de regulado, por lo que el resultado de la liquidación presupuestaria al último cierre inmediato al del año que se formula, sea superávit o déficit, es específico, y se acredita al regulado que corresponda, según el análisis particular en cada período.

En caso de que el resultado sea positivo (superávit) este constituye una disminución al canon bruto del regulado, en el o los siguientes períodos, según análisis; caso contrario (déficit), constituye una cuenta por cobrar que se sumará al canon bruto.

### **7.3.3 Canon neto por regulado**

El resultado de acreditar al Canon Bruto por regulado (CBR) los otros ingresos institucionales (OIR) y el Superávit o Déficit por regulado (SDR), se obtiene el canon neto por regulado que finalmente sale al cobro en cada período presupuestario (CNR). Lo anterior se expresa en la siguiente ecuación:

$$\text{CNR} = \text{CBR} - \text{OIR} \pm \text{SDR} \qquad \text{Ecuación 21}$$

Donde:

**CNR** = Canon Neto por Regulado particular.

**CBR** = Canon Bruto por Regulado particular.

**OIR** = Otros Ingresos por Regulado particular.

**SDR** = Superávit o Déficit del Regulado particular. En caso de existir un superávit al último cierre presupuestario anterior al período que se formula, se acredita una disminución al canon estimado del siguiente período de formulación; en caso contrario de existir un déficit, el saldo negativo o cuenta por cobrar, se sumará al canon bruto para el regulado en el siguiente período de formulación.

### **7.3.4 Situaciones especiales en la determinación del canon por regulado**

Existen situaciones especiales que se deben considerar para hacer la distribución del canon de cada actividad entre los regulados que las componen, tales como las siguientes:

#### **7.3.4.1 Serie incompleta de ingresos:**

Cuando no se disponga de la serie completa de los ingresos brutos, o del factor de distribución que aplique, de los últimos 5 años de un regulado específico, se calculará el promedio sobre los años que la dependencia a cargo de la regulación directa haya estimado o remitido a la dependencia que formula.

#### **7.3.4.2 Operador nuevo**

Cuando ingrese un nuevo regulado y no se disponga de información de sus ingresos brutos de al menos un año, el área a cargo de la regulación directa del servicio deberá estimar los ingresos, conforme los datos de que disponga según las características del mercado, o servicio a regular.

#### **7.3.4.3 Prestadores que dejan de brindar el servicio público**

En caso de existir empresas físicas o jurídicas que en el transcurso del período de ejecución dejan de brindar el servicio público, y, que, al último cierre presupuestario anterior al del período que se formula, reporten superávit, debe

devolverse la suma que corresponda, o caso contrario, es decir que el resultado sea deficitario, se le cobraran las deudas pendientes.

Considerando, que la normativa establece un canon anual, así como el principio de anualidad presupuestaria, y los procesos de liquidación respectivos, los saldos con corte a la fecha en que dejó de poseer el título habilitante, (superávit o déficit) serán devueltos o cobrados, según corresponda, en el período presupuestario inmediato al período que se formula posterior a la liquidación, por ejemplo, los resultados del cierre del 2023 se acreditan al canon del 2025 y así sucesivamente.

En cualquier caso, el cobro o devolución (superávit o déficit), según corresponda, seguirán el trámite interno respectivo, razón por la cual estos no formarán parte de la publicación anual del canon por regulado del período correspondiente, según la regla descrita en el párrafo anterior.

### **7.3.5 Casos especiales previos a nuevas regulaciones**

#### **7.3.5.1 Nueva actividad regulada**

En caso de surgir una nueva actividad regulada, diferentes a: agua, energía, transporte, los costos previos al inicio de la regulación (identificación de los regulados, análisis, elaboración de bases de datos, desarrollo de instrumentos de regulación, ya sea metodologías tarifarias o reglamentos técnicos o cualquier otro elemento para la regulación de la actividad) deberán ser distribuidos como costos indirectos a nivel institucional. Una vez se cuente con la información indicada, se estimará el canon que corresponda cancelar a cada una de las nuevas actividades.

Dependiendo de la temporalidad en que se cuente con los instrumentos regulatorios y sujetos de cobro definidos, se podrá tramitar un canon extraordinario, tal como lo establece la normativa vigente, o bien incorporarse dentro del cálculo del canon anual ordinario que corresponda.

#### **7.3.5.2 Nuevo sector, subsector y/o segmento que no ha sido anteriormente regulado**

Cuando surja un nuevo sector, subsector y/o segmento que no ha sido anteriormente regulado, en caso de pertenecer a una actividad específica de las ya reguladas (agua, energía, transporte) los costos previos a la regulación se distribuyen como un indirecto en los niveles de la estructura de costos según sean identificables. Una vez se cuente con la información de los regulados (identificación de las personas físicas o jurídicas sujetos de cobro) que conforman el sector, subsector o segmento, se les estimará el canon que corresponda cancelar a cada uno de los nuevos regulados.

Dependiendo de la temporalidad en que se cuente con los instrumentos regulatorios y sujetos de cobro definidos, se podrá tramitar un canon extraordinario, tal como lo establece la normativa vigente, o bien incorporarse dentro del cálculo del canon anual ordinario que corresponda.

#### **7.3.5.3 Nuevo prestador en un sector, subsector y/o segmento actualmente regulado**

En los casos en que una empresa física o jurídica requiera de servicios de parte de Aresep en el inicio de la valoración para empezar a prestar un servicio público regulado dentro de un sector, subsector y/o segmento existente, de conformidad con el artículo 85 de la Ley N.º 7593, la Aresep deberá definir el costo de tales servicios, los cuales deberán ser cancelados antes de iniciar cualquier actividad para su determinación. El costo de los servicios indicados los determinará el área encargada de la regulación directa.

#### **7.3.5.4 Concesiones de obra pública**

Se refiere a los costos en que incurre la Aresep con la tramitología relacionada a las concesiones de obra pública, en cuyo caso, corresponderá como una venta de servicios, lo cual está tipificado en el artículo 85 de la Ley N.º 7593, por lo que deberá cobrarse conforme el principio de servicio al costo, a la entidad que presente el trámite para la valoración de la Aresep, previa prestación del servicio. El monto será estimado conforme a los costos de las acciones realizadas para cumplir con el trámite relacionado con la Concesión de Obra Pública. La estimación de dichos costos será determinada por la(s) dependencia(s) a cargo de la regulación directa, a cargo de brindar el servicio.

---

<sup>1</sup> Cociente de dividir el promedio ingresos de los últimos cinco años de cada regulado entre el total del promedio de ingresos de todos los regulados que conforman cada actividad (agua, energía, transporte).

**Anexo A.**

**Distribución del canon aprobado para cada actividad regulada, entre los regulados que las conforman.**

El presente anexo, ejemplifica la distribución del canon de cada actividad, entre los diferentes regulados que las componen, tomando como factor de distribución los ingresos.

- a) Los ingresos de cada actividad están compuestos por la suma de los ingresos de cada sector, subsector, segmentos y regulados que las conforman. Estos corresponden a la suma de los ingresos brutos de los últimos 5 años anteriores al año en el cual se aprueba el canon por actividad. Ejemplo:

Regulado	Ingresos					Total ingresos
	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	
<b>ACTIVIDAD A</b>	229	326	406	471	516	1.948
<b>Sector A.1</b>	130	155	195	220	245	945
<b>Subsector A.1.1</b>	70	80	105	115	125	495
<b>Segmento</b>	70	80	105	115	125	495
Regulado 1	50	55	65	70	75	315
Regulado 2	20	25	40	45	50	180
<b>Subsector A.1.2</b>	60	75	90	105	120	450
<b>Segmento</b>	60	75	90	105	120	450
Regulado 1	10	15	20	25	30	100
Regulado 2	20	25	30	35	40	150
Regulado 3	30	35	40	45	50	200
<b>Sector A.2</b>	99	171	211	251	271	1.003
<b>Subsector A.2.a</b>	60	55	65	70	75	325
<b>Segmento</b>	60	55	65	70	75	325
Regulado 1	60	55	65	70	75	325
<b>Subsector A.2.b</b>	39	116	146	181	196	678
<b>Segmento</b>	31	101	121	141	151	545
Regulado 1	15	50	60	70	75	270
Regulado 2	16	51	61	71	76	275
<b>segmento</b>	8	15	25	40	45	133
Regulado 1	8	15	25	40	45	133

- b) Se calcula el ingreso promedio anual por regulado. Ejemplo:

Regulado	Ingresos					Total ingresos	Promedio de ingresos
	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5		
<b>ACTIVIDAD A</b>	229	326	406	471	516	1.948	390
<b>Sector A.1</b>	130	155	195	220	245	945	189
<b>Subsector A.1.1</b>	70	80	105	115	125	495	99
<b>segmento</b>	70	80	105	115	125	495	99
Regulado 1	50	55	65	70	75	315	63
Regulado 2	20	25	40	45	50	180	36
<b>Subsector A.1.2</b>	60	75	90	105	120	450	90
<b>segmento</b>	60	75	90	105	120	450	90
Regulado 1	10	15	20	25	30	100	20
Regulado 2	20	25	30	35	40	150	30
Regulado 3	30	35	40	45	50	200	40
<b>Sector A.2</b>	99	171	211	251	271	1.003	201
<b>Subsector A.2.a</b>	60	55	65	70	75	325	65
Regulado 1	60	55	65	70	75	325	65
<b>Subsector A.2.b</b>	39	116	146	181	196	678	136
<b>segmento</b>	31	101	121	141	151	545	109
Regulado 1	15	50	60	70	75	270	54
Regulado 2	16	51	61	71	76	275	55
<b>segmento</b>	8	15	25	40	45	133	27
Regulado 1	8	15	25	40	45	133	27

- c) Se calcula el factor de distribución como una participación porcentual, determinada como el cociente entre el ingreso promedio de los últimos cinco años del regulado de una actividad regulada particular, entre el total del

ingreso promedio de los últimos cinco años de todos los regulados que corresponden a esa actividad regulada particular. **Ejemplo**

Regulado	Participación porcentual x regulado dentro de la actividad	Participación porcentual x regulado dentro del sector	Participación porcentual x regulado dentro del subsector	Participación porcentual x regulado dentro del segmento
<b>ACTIVIDAD A</b>	<b>100%</b>			
<b>Sector A.1</b>	46%	<b>100%</b>		
<b>Subsector A.1.1 segmento</b>	24%	52%		
Regulado 1	15%	33%		
Regulado 2	9%	19%		
<b>Subsector A.1.2</b>	22%	48%		
<b>Sub-subsector A.1.1 b</b>	22%	48%		
Regulado 1	5%	11%		
Regulado 2	7%	16%		
Regulado 3	10%	21%		
<b>Sector A.2</b>	54%	0%	<b>100%</b>	
<b>Subsector A.2.a</b>	16%		<b>100%</b>	
Regulado 1	16%		100%	
<b>Subsector A.2.b</b>	39%			
<b>Sub-subsector A.2.b.1</b>	32%			<b>100%</b>
Regulado 1	19%			59%
Regulado 2	13%			41%
<b>Subsector A.2.b.2</b>	6%			
Regulado 1	6%			

La participación porcentual resultante en los diferentes niveles de la estructura de costos es el parámetro de distribución con el cual se asignarán los costos hasta llegar a cada regulado según sea la identificación de estos.

- d) Se calcula el costo que se asignará a cada prestador, en cualquiera de los niveles de la estructura de costos, multiplicando el monto que corresponda, por la participación porcentual de cada regulado dentro de la actividad, sector o subsector y/o segmento según sea el caso. **Ejemplo:**

Regulado	Participación porcentual x regulado dentro de la actividad	CII+CIDE por regulado	Participación porcentual x regulado dentro del sector	CDS por regulado	Participación porcentual x regulado dentro del subsector	CDSS por regulado	Participación porcentual x regulado dentro del Segmento	CDSe por regulado
<b>ACTIVIDAD A</b>	<b>100%</b>	5.000		2.500	300			100
<b>Sector A.1</b>	37%	1.840	<b>100%</b>	2.500				
<b>Subsector A.1.1</b>	19%	964	52%	1.310				
<b>Segmento</b>	19%	964	52%	1.310				
Regulado 1	12%	613	33%	833				
Regulado 2	7%	350	19%	476				
<b>Subsector A.1.2</b>	18%	876	48%	1.190				
<b>Segmento</b>	18%	876	48%	1.190				
Regulado 1	4%	195	11%	265				
Regulado 2	6%	292	16%	397				
Regulado 3	8%	389	21%	529				
<b>Sector A.2</b>	44%	2.196	0%		100%			
<b>Subsector A.2.a</b>	13%	633			<b>100%</b>			
<b>Segmento</b>	26%	1.305						100
Regulado 1	13%	633			100%	300		
<b>Subsector A.2.b</b>	31%	1.563						
<b>Segmento</b>	26%	1.305					<b>100%</b>	100
Regulado 1	15%	769					59%	59
Regulado 2	11%	535					41%	41
<b>Segmento</b>	5%	259						
Regulado 1	5%	259						

(...)"

III. Instruir a la Dirección General de Atención al Usuario, que proceda a publicar la consulta de la propuesta de "Metodología para el cálculo y distribución de cánones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos" en el diario oficial La Gaceta, por el plazo de diez días hábiles.

IV. Instruir a la Dirección General de Estrategia y Evaluación, para que, en coordinación con la Fuerza de Tarea, una vez concluido el procedimiento de consulta, proceda con el análisis de las posiciones y la elaboración de la propuesta final de la “*Metodología para el cálculo y distribución de cánones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos*”.

### **SOBRE CÓMO PARTICIPAR:**

Los interesados pueden presentar una posición a favor o en contra, indicando las razones que considere de la siguiente forma:

**MEDIANTE ESCRITO FIRMADO** (\*\*) (*con fotocopia de la cédula*), enviado por fax 2215-6002, por medio del único correo electrónico oficial (\*\*\*) : [consejero@aresep.go.cr](mailto:consejero@aresep.go.cr), o en las oficinas de la ARESEP, en el edificio Turrubares del Oficentro Multipark, Guachipelín de Escazú, San José, hasta **las 16 horas (4:00 p.m.) del día viernes 5 de julio de 2024**. Debe señalar un medio para recibir notificaciones (*correo electrónico, número de fax o dirección exacta*).

### **PARA CONSULTAR EL EXPEDIENTE Y ASESORÍAS:**

Puede hacerlo en las instalaciones de la ARESEP en horario de 8:00 am a 4:00 pm o descargando el expediente en la dirección electrónica: [www.aresep.go.cr](http://www.aresep.go.cr) (*expedientes, expediente OT-164-2023*).

Para asesorías e información adicional comuníquese con el Consejero del Usuario al correo electrónico [consejero@aresep.go.cr](mailto:consejero@aresep.go.cr) o a la línea gratuita número **8000 273737**.

*(\*\*) En el caso de las personas jurídicas, dicho documento debe ser suscrito por el representante legal de dicha entidad y aportar certificación de personería jurídica vigente.*

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

Gabriela Prado Rodríguez, Directora General.—Dirección General de Atención al Usuario.—1 vez.—  
O.C.Nº 082202410380.—Solicitud Nº 518199.—( IN2024874535 ).

## AVISOS

### **COLEGIO DE CIENCIAS ECONÓMICAS DE COSTA RICA**

La Junta Directiva del Colegio de Profesionales en Ciencias Económicas de Costa Rica comunica que, mediante el acuerdo número doce de la sesión extraordinaria N.º 2921-2024, celebrada el pasado 20 de mayo de 2024, acordó aprobar el documento denominado “Perfil Profesional de Administración y Aduanas”.

#### **PERFIL PROFESIONAL**

#### **ADMINISTRACIÓN Y ADUANAS**

##### **I. INFORMACIÓN GENERAL:**

**Disciplina:** Administración y Aduanas

**Código del Perfil o de la Disciplina:** PE-JD-005

**DESCRIPCIÓN DE LA DISCIPLINA O PROFESIÓN:** Esta disciplina faculta al personal profesional para administrar, coadyuvar en la modernización del Sistema Aduanero Nacional y servir de soporte al comercio internacional. Asimismo, este personal cuenta con competencias para diseñar, implementar y asesorar en la aplicación de normativa aduanera, fiscalización, verificación, merceología, arancelaria, procedimientos aduaneros y comercio exterior, como se describe en la página de la Carrera de Administración Aduanera y Comercio Exterior de la UCR.

##### **II. COMPETENCIAS ESENCIALES:** (HABILIDADES BLANDAS).

1. Liderazgo.
2. Resolución de conflictos.
3. Habilidad de negociación (Persuasión).
4. Capacidad multidisciplinar.
5. Resolución de problemas.

6. Trabajo en equipo.
7. Creatividad.
8. Innovación y originalidad.
9. Pensamiento crítico y estratégico.
10. Flexibilidad y adaptabilidad.
11. Comunicación efectiva.
12. Toma de decisiones.
13. Gestión del tiempo.
14. Proactividad e iniciativa.
15. Inteligencia emocional.

**III. COMPETENCIAS TRANSVERSALES: (COMPETENCIAS GENERALES QUE TODO PROFESIONAL DE LAS CIENCIAS ECONÓMICAS DEBE TENER).**

1. Actúa con valores éticos, compromiso, confiabilidad y disciplina.
2. Lidera y toma decisiones con proactividad e iniciativa.
3. Aplica la visión estratégica en las propuestas y proyectos.
4. Practica la resiliencia y la adaptabilidad al cambio.
5. Comunica y expresa sus ideas e iniciativas con elocuencia y claridad.
6. Participa con creatividad y originalidad.
7. Fomenta el trabajo en equipo de forma colaborativa.
8. Gestiona la solución de problemas.
9. Facilita la resolución de conflictos y la negociación.
10. Interviene y participa con capacidad multidisciplinaria.
11. Demuestra compromiso con el Servicio Público.
12. Muestra integridad en el desempeño de la función pública.

#### IV. ÁREAS Y COMPETENCIAS DEL DESEMPEÑO:

<b>Profesión:</b>	Administración y Aduanas	<b>Área de acción profesional:</b>	Administración de Aduanas, Aeropuertos y Puertos.
<b>Competencias Generales</b>		<b>Unidades de Competencia</b>	
1. Aplicar todos los convenios, acuerdos y tratados internacionales debidamente ratificados por el Gobierno de Costa Rica que estén vigentes en el plano internacional, así como la normativa nacional en materia aduanera.	1. Ejecuta lo establecido en los tratados, convenios o acuerdos internacionales vigentes, ejerciendo el debido control aduanero en los puertos, aeropuertos y fronteras.		
	2. Domina la legislación aduanera nacional e internacional.		
2. Controlar o regular las entradas y salidas del territorio nacional de personas, mercancías, vehículos y unidades de transporte; también el despacho aduanero y los hechos y actos que deriven de este.	1. Vigila el tránsito aduanero nacional e internacional de personas, mercancías, vehículos y unidades de transporte dentro del territorio aduanero nacional.		
	2. Controla la legalidad de los bienes que ingresan al territorio aduanero nacional.		
3. Dirigir operativamente las acciones de la aduana en la ejecución del control, supervisión y fiscalización aduanera.	1. Ejerce el control y aplicar la legislación en las operaciones y procedimientos aduaneros.		
	2. Diseña planes para la seguridad fronteriza de los puertos con el fin de evitar el contrabando de mercancías.		
4. Organizar y supervisar despachos aduaneros.	1. Verificar los procedimientos de importación, exportación y otros regímenes aduaneros, de acuerdo con la normativa vigente.		

	<p>2. Comprueba el cumplimiento de los elementos que determinan la obligación tributaria aduanera, como naturaleza, características, clasificación arancelaria, origen y valor aduanero de las mercancías y los demás deberes, requisitos y obligaciones derivados de la entrada, permanencia y salida de las mercancías, vehículos y unidades de transporte del territorio aduanero nacional.</p>
	<p>3. Vela por el correcto pago de los tributos de importación o exportación.</p>
<p>5. Desempeñar funciones de gerencia operativa técnica, de procesos, de fiscalización y valoración aduanera entre otras funciones.</p>	<p>1. Elabora informes sobre operaciones aduaneras legales e ilegales.</p>
	<p>2. Ejecuta auditorías internas para la verificación y fiscalización, para comprobar los procesos y fomentar la transparencia.</p>
	<p>3. Supervisa las tareas operativas aduaneras.</p>
<p>6. Implementar la legislación aduanera.</p>	<p>1. Aplica la legislación aduanera y asegura la correcta recaudación de los tributos y la represión de las conductas ilícitas en los procesos aduaneros.</p>
	<p>2. Verifica los requisitos arancelarios y no arancelarios, así como los documentos necesarios para tramitar la declaración aduanera de mercancías y el cumplimiento de las condiciones de permanencia, uso y destino de estas.</p>
<p><b>Profesión:</b></p>	<p>Administración y Aduanas</p>
<p><b>Área de acción profesional:</b></p>	<p>Departamentos de Importación y Exportación</p>

			de Empresas (Comercio Internacional).
<b>Competencias Generales</b>		<b>Unidades de Competencia</b>	
1. Aplicar los convenios, acuerdos y tratados internacionales vigentes suscritos por el país.	1. Emplea los convenios, acuerdos y tratados internacionales vigentes en las transacciones de comercio exterior.		
	2. Tramita ante las entidades competentes la documentación pertinente a los acuerdos comerciales en las transacciones de comercio exterior.		
2. Dirigir empresas privadas dedicadas a operaciones de comercio exterior y logística, así como empresas auxiliares de la función pública aduanera (agencias aduaneras, depositarios, zonas francas, transportistas, consolidadores), e instituciones públicas (ministerios, fundaciones, Servicio Nacional de Aduanas).	1. Administra operaciones logísticas y de comercio exterior.		
	2. Asegura el control de calidad de los proveedores.		
3. Organizar operaciones de importación, exportación, zonas francas y otros regímenes aduaneros.	1. Verifica la documentación financiera relacionada con las operaciones de compraventa y pago internacional.		
	2. Verifica el cumplimiento de los requisitos arancelarios y no arancelarios requeridos de acuerdo con la naturaleza de la mercancía.		
	3. Elabora proyecciones y planeamiento de compraventa internacional de mercancías.		
4. Gestionar la logística en empresas privadas y públicas en importación y exportación de mercancías.	1. Ejecuta la logística de los trámites de importación, exportación y otros regímenes aduaneros.		

			2. Supervisa los procesos de despacho aduanero.
5. Emplear la legislación aduanera vigente.			1. Aplica la normativa aduanera vigente para el cumplimiento de las regulaciones arancelarias y no arancelarias y el correcto pago de aranceles e impuestos.
			2. Supervisa la legalidad de los documentos y trámites aduaneros.
<b>Profesión:</b>	Administración y Aduanas	<b>Área de acción profesional:</b>	Empresa de Transporte Internacional.
<b>Competencias Generales</b>		<b>Unidades de Competencia</b>	
1. Organizar operaciones de comercio exterior de mercancías.			1. Gestiona y coordina los medios de transporte de mercancías, negocia precios y planifica las rutas más eficientes.
			2. Tramita los documentos necesarios para la operación de transporte internacional y tránsitos locales, cumpliendo con las rutas y los horarios habilitados por el SNA, así como la contratación de seguros de acuerdo con los INCOTERMS correspondientes.
2. Dirigir y supervisar el transporte internacional de mercancías.			1. Administra las operaciones de transporte de mercancías de puerto a puerto o tránsitos locales, en concordancia con los INCOTERMS correspondientes.
			2. Verifica la documentación necesaria para llevar a cabo las operaciones de transporte de mercancías.
3. Brindar los servicios de transporte internacional a empresas privadas			1. Ejecuta las operaciones y las estrategias en el transporte de mercancías.

dedicadas a la importación y exportación de mercancías, agencias aduaneras, instituciones públicas (ministerios, fundaciones, Servicio Nacional de Aduanas).		2. Tramita los documentos pertinentes a las operaciones de transporte.	
4. Elaborar informes de cálculos de costos y fletes relacionados con el transporte internacional de mercancías que sean objeto de exportación e importación.		1. Administra los costos de transporte, flete, costos asociados al manejo de mercancías y seguros para el transporte en las operaciones de importación y exportación de mercancías.	
		2. Realiza las tasaciones de costos de los manejos y transporte de mercancías.	
<b>Profesión:</b>	Administración y Aduanas	<b>Área de acción profesional:</b>	Agencias Navieras, Empresas Operadoras de Mercancías en Puertos.
<b>Competencias Generales</b>		<b>Unidades de Competencia</b>	
1. Organizar operaciones comerciales de importación y exportación de mercancías.		1. Tramita los documentos pertinentes a las operaciones de transporte internacional.	
		2. Negocia los costos asociados al transporte (manejos, carga peligrosa, entre otros), flete y seguros por importación y exportación de mercancías.	
2. Dirigir y supervisar despachos aduaneros.		1. Coordina las operaciones de transporte de mercancías de puerto a puerto.	
		2. Verifica la documentación necesaria para llevar a cabo las operaciones de transporte de mercancías.	
3. Gerenciar empresas privadas dedicadas a la importación y		1. Ejecuta las operaciones y las estrategias en el transporte de mercancías.	

exportación, agencias navieras e instituciones públicas (Servicio Nacional de Aduanas en puertos aéreos, terrestres y marítimos).		2. Tramita los documentos pertinentes a las operaciones de transporte.	
4. Establecer los costos financieros de fletes y manejos relacionados con el transporte internacional de mercancías objeto de comercio exterior.		1. Realiza las cotizaciones de fletes y costos asociados al transporte internacional de mercancías.	
5. Conocer la normativa aduanera vigente.		1. Domina la normativa aduanera vigente en las operaciones de comercialización de mercancías.	
<b>Profesión:</b>	Administración y Aduanas	<b>Área de acción profesional:</b>	Asesoría en la aplicación de disposiciones Aduaneras
<b>Competencias Generales</b>		<b>Unidades de Competencia</b>	
1. Utilizar la legislación aduanera vigente.		1. Aplica la normativa aduanera vigente para el cumplimiento de las regulaciones arancelarias y no arancelarias y el correcto pago de aranceles e impuestos.	
		2. Verifica los tratados, convenios o acuerdos internacionales vigentes.	
2. Gestionar la tramitación de documentos legales en operaciones de comercio exterior.		1. Supervisa y verifica la legalidad de los documentos relacionados con operaciones de comercio exterior de mercancías.	
		2. Comprueba el cumplimiento de los permisos y documentos relacionados con los requisitos no arancelarios.	
3. Elaborar informes de los costos financieros, de fletes, aranceles e		1. Presenta informe de operaciones de compraventa internacional de mercancías.	

impuestos aduaneros por exportación e importación de mercancías.		2. Realiza informes legales de trámites y operaciones de comercio exterior de mercancías.	
4. Organizar proyectos de investigación a nivel nacional o internacional sobre aspectos concernientes al comercio internacional y los regímenes aduaneros que los administran y controlan.		1. Elabora proyectos de investigación y factibilidad de relaciones comerciales entre particulares, empresas privadas y el sector público.	
		2. Realiza investigaciones relacionadas con mercadeo internacional, estudios de mercado y rutas de transporte.	
5. Gestionar presupuestos financieros de costos de importación y exportación de mercancías.		1. Ejecuta presupuestos para la comercialización internacional de mercancías.	
		2. Propone nuevos productos y estrategias para minimizar costos en la comercialización internacional de mercancías.	
<b>Profesión:</b>	Administración y Aduanas	<b>Área de acción profesional:</b>	Instituciones Bancarias
<b>Competencias Generales</b>		<b>Unidades de Competencia</b>	
1. Gestionar productos financieros necesarios para las operaciones de comercio exterior y compraventa internacional de mercancías y servicios.		1. Administra la documentación pertinente a las operaciones financieras relacionadas con los métodos de financiamiento y los instrumentos de pago utilizados en las operaciones de compraventa internacional de mercancías y servicios.	
		2. Recibe, tramita y custodia documentos aduaneros y relacionados con la logística en la compraventa internacional de mercancías.	

<p>2. Asesorar sobre los instrumentos de financiamiento y métodos de pago en las operaciones de compraventa internacional de mercancías y servicios.</p>		<p>1. Brinda información sobre los productos financieros necesarios en las operaciones de comercio exterior y los costos relacionados.</p>	
		<p>2. Recomienda y da acompañamiento a los importadores y exportadores sobre las opciones financieras más adecuadas, de acuerdo con sus necesidades en las operaciones propias de sus procesos de compraventa internacional</p>	
<p>3. Aplicar la legislación aduanera vigente.</p>		<p>1. Domina correctamente la legislación aduanera y los convenios, acuerdos y tratados internacionales vigentes.</p>	
		<p>2. Tramita los aranceles y costos de operaciones de mercancías para importación y exportación.</p>	
<p><b>Profesión:</b></p>	<p>Administración y Aduanas</p>	<p><b>Área de acción profesional:</b></p>	<p>Gestión Coordinada de Fronteras</p>
<p><b>Competencias Generales</b></p>		<p><b>Unidades de Competencia</b></p>	
<p>1. Gestionar las aduanas en los distintos puntos de ingreso, ejerciendo el control aduanero respecto al ingreso, permanencia y salida de personas, mercancías, vehículos y unidades de transporte del territorio nacional.</p>		<p>1. Administra sistemas de información respecto al ingreso, permanencia y salida de personas, mercancías, vehículos y unidades de transporte del territorio nacional, por las aduanas o los puestos fronterizos habilitados.</p>	
		<p>2. Presenta informes relacionados con el tránsito, ingreso, permanencia y salida de personas, mercancías, vehículos y unidades de transporte al territorio nacional.</p>	

2. Definir operativamente las acciones de la aduana en la ejecución del control, supervisión y fiscalización aduanera.		1. Ejerce el control aduanero de acuerdo con las competencias que le otorga la normativa vigente.	
		2. Vigila la aplicación de controles en aduanas y puestos fronterizos.	
3. Organizar y supervisar las operaciones de despachos aduaneros.		1. Verifica la legalidad de la documentación y el cumplimiento de los requisitos arancelarios y no arancelarios de las mercancías en el despacho aduanero.	
		2. Elabora informes operativos y de fiscalización realizada e interpone las respectivas denuncias ante el Ministerio Público sobre los delitos aduaneros determinados.	
<b>Profesión:</b>	Administración y Aduanas	<b>Área de acción profesional:</b>	Administración Tributaria
<b>Competencias Generales</b>		<b>Unidades de Competencia</b>	
1. Dominar la legislación tributaria.		1. Aplica la legislación en materia tributaria aduanera.	
2. Gestionar el cálculo correcto del valor aduanero y la base imponible en las operaciones de comercio exterior para determinar la correcta obligación tributaria aduanera.		1. Determina los impuestos y cargas fiscales en concordancia con el cálculo correcto de la obligación tributaria aduanera.	
3. Tramitar documentos legales en operaciones de importación y exportación.		1. Gestiona los documentos requeridos para los despachos aduaneros.	
		2. Verifica los documentos legales en las operaciones de comercio exterior de mercancías.	

<b>Profesión:</b>	Administración y Aduanas	<b>Área de acción profesional:</b>	Sistema de Información de Aduanas
<b>Competencias Generales</b>		<b>Unidades de Competencia</b>	
1. Gestionar las aduanas en los distintos puntos de ingreso y salida de personas, mercancías y cosas.		1. Administra sistemas informáticos utilizados en el control de las entradas y salidas del territorio nacional, de mercancías, vehículos y unidades de transporte que se realicen por las aduanas, puertos, aeropuertos o puestos fronterizos correspondientes.	
		2. Registra las operaciones resultantes del ingreso y salida del territorio nacional, de personas, mercancías, vehículos y unidades de transporte que se realicen por las aduanas, puertos, aeropuertos o puestos fronterizos autorizados.	
2. Administrar, ejecutar, controlar y supervisar los sistemas informáticos en tema de registros de acciones de aduana.		1. Recopila datos de personas, mercancías, vehículos y unidades de transporte que ingresan al territorio aduanero nacional por las aduanas, puertos, aeropuertos o puestos fronterizos autorizados.	
		2. Presenta informes de las operaciones aduaneras y del cumplimiento de las normativas de control aduanero y puesto fronterizo.	
<b>Profesión:</b>	Administración y Aduanas	<b>Área de acción profesional:</b>	Gestión Inteligente de Riesgo
<b>Competencias Generales</b>		<b>Unidades de Competencia</b>	
1. Aplicar la legislación aduanera y tributaria vigente.		1. Verifica la correcta aplicación de la normativa aduanera, así como de los convenios, acuerdos y tratados internacionales.	

		2. Supervisa la documentación aduanera, requisitos arancelarios y no arancelarios requeridos en las operaciones de ingreso y salida de personas, mercancías y unidades de transporte, del territorio aduanero nacional.	
2. Gestionar los tiempos costos financieros, de manejo de mercancías, fletes, seguros y la correcta determinación de la obligación tributaria aduanera en las operaciones de comercio exterior.		1. Revisa y tramita los costos de operación y logística para la compraventa internacional de mercancías.	
		2. Controla los tiempos proyectados en las operaciones de comercio exterior y compraventa internacional de mercancías.	
		3. Elabora informes y tiempos relacionados con las operaciones de comercio exterior y plantea estrategias de mejora.	
3. Organizar proyectos de investigación a nivel nacional o internacional, sobre aspectos concernientes al comercio internacional y los regímenes aduaneros que los administran y controlan.		1. Presenta informes de factibilidad en operaciones de transporte y comercio exterior de mercancías.	
		2. Elabora informes de estudio de posibles mercados para la compraventa internacional de mercancías.	
		3. Presenta informes sobre tendencias, comportamientos o patrones de operación, vinculados con riesgos internos y externos, que permitan producir información relevante y oportuna para la planificación y ejecución de operaciones de prevención y control y ante una posible fiscalización.	
<b>Profesión:</b>	Administración y Aduanas	<b>Área de acción profesional:</b>	Asesor Independiente

<b>Competencias Generales</b>		<b>Unidades de Competencia</b>	
1. Implementar la legislación tributaria y de aranceles.		1. Realiza consultorías en materia aduanera respecto al cumplimiento de los elementos que determinan la obligación tributaria aduanera y el correcto pago de tributos, como naturaleza, características, clasificación arancelaria, origen y valor aduanero de las mercancías y los demás deberes, requisitos arancelarios y no arancelarios, así como las obligaciones derivadas de la entrada, permanencia y salida de las mercancías, vehículos y unidades de transporte del territorio aduanero nacional.	
		2. Elabora dictámenes técnicos para la aplicación de la normativa vigente en materia aduanera.	
2. Dirigir proyectos de investigación a nivel nacional o internacional sobre aspectos concernientes al comercio internacional y los regímenes aduaneros que los administran y controlan.		1. Presenta informes de investigación de posibles mercados para importación y exportación de mercancías.	
		2. Evalúa rutas para transportar mercancías.	
3. Gestionar instituciones de la administración pública o privada en importación o exportación de mercancías.		1. Tramita las operaciones y la logística de empresas dedicadas a la importación y exportación de mercancías.	
		2. Negocia seguros de transporte internacional de mercancías.	
<b>Profesión:</b>	Administración y Aduanas	<b>Área de acción profesional:</b>	Docencia, acción social e investigación.
<b>Competencias Generales</b>		<b>Unidades de Competencia</b>	

<b>1.</b> Dirigir proyectos de investigación a nivel nacional o internacional, sobre aspectos concernientes al comercio internacional y los regímenes aduaneros que los administran y controlan.	1. Coordina y supervisa proyectos e investigaciones derivadas de temáticas relacionadas con la materia aduanera y comercio internacional.
	2. Presenta informe de resultados relevantes de las investigaciones realizadas.
<b>2.</b> Explicar y dominar la legislación aduanera y aranceles.	1. Elabora compendios de normativa aduanera y expone criterios para su aplicación.

Leonardo Castellón Rodríguez, Presidente de Junta Directiva.—1 vez.—O.C.Nº 6188.—Solicitud NºFI-01-2024.—( IN2024873703 ).

# NOTIFICACIONES

## PODER JUDICIAL

### CORTE SUPREMA DE JUSTICIA

#### DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL PODER JUDICIAL

DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL PODER JUDICIAL, SAN JOSÉ, A LAS QUINCE HORAS DEL TREINTA Y UNO DE MAYO DEL DOS MIL VEINTICUATRO. LISTA DEL VEINTISIETE AL TREINTA Y UNO DE MAYO DE DOS MIL VEINTICUATRO.

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 DE TARRAZÚ, DOTA Y LEÓN CORTÉS

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
24-000063-1455-TR	GABRIEL ANDRÉS MORA ROMERO	304520995	CL241289	MPATFS77H9H500702
24-000063-1455-TR	GUILLELMO ENRIQUE SOTO ARRENDONDO	102710899	SJB011501	JTGFH518103001437
24-000047-1455-TR	ELMER FRANCISCO DURÁN SOLANO	304270170	272454	3N1BDAB14V004835
24-000075-1455-TR	BAC SAN JOSÉ LEASING S.A	3101083308	CL 340157	MPATFS40JPT002693
24-000075-1455-TR	KIMBERLY NAVAS	603840781	BRJ555	KMHCT4AEXGU150377

#### Juzgado Contravencional de Osa

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
24-000152-1425-TR	GORGONA ARGUEDAS JORGE ARTURO	602410688	C 152516	1FUPFSEB5TP740487
24-000437-1425-TR	BEJARANO BRENES JESUS DANIEL	116020850	BNW616	JTDBT903791350649
24-000263-1425-TR-4	DEYLI VARGAS UREÑA	110710137	CL 110546	LN111- 0000480
24-000263-1425-TR-4	WALTER ROJAS VALVERDE	107710407	CL 110546	LN111- 0000480
24-000413-1425-TR-4	CLARIANNY JOSEFINA VARGAS ROSARIO	121400167000	397471	KNAFB2222Y5509663
24-000417-1425-TR-4	LOPEZ GONZALEZ SANDRA BEATRIZ	602590979	C 170017	4V4NC9J83N346799
24-000417-1425-TR-4	BRENES HERRERA JUAN CARLOS	701340445	722543	KMJWWH7HP1U401702
24-000092-1425-TR-4	ALCOCER CENTENO MYRIAN DEL CARMEN	801300736	BCW261	JTDBT923371029606
24-000092-1425-TR-4	GUILLEMETTE GABRIEL	AL586627	JFX927	JTEBH9FJ2G5096650
24-000426-1425-TR-4	HERNANDEZ SALAZAR MANUEL ANTONIO	604100223	MOT 410429	LV7MGZ401EA901856

#### JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y DE MENOR CUANTÍA DE SANTA ANA (MATERIA TRÁNSITO)

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
24-000410-1729-TR	TRANSPORTE INTELIGENTE S.A	3-101-468003	SJB 18239	9BM382188AB718804
24-000427-1729-TR	COMPAÑIA DE INVERSIONES LA TAPACHULA	3-101-086411	SJB14347	LA9C6ARY4EBJXK059
24-000427-1729-TR	ROMELIAS RESTAUTANT Y GALERIA S.A	3-101-097694	C148806	XH638539
24-000052-1729-TR	ALAN SIGIFREDO NUÑEZ SANCHEZ	1-1029-0334	CL320834	MPATFS85JLT001854
24-000079-1729-TR	3-102-785575 S.R.L	3-10-785575	807891	KMHSG81WP9U431705
23-000196-1696-TR	PABLO ALBERTO MORA CARDENAS	1-1145-0921	838596	KNHMD371BB6378873
23-000196-1696-TR	ALEJANDRO JOSE BONILLA CARBALLO	3-0493-0157	318133	JMYSNCK4AXU001803
24-000107-1729-TR	LARRY GERARDO FREER BERMUDEZ	1-0539-0536	673886	8AD2AN6AN7G016847
23-001076-1729-TR	ANA LORENA CHAVARRIA ARAYA	1-0472-0257	810507	JDAJ210G001082369
23-001234-1729-TR	GLORIELA MARIA VENEGAS ARROYO	1-1206-0063	KMK212	KMHCT41DBHU287506
24-000027-1729-TR	VANESSA DE JESUS VASQUEZ PORRAS	1-1126-0916	807771	KMHDU41BP9U632186
23-001219-1729-TR	BAC SAN JOSE LEASING S.A	3-101-083308	CL646659	93C148MK8PC444180
24-000378-1729-TR	KAL EL ASEGURAMIENTO S.A	3-101-137273	206857	WBAGD11050DD29518
24-000378-1729-TR	ANYELO GERARDO ALFARO VEGA	2-0634-0535	BYC832	LVVDB21B3PE005154
24-000353-1729-TR	CARLOS EDUARDO MANUITT MORAO	117519907	337333	JN1TBSY61Z0502330
24-000321-1729-TR	DANIEL ANTONIO ORTIZ MONTANO	2-0795-0792	CDM217	3KPA241AAAKE210872
24-000329-1729-TR	CINTHYA ELENA GOMEZ BENAVIDES	1-1378-0415	MOT517325	1HFTE44U2G4220204
24-000329-1729-TR	GERARDINA BEATRIZ SEGURA PICADO	1-0851-0617	BQC570	MA3ZF63SXXA264486
23-001203-1729-TR	ESTER ELISA DRACKETT BROWN	1-1009-0398	843011	KM8SB82B91U023539
23-001203-1729-TR	ALEJANDRO ALBERTO ZAMORA VARGAS	1-10010799	MOT737676	RN435030630
23-003575-0500-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	CL-324630	MMM148MK1LH638848
23-003575-0500-TR	GONZALEZ SANCHEZ MARILYN JOSET	116560413	311287	JT2EL46B3N0224005
24-000259-1729-TR	VEHICULOS EL INQUIETO SOCIEDAD ANONIMA	3101149283	CL-276682	JTELB71J107106080
23-003018-0500-TR	HERRERA DOBROSKI MICHAEL ANTONIO	112750913	BFV383	KMHGDG41EAEU991730

24-000409-1729-TR	GRUPO EMPRESARIAL COR Y COR S.A	3101512062	BPG047	3VWJW6166HM628496
24-000291-1729-TR	BOLIVAR MADRIZ VICTOR JOSÉ	186200602235	BKS504	JTMZD8EV1HJ061555
24-000406-1729-TR	MENA GAMBOA LEONARDO ALEXANDER	701180736	CL--295214	KN3HNP6N55K043018
24-000286-1729-TR	TOTAL LEASING FINCO S.R.L.	3102790532	VDP025	YV1XZACADL2196737
24-000358-1729-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BFK569	WBA3B1101EJ730767
24-000221-1729-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101315660	MOT-787986	9C2ND1210NR750082
24-000324-1729-TR	DISTRIBUIDORA LA FLORIDA S.A	3101295868	C-172681	3ALACYF33LDBL2322
24-000324-1729-TR	RODRIGUEZ SALAZAR ALVARO ENRIQUE	401750588	BNM161	MALA841CAHM249291
24-000458-1729-TR	ALVARADO MORALES KATTIA AURELIA	108630916	BKH290	MMBGYKR30HH000414
24-000338-1729-TR	COMPAÑIA DE INVERSIONES LA TAPACHULA S.A	3101086411	SJB 010161	KL5UM52FE5K000012
24-000418-1729-TR	ARCE VILLALOBOS OSCAR ANTONIO	103991029	MMC555	JTJBC11A8E2458679
24-000265-1729-TR	BAC SAN JOSE LEASING S.A	3101083308	CL-304184	JLBFE71CBJKU40472
24-000518-1729-TR	BAC SAN JOSE LEASING S.A	3101083308	MRR870	1HGRW5820NL500166
24-000518-1729-TR	TRANS CONTAINER ARAYA BERMUDEZ S.A	3101709987	C--142141	1FUYYDDYB1XL984894
24-000351-1729-TR	ARGUEDAS MURILLO VIVIANA MARIA	207140886	BTG517	JTDBT923X71038805
24-000468-1729-TR	ALFARO ZAMORA RICARDO	901090247		SJNFBAJ11KA560826
24-000505-1729-TR	KATHERINE PAMELA CAMPOS UREÑA	305090645	BFP560	MMBXTA03AEH005076
24-000505-1729-TR	ARRENDADORA CAFSA SOCIEDAD ANONIMA	3101286181	CHR052	NMTKZ3BX4LR351133

#### Juzgado Contravencional y de Menor Cuantía de Coto Brus

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
24-000077-1443-TR	BAC SAN JOSE LEASING S.A	3-101-083308	CL-316890	JLBFE71CBKKU45102
24-000060-1443-TR	GONZALEZ SOTO KATTIA CELINA	108080389	BXF879	5NPDH4AE8GH796957
24-000015-1443-TR	ESPINOZA VARGAS OSCAR MARIO	604190441	744508	2CNBE13C9Y6927146

#### JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE PURISCAL

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
24-000025-1704-TR	BRIZUELA SÁNCHEZ HENRY MANUEL	113190753	MOT-289475	FR3PCMG09AD000245
24-000096-1704-TR	PORRAS MORA MARLON GUILLERMO	112860511	538959	1N4AB42D4VC517528
24-000105-1704-TR	RUTTENBERG null JILL ROBIN	184000927535	BRB820	JTMBD8EV3KJ033037
24-000105-1704-TR	BOLAÑOS BARRANTES MARIA JESUS	111280806	CKJ003	KNAPN81ABH7052294
23-002380-0500-TR	CESPEDES GARCIA LILLIANA VIRGINIA	113320208	BHZ699	KMHCT41BAGU899061
23-002380-0500-TR	GARCIA RODRIGUEZ ELIZABETH	204730437	BCQ246	KM8JM12BX7U497604
24-000094-1704-TR	RUIZ MATINEZ FRANKLIN STIWAR	155818592010	MOT--716905	LC6PCJG93L0003104
24-000064-1696-TR	FALLAS DELGADO MARIA FERNANDA	112590172	CL 281636	MNTVCUD40Z0049230
24-000069-1748-TR	SANCHEZ PICADO ANDRES FRANCISCO	114170795	505702	JS3TL52V834100064
24-000112-1704-TR	NUH MACRICR SOCIEDAD CIVIL SOCIEDAD CIVIL	3106775865	CL-519267	AFAFP5MP3LJJ56757

#### JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y DE MENOR CUANTÍA DE ACOSTA, SAN JOSÉ

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
24-000014-1709-TR	ROBLES CHAVARRIA ANA CAROLINA	116360947	641706	JS3TD03V2S4111042
24-000014-1709-TR	GARCIA GARCIA ELIZABETH	800950880	BLP311	JTDBT123610146949

#### JUZGADO DE TRANSITO DE ABANGARES

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
24-000033-1576-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BXX243	KMHRB812BRU238880
23-000149-1576-TR	BCT ARRENDADORA SOCIEDAD ANONIMA	3101136572	C-170957	JHHYCL2H0JK016636
23-000123-1576-TR	HELIBERTO SOLANO MEJIAS	501470200	455253	KMHJF31JPNU335506
24-000029-1576-TR	MARLON ANDRES BARRANTES ROJAS	116220162	MOT-775501	LAEEACC89MHS66656
22-000154-1576-TR	CARLOS GERMAN GUTIÉRREZ CHAVARRÍA	701080472	GB3521	KMFAB17RPHK008557
24-000045-1576-TR	RENESSA SOCIEDA ANONIMA	3101041886	C-171661	3AKJA6CG5KDKS1142
24-000045-1576-TR	HENRY DE LOS ANGELES JIMENEZ MADRIGAL	109500543	504517	PC752320
24-000066-1576-TR	ROBERT JOSEPH VICKERS	.137200005931	CL669732	3N6CD33B9RK805286

**Juzgado Contravencional de Alvarado, Pacayas**

<b>N° EXPEDIENTE</b>	<b>PROPIETARIO</b>	<b>N° CEDULA</b>	<b>N° PLACA</b>	<b>N° CHASIS</b>
23-000027-1448-TR	JOSÉ DANIEL GRANADOS MONGE	305140288	CL 085758	BU20112735
23-000027-1448-TR	null LIBERTY SERVICIOS HIJOS LY SOCIEDAD ANÓNIMA	3101747406	BWR868	MA3FB32SXN0J85814
23-000057-1448-TR	COOPERATIVA DE PRODUCTORES DE LECHE DOS PINOS R L	3004045002	C 174979	953658248NR032171
23-000058-1448-TR	VILMA MAGALY AGUERO FALLAS	109290150	531317	JS3TE62V5X4100948
23-000058-1448-TR	KAROLAYN MARIA MURILLO OROZCO	304510536	SMW284	JA4MT21H82J066666
24-000016-1448-TR	VILLAS DEL CASTILLO SOCIEDAD ANONIMA	3101362905	C 156877	1FUYYDDYB4YLF84588
24-000018-1448-TR	SIGMA ALIMENTOS COSTA RICA SOCIEDAD ANÓNIMA	3101039749	C 171172	3ALACYCSXHDJP5693
24-000017-1448-TR	null TRANSPORTES SÁNCHEZ Y SÁNCHEZ SOCIEDAD ANÓNIMA	3101788631	C 174388	1FUJGLDR2BSAT0551
24-000017-1448-TR	EMPRESARIOS GUAPILEÑOS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101089828	LB001905	LKLR1LSP0DB603501
24-000017-1448-TR	ESTERLITA UREÑA MONGE	104270885	232015	JA3CU34X8KU077039
24-000020-1448-TR	null KURCZAK SOCIEDAD ANONIMA	3101450809	C 159532	1FUJCRGC43PK87680
24-000021-1448-TR	JUAN GABRIEL TENORIO BRAVO	304840329	MOT 062270	3TS022341

**JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y DE TRANSITO DEL I CIRCUITO JUDICIAL DE LA ZONA SUR (PÉREZ ZELEDON )**

<b>N° EXPEDIENTE</b>	<b>PROPIETARIO</b>	<b>N° CEDULA</b>	<b>N° PLACA</b>	<b>N° CHASIS</b>
24-000721-0804-TR	DISTRIBUIDORA MSID EL DIAMANTE, S.A	3101334427	510022	1GBM6P1G9GV121504
24-000721-0804-TR	ARRENDADORA CAFSA SOCIEDAD ANONIMA	3101286181	CL 319433	MR0EB8CB0L0909020
24-000681-0804-TR	CHINCHILLA ARAYA SANDRA VANESSA	115210011	710521	VZN1308025284
24-000751-0804-TR	GRUPO QUIROGA DJ SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102878905	BYQ401	KMFWBX7KBEU563688
24-000751-0804-TR	AGE CAPITAL SOCIEDAD ANONIMA	3101732506	CL 324251	MMBJJKL10MH002458
24-000760-0804-TR	UGALDE GARRO JAFET	114330966	BKR127	KLYKA484D7C247786
24-000760-0804-TR	VILA FONSECA ALFONSO DE LOS ANGELES	113160492	BQG475	MA3FB32SXJ0B08647
24-000740-0804-TR	ARRENDADORA BRUNCA O R O SOCIEDAD ANONIMA	3101345551	C 177471	3AKJGND15FDGG9324
24-000763-0804-TR	ALQUILER DE CARROS TICO SOCIEDAD ANONIMA	3101018910	BXK321	MMBGUKS10PH004054
24-000752-0804-TR	STWART EDUARDO AZOFEIFA CHACÓN	114170835	113410	EE90-3011763
24-000417-0804-TR	SILVA OBANDO MARIA DEL CARMEN	900490817	BCK926	LJ12EKP13D4600154
24-000587-0804-TR	QUESADA VARGAS KATHERINE FABIOLA	114750796	BYD651	LS5A3DSE0RD910021
24-000587-0807-TR	JIMENEZ RODRIGUEZ ISAAC LEONARDO	114840900	BYD651	LS5A3DSE0RD910021
24-000496-0804-TR	MORA ESPINOZA DANIEL	103901297	157030	1G8CT18B2D0153642
24-000639-0804-TR	MICHAEL CRUZ CHACÓN	01-1134-0114	746308	2HGEJ1125SH538217
24-000639-0804-TR	RAFAEL ANGEL EUGENIO ZELAYA VILLALOBOS	06-0174-0878	763681	JN1BCAC11Z0015779
24-000549-0804-TR	BAC SAN JOSÉ LEASING SA	3-101-083308	CL327057	LZWCDAGA5MC806181
24-000549-0804-TR	ALBERTINA CASTILLO PRADO	06-0113-0819	805121	2CNBJ13C2X6917956
24-000479-0804-TR	JUNIOR ARNULFO CHACÓN WONG	05-0327-0592	BPX985	KM8JU3ACXCU326075
24-000489-0804-TR	YURDGUIN STARLEY RODRÍGUEZ RIVERA	01-1459-0880	CL151680	KMFFA17APVU319016
24-000638-0804-TR	MINOR ESTEBAN HIDALGO ARAUZ	01-1662-0190	CL313698	4TAVN73K9SZ055621
24-000589-0804-TR	FLORY DEL CARMEN RAMÍREZ OBANDO	01-0702-0425	BJK093	3VWSP69M93M160728
24-000589-0804-TR	MARÍA EUGENIA JIMÉNEZ FALLAS	01-0445-0122	642634	WBABE110X0JG49569
24-000548-0804-TR	UNICA DEL SUR SOCIEDAD ANÓNIMA	3-101-695781	C154897	1FUPCSZB1WL924159
24-000508-0804-TR	KATTIA JOHANNA MESEN UREÑA	01-1325-0778	453632	RC748968
24-000728-0804-TR	LUIS RODOLFO NAVARRO MORA	01-0744-0266	CL315037	FG83PCA00057
24-000498-0804-TR	CARMEN NIDIA ROJAS MENA	01-0411-0199	790346	JHLRD1742WC053366
24-000668-0804-TR	LUIS ANDRÉS MORALES SALDAÑA	01-1622-0722	BSS855	JTDBT923771041029

24-000799-0804-TR	JHONNY MENA MONTOYA	01-0492-0106	BTQ494	JTDBT1236Y0089985
24-000739-0804-TR	3-102-770874 SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3-102-770874	CL425883	KNCSHY76CJ7276530

**JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE GUATUSO**

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
23-000016-1510 TR	ALEXIS GUERRERO JIMENEZ	502340863	C-170700	1FUPCSZB8YDA97597
23-000024-1510 TR	CARLOS EDUARDO GUILLEN GRANADOS	304450910	BMW392	JS2YB417595100746
23-000024-1510 TR	SHAREN STACY BERROCAL OVIEDO	208490234	374650	KMHJF31JPPU436853
23-000026-1510 TR	ANC CAR SOCIEDAD ANONIMA	3101013775	BWB832	JTMB43FV7ND024815
23-000026-1510 TR	YURY VEGA VALVERDE	304250672	C- 154207	S620785
23-000029-1510 TR	DIDIER JAVIER CHAVES RODRIGUEZ	206510682	JJT079	LJ12EKR19D4300695
23-000033-1510 TR	ELIECER VICENTE LEITON SALAZAR	601430829	CL- 302373	LJ11KAAC7H8003354
23-000033-1510 TR	AGROTRANSPORTES SAMEN S.A	3101218983	C- 149502	WC039772
23-000037-1510 TR	KATTIA GISELLE GARITA CASCANTE	900900241	656653	JMYSNCS3A7U003214
23-000038-1510 TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BNV116	MA6CH5FD6MT002420
23-000046-1510 TR	MARIANELA CAMPOS CAMPOS	109480167	CL- 547448	MPATFS86JMT001502
23-000046-1510 TR	3-101-738631 SOCIEDAD ANÓNIMA	3101738631	BNN540	JHLRD78876C005625
24-000003-1510 TR	CRISTOBAL EMANUEL SALAZAR VEGA	206130809	CL-122941	JAABL14LXGO746953

**Juzgado de Tránsito de Heredia**

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
24-001591-0497-TR-1	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANÓNIMA	3101315660	BPP321	MALA851AAJM707767
24-001925-0497-TR-2	BRENES BRIZUELA DAVID ANTONIO	1122220728	BJY194	JS2YB413796204520
24-001675-0497-TR-1	MARÍA GABRIELA CAMPOS ROJAS	401690780	CCH068	KNAPB81ABG7865300
24-001675-0497-TR-1	LUIS EDUARDO CARVAJAL POVEDA	103560787	149752	BCAB13012578
24-001708-0497-TR-1	MARÍA DE LOS ÁNGELES VALENCIANO MONESTEL	204090440	744066	KMHDU41DP8U399419
24-002084-0497-TR-1	TRANSPORTES ARNOLDO OCAMPO SOCIEDAD ANÓNIMA	3101224235	HB3945	9532L82W0HR609611
24-001924-0497-TR-1	YALENA MARIAM VILLALOBOS CARBALLO	402340368	BHM774	5YFBU8HE0FP201472
24-001873-0497-TR-1	PRISMAR DE COSTA RICA SOCIEDAD ANÓNIMA	3101231707	C166713	3HAMMAARXGL190942
24-001211-0497-TR-2	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANÓNIMA	3101315660	BVH076	MALC741BBNM272016
24-000903-0497-TR-1	EDWIN FRANCISCO LÓPEZ REYES	186201505907	RDL005	3G1J86CC4HS512802
24-000899-0497-TR-1	IVANNIA MARCELA ALVARADO BENAVIDES	109780542	NVL002	LJ12EKR14D4300328
24-000549-0497-TR-2	FLORES ALAMBARRIOS YRIMAR DEL VALLE	801440003	BXV549	KMHD641LBHU247839
24-000569-0497-TR-2	RAMÍREZ ALFARO ALEJANDRO FRANCISCO	112980883	MOT478176	ME4KC1945G8019266
24-001838-0497-TR-2	HERRERA MOLINARES KATERIN JUNIETH	155844405412	BKS280	MAJTKNFEXGTM37364
24-001838-0497-TR-2	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	CL331556	1C6RR7MT8FS726946
24-001846-0497-TR-2	VALVERDE INFANTE JULIO EVARISTO	117410719	JCC2003	LVVDB21BXR000015
24-000978-0497-TR-1	MICROBUSES RÁPIDOS HEREDIANAS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101070526	HB4356	9532G82W7KR908105
24-000982-0497-TR-1	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANÓNIMA	3101315660	BMD818	MALBM51CBGM135859
24-000995-0497-TR-1	CARLOS GERARDO CAMACHO UREÑA	204000819	BRW958	MMBSNA13AKH000434
24-000995-0497-TR-1	SERVICIOS INTEGRADOS ADUANALES SHEKINA SOCIEDAD ANÓNIMA	3101472019	BLF070	MALA841CAHM150592
24-001003-0497-TR-1	LUIS JACOBO ZELEDÓN MEMBREÑO	155805736004	JYK101	MR2K29F33N1229517
24-001003-0497-TR-1	YOSANDY DEL CARMEN RUIZ JACAMO	801400239	491387	JN1VDZR50Z0001544
24-001011-0497-TR-1	TRANSPORTES LJPS HERMANOS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101565177	C142592	1M1AD37Y8PW001376
24-001016-0497-TR-1	CSI LEASING DE CENTROAMERICA SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102265525	MCR223	1HGRS3820PL502301
24-001016-0497-TR-1	3-101-587636 SOCIEDAD ANÓNIMA	3101587636	BRL884	KMHCL41ABAU403154
24-001059-0497-TR-1	DISTRIVET SOCIEDAD ANÓNIMA	3101598895	MOT414839	LWBPCCK10XE1004449

24-001063-0497-TR-1	BAC SAN JOSÉ LEASING SOCIEDAD ANÓNIMA	3101083308	BYG758	MHKAB1BA6PJ036652
24-001071-0497-TR-1	MEYLIN NINOSKA PÉREZ MURILLO	801220371	345746	JT172SC1100222242
24-001079-0497-TR-1	ARRIENDA EXPRESS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101664705	BZB353	JS2ZC63S1R6400373
24-001352-0497-TR-3	VERENZOLA FLORES CARLOS ALBERTO	186202350513	MOT 779231	MD2A21BX9NWF48448
24-001352-0497-TR-3	MATA VASQUEZ DAVID GUSTAVO	118110308	BYK756	KNABD515BGT210177
24-001360-0497-TR-3	JIMENEZ VARGAS LIZETH DE JESUS	107440296	LJV193	WAUZZZGA7PA034907
24-001360-0497-TR-3	QUIROS ROMERO WILLIAM ROBERTO	109510412	436856	KMHVF31JPMU458584
24-001372-0497-TR-3	NORTHEAST TRAVELS JF Y FJ SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102840953	HB 3555	9BM6340015B390490
24-001379-0497-TR-3	RAMIREZ FLORES JOSE GERARDO	106350120	808558	JTSDKW923405132605
24-001379-0497-TR-3	ULLOA MARIN DAGOBERTO	107670342	MOT 679563	ZAPMA120000004400
24-001383-0497-TR-3	LORIA PAZ ALEXIS	302230433	CL 069518	GNL620MC24079
24-001387-0497-TR-3	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	BYS837	MHKAB1BA2PJ047244
24-001391-0497-TR-3	MORA CAMPOS CELIA ANDREINA	206930465	MYP224	5YFBU8HE4GP372078
24-001407-0497-TR-3	COCA COLA FEMSA DE COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3000514584	C 160601	3HAMSAAAR2DL442071
24-001407-0497-TR-3	SALAZAR PICADO MARTA DEL CARMEN	501800413	323619	HC806234
24-000294-0497-TR-3	CAMPOS SEGURA SARA	206120985	870626	JS2ZC11S3B5552060
24-001605-0497-TR-3	PORRAS GONZALEZ MARIA MARGARITA DE LA TRINIDAD	203630532	BPM777	KMJWA37RBJU968672
24-001605-0497-TR-3	3-101-732075 SOCIEDAD ANONIMA	3101732075	PCT124	KNABE512ADT534735
24-001954-0497-TR-3	CALDERON ALPIZAR ETILMA DE PIEDADES	501570581	422190	JTDBT113300138159
24-000214-0497-TR-3	CHAVES GOMEZ FABIAN JOSE	112610768	CL 190233	8AFER13F93J277559
24-000419-0497-TR-3	SINELEC SOLUCIONES INTEGRALES ELECTROMECANICAS SOCIEDAD ANONIMA	3101608665	CL 878383	LZWCCAGA6F6007143
24-000427-0497-TR-3	ABARCA ARIAS MARIA GABRIELA	111000314	BVX444	3N1CN8AE8NL815082
24-000729-0497-TR-3	CR STEEL SOCIEDAD ANONIMA	3101826868	RGM800	LB37522S1ML000304
23-005398-0497-TR-3	INVERSIONES EMMA VICTORIA SOCIEDAD ANONIMA	3101752549	BCP444	MA3ZF62S0DA153787
24-001244-0497-TR-3	REACHEL OVIEDO BARRIENTOS	4-0244-0125	MOT693505	9F2A32008KB100011
24-001220-497-TR-3	ROJAS HERNANDEZ RODRIGO GABRIEL	113910623	CL 053011	LB120011216
24-001085-0497-TR-1	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	FWL999	WINFB1KB4NA619056
24-001085-0497-TR-1	EBERTH DANIEL ZÚÑIGA AMADOR	604090105	MOT846644	LC6PCKGJ1R0000047
24-001097-0497-TR-1	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANÓNIMA	3101315660	BRT991	MA6CH5CDXKT058054
24-001105-0497-TR-1	GERARDO HIDALGO QUESADA	109520807	BKG607	KMHCG45G1YU114756
24-001105-0497-TR-1	FLOR DE MARÍA CHAVES AGUILAR	501361234	BGC603	JTDJT923675056402
24-000911-0497-TR-1	MICROBUSES RÁPIDOS HEREDIANAS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101070526	HB2599	KL5UM52HE8K000124
24-001125-0497-TR-1	JOHNNY ESTEBAN BARTH VARGAS	113650371	BFQ939	1NXBR12E11Z496784
24-001129-0497-TR-1	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANÓNIMA	3101315660	BSV917	MALA851CBLM038766
24-001129-0497-TR-1	MICROBUSES RÁPIDOS HEREDIANOS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101070526	HB3442	9532L82W2FR429611
24-001142-0497-TR-1	BAC SAN JOSÉ LEASING SOCIEDAD ANÓNIMA	3101083308	CL318064	9BWBK45U4LP000610
24-001854-0497-TR-2	FINAN TECH SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102886315	871900	KMHDC51DABU288711
24-001854-0497-TR-2	INDELSA INDUSTRIAS ELEGANTES SOCIEDAD ANONIMA	3101100967	C166946	LZZ1BAFD5GE573830
24-001881-0497-TR-2	ARRENDADORA CAFSA SOCIEDAD ANONIMA	3101286181	CL323157	JHHACJ4F1LK504840
24-001897-0497-TR-2	RECICLADORA LA CALMA SOCIEDAD ANONIMA	3101528447	C158628	JHBF2JP3W2S10015
24-001897-0497-TR-2	ARREND LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101728943	BTJ882	TSMYD21S2LM761355
24-001905-0497-TR-2	MENDEZ SOTO ROY GERARDO	112290333	570156	JSAEHA62S55105061
24-001905-0497-TR-2	QUESADA ROBLES HAIRO JESUS	402200723	MOT 763153	9C2ME13U8MR705096
24-001945-0497-TR-2	HERNÁNDEZ VENEGAS MARIANA	118480982	MMM233	VF7SXHNVTNT500417

24-001945-0497-TR-2	DICOMA MAQUINARIA E INFRAESTRUCTURA SOCIEDAD ANONIMA	30101734264	C151395	1M2AA08Y0SW007148
24-002170-0497-TR-2	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	ZXS999	JN1JDNT33RW002795
24-001957-0497-TR-2	ARRENDADORA DESYFIN SOCIEDAD ANONIMA	3101538448	BYP431	LFVVB9E68P5005924
24-001957-0497-TR-2	OSORIO RAMOS MARVIN ENRIQUE	155823779805	412623	JN1BCAP11Z0935364
24-001989-0497-TR-2	VARGAS VARGAS KAREN VANESSA	401960894	AB004568	JTFSK22P900004211
24-001961-0497-TR-2	BERMUDEZ BALTODANO GREGORY ANDRES	117540594	834452	CJ2A2U043208
24-001965-0497-TR-2	SEQUEIRA GUZMAN YAJAIRA DE LOS ANGELES	108790602	BJW555	KMHCT41BEGU990654
24-001973-0497-TR-2	EMPAQUES BELIN SOCIEDAD ANONIMA	3101135332	CL412408	KNCSHX76AH7152262
24-001981-0497-TR-2	HERRERA RODRIGUEZ OSMEL	119201040330	MOT393095	LWBPC100E100076
24-001993-0497-TR-2	OROZCO BARRANTES ALVARO FRANCISCO	502950555	BXT417	LVUDB21B5PF028191
24-002005-0497-TR-2	AGUILAR ZUÑIGA KATHERINE MARIA	401960228	MOT701687	LHJYCLA2LB528843
24-002017-0497-TR-2	ESPINOZA CASTELLON MARIA AUXILIADORA	155811004301	BFF596	KLY4A11BD2C798228
24-002021-0497-TR-2	BARRANTES LOAIZA GERMAN ALBERTO	401530137	716847	JM7BK326581381278
24-001717-0497-TR-2	BOSQUE BUENO SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102125875	800065	WDCBB22E69A455122
24-001162-0494-TR-1	AUGUSTO CESAR SOSA HERNÁNDEZ	701560251	315972	JN1EB31F6PU505471
24-001162-0494-TR-1	JUAN ALFREDO ALFARO CASTRO	116600127	LTK089	MR2B29F33H1002445
24-001182-0497-TR-1	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	C138542	WAUZZZGEXRB034173
24-001186-0497-TR-1	GUSTAVO ADOLFO AGUILAR VALVERDE	107990576	C172819	2HSCDAH35C179780
24-001198-0497-TR-1	OMER GERARDO ARAYA ACUÑA	204670908	227597	AE1013083001
24-001198-0497-TR-1	JOHNNY AGUSTÍN PALOMO ANGULO	116840671	250027	JN1PB25S8HU006800
24-001206-0497-TR-1	KATHERINE SUSANA VÁSQUEZ HERNÁNDEZ	504500406	MOT839108	LHJJN183RB500643
24-001210-0497-TR-1	ASDRUBAL JESÚS ARIAS VILLEGAS	402020308	BPW435	LB37624S4JL000531
24-001210-0497-TR-1	YORLENI FUENTES GRANDA	602330056	BNK910	1HGEM22933L028557
24-001222-0497-TR-1	JUAN JOSÉ PADILLA FONSECA	102890540	165357	JF2AN53B2HE475617
24-001222-0497-TR-1	ESTEFANO CHAVARRÍA SALAZAR	402430729	CL340437	8AJKB3CDXP1652288
24-001230-0497-TR-1	KEVIN ANDREÉS SANDOVAL SOLIS	118000219	BSZ892	KMHCT4AE0CU160183
24-001230-0497-TR-1	CORPORACIÓN DE TRANSPORTE TURÍSTICO C T T SOCIEDAD ANÓNIMA	3101212192	HB4198	WDB906633HP520367
24-001242-0497-TR-1	DENNIS MONGE QUESADA	103120274	BDQ778	KM8JM12B26U350899
24-001246-0497-TR-1	AUTOS LEO SOCIEDAD ANÓNIMA	3101137750	GBN548	WDDHF3EB0GB235743
24-001246-0497-TR-1	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANÓNIMA	3101315660	BMN743	3GNCJ7EB8HL133091
24-001511-0497-TR-1	MARCELA OVIEDO VENEGAS	110460015	824803	JN1TBAT30Z0170355
24-001266-0497-TR-1	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANÓNIMA	3101315660	BSK527	MALBM51BAKM619051
24-001266-0497-TR-1	KLAPEIDA MARIS KM SOCIEDAD ANÓNIMA	3101505885	BZB578	KNABD515BGT200252
24-001270-0497-TR-1	MAUREEN ROCÍO THOMAS LÓPEZ	110120970	BMZ957	1NXBU40E29Z032708
24-001270-0497-TR-1	CARLOS LUIS ALVARADO CÓRDOBA	601720322	611651	2S3TD03V4V6402340
24-001270-0497-TR-1	KATTIA CECILIA DE SAN GERARDO FLORES ZÁRATE	401470582	BRB183	MALA741CBKM333432
24-001274-0497-TR-1	SERVICIOS MÚLTIPLES ESPECIALIZADOS SERMULES SOCIEDAD ANÓNIMA	3101292783	MOT446631	LWBPCJ1F1F1007689
24-001278-0497-TR-1	BUILDTECH SOLUTIONS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101698644	CL414147	KNCSHY76CK7323624
24-001278-0497-TR-1	GRUPO EWM LIMITADA	3102793202	EE040193	CAT0420FCLBS02183
24-000976-0497-TR-1	ERICKA MARÍA RUIZ OROZCO	111940720	587218	JSAFH51S55171537
24-002178-0497-TR-2	ZUÑIGA ARTAVIA ADRIANA MARCELA	603450101	BSL062	MA3FC42S3KA587392
24-002195-0497-TR-2	DIAZ JARQUIN FRANKLIN ANTONIO	C02235528	803392	KLY4A11BDYC592647
24-002195-0497-TR-2	BARRANTES CARVAJAL HAZEL MARIA	109310982	BMX667	KMJWA37KAHU886137
24-001799-0497-TR-2	GRUPO HELAMAN SOCIEDAD ANONIMA	3101591613	RVN090	3N1CC1AD7GK190915
24-002025-0497-TR-2	PROYECCIONES ECONOMICAS DE COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101085970	CL308630	LGWDBD173KB604980
24-002029-0497-TR-2	GONZÁLEZ SEGURA MARIANA	118200468	BCT436	JHMFA155665006558

24-002033-0497-TR-2	UBAU SOLIS MARIA ALEJANDRA	116520377	BTW359	LB37522ZXML000945
24-002033-0497-TR-2	CAMPOS PORRAS LUIS ANGEL	111810062	MOT310976	LWBPCJ1F9B1018062
24-002037-0497-TR-2	DIAZ VARGAS LAURA MARÍA	205870311	BWJ131	MMBGNKR30NH003667
24-0020370497-TR-2	FACILEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101129386	BKZ950	JDAJ210G0G3016201
24-002037-0497-TR-2	CORPORACION DAEL DE ALAJUELA C Y D SOCIEDAD ANONIMA	3101292020	CDR106	3KPA241AAKE211174
24-002049-0497-TR-2	HIDALGO ORTIZ ALEX ALLEN	602910646	873635	KMHCG45G4YU039874
24-002049-0497-TR-2	INVERSIONESY ASESORIA MURILLO DE CANAAN SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102753846	BNZ006	KMHCL41ABAU515714
24-002053-0497-TR-2	TRANSPORTES ROYFE J.R.F. SOCIEDAD ANONIMA	3101461898	CL 298570	5TFCZ5AN9HX066799
24-002053-0497-TR-2	3-101-755868 SOCIEDAD ANONIMA	3101755868	CL 261166	MHKB3CE100K203842
24-002061-0497-TR-2	HERNÁNDEZ LOPEZ BRYAN	402550938	BPZ615	KMHCT4AE2DU293562
24-002069-0497-TR-2	SERVICIOS DE CONTROL Y VIGILANCIA JOBEN SOCIEDAD ANONIMA	3101662333	MOT 765575	LALMD4395M3161247
24-002073-0497-TR-2	LUCENA MEJIAS MARIA JESANA	186200699800	BZV915	LVZA53P96RAA14513
24-002089-0497-TR-2	ALVARADO CALDERON DOUGLAS ALEXIS	112040727	BWC167	TSMYA22SXNM840220
24-002093-0497-TR-2	PEREZ ALPIZAR ALICIA	203650840	681567	4S2X4350385
24-002097-0497-TR-2	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	MWS330	WBA68FF02P8C84921
24-002101-0497-TR-2	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	BSJ621	MA3ZF63S6KA294617
24-002113-0497-TR-2	GONZÁLEZ FUENTES MARIO FRANCISCO	155810146107	731781	2C1MR2263S6776179
24-002113-0497-TR-2	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	LCF008	JMYXTGF2WJJ000783
24-002121-0497-TR-2	SANCHEZ ARIAS JACQUELINE RITA	401540728	598183	4S2CM58V1S4374387
24-002137-0497-TR-2	PRADO ROJAS CRUZ MARY	104490912	519821	VF32CRFNF2W051211
24-002141-0497-TR-2	GARITA CHAVES ANDREA CAROLINA	402070456	BBL429	EU11001302
24-002145-0497-TR-2	RODRIGUEZ REDONDO JORGE	105880141	FRV009	WBA3X1108FD703339
24-002145-0497-TR-2	BOLAÑOS MONGE JUAN DANIE	109700319	902951	KMHCHN46C67U141483
24-002153-0497-TR-2	ARIAS UREÑA RICARDO ANTONIO	106180640	764387	JN1TANT31Z0004798
24-002161-0497-TR-2	MARENCO FLORES JAZMIN	114300155	114300155	JTDBT923601270372
24-002165-0497-TR-2	DAVIVIENDA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101692430	EE 043187	LFCDKD7P4P1044255
24-002165-0497-TR-2	ARAYA ESQUIVEL JIMENA DE JESUS	117540573	JYM309	MALA851ABJM775509
24-001842-0497-TR-2	CALERO SÁNCHEZ MARLON LEONARDO	604420612	BVM914	5NPDH4AE6EH483211
24-001334-0497-TR-1	MARIANELA MIRANDA MORA	113960863	BKG050	LC0C14DA8G0000882
24-001334-0497-TR-1	JENNIFER MARÍA RETANA CÓRDOBA	115860654	KSP602	5NPDH4AEXDH203689
24-000222-0497-TR-3	MARI&KIRA CATORCE S. A.	3106856482	237072	HZJ700001589
24-002050-0497-TR-3	LAGOS OPORTA PERLA MORENA	801280003	BYQ026	KMHCT4AE3GU953581
24-000058-0497-TR-3	BALTODANO MENDOZA GUISELLE DEL CARMEN	155808864733	681711	KL1JD61677K604715
23-005077-0494-TR-3	BAC SAN JOSE LEASING S.A.	3-101-083308	VDR666	LB37522S4PL000446
23-005558-0497-TR-3	VARELA ESPINOZA EILEEN ELENA	701980271	724516	KMHCG35C21U135659
23-005678-0497-TR-3	JIMENEZ NARANJO ANA ISABEL	111230957	BSS236	KMHDH4AE7FU225038
24-000290-0497-TR-3	COMERCIAL DINANT DE COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101373220	CL 259544	KMFJA17BPCC178607
24-000554-0497-TR-3	MONTERO CARVALHO JORGE GERARDO	103820477	310396	WDBDA29D8MF823437
23-005909-0494-TR-3	3-102-731062 SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102731062	BMF347	KMHJ3813DHU260427
24-000666-0497-TR-3	ALFARO CORDERO JASON ALBERTO	110950094	CL 297040	MPATFS85JHT001076
24-001005-0497-TR-3	PEREZ RODRIGUEZ JUAN DAVID	504440466	558437	TC806194
24-001065-0497-TR-3	ACON FUNG TERESA	601041061	877120	KNAKU811BB5175297
24-001053-0497-TR-3	GOMEZ BRENES DIDIER ANTONIO	106470493	845869	EL420274641

24-001752-0497-TR-3	DAVIVIENDA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101692430	LFF111	JTJBGMCAL7L2057138
24-001467-0497-TR-3	YUYIPICO SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102807409	MJD006	3N1AB7AD9GL621262
24-001467-0497-TR-3	VASQUEZ MURILLO TOBIAS ALBERTO	207300230	BHH365	MALA841CAFM047165
24-000913-0497-TR-3	DISTRIBUIDORA LA FLORIDA SOCIEDAD ANONIMA	3101295868	C 172690	3ALACYF30LDLB2309
24-000952-0497-TR-3	CIELO ROSA E M LIMITADA	3102841731	C 176672	1M1AE06Y34N018987
23-005583-0497-TR4	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BVB954	MALA841CBLM388063
23-0053185-0497-TR4	VALVERDE SALAS MARIA MAYELA DEL SOCORRO	106790668	489820	2CNBE1368V6911199
23-005395-0497- TR-4	HERRERA SALAZAR RODRIGO ALBERTO	402040854	142370	BBAB13-002138
23-005411-0497-TR-4	TRANSPORTES NACIONALES GRANADOS SOCIEDAD ANONIMA	3101316113	C144175	2HSFHAMR3VC033888
23-005411-0497-TR-4	REDONDO GARITA RONNY GERARDO	108760088	RHD345	KNADN412BG6543933
23-005343-0497-TR-4	ZAMORA RODRIGUEZ SEHIRIS	108190144	FBZ139	LVZA42F96KAA02835
23-005343-0497-TR-4	J&P FERZA INVERSIONES SOCIEDAD ANONIMA	3101747386	BLW701	9BD195A44H0770051
23-005359-0497-TR-4	BELTRAN DELGADO AUGUSTO CESAR	155800145815	201480	JN8HD16Y7JW014832
23-005463-0497-TR-4	ZAMORA ALCAZAR MANUEL GERARDO	401120464	TA000994	1NXBR32E55Z471114
23-005463-0497-TR-4	CONEJO SAENZ ORLANDO FRANCISCO DEL SOCORRO	900340989	888317	KMHCM36C48U072968
23-005519-0497-TR-4	3-102-766001 SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102766001	873464	WDD2040491A523099
23-005519-0497-TR-4	MOSQUERA HERRERA EDGAR	186200447201	BFZ159	LB37422S6EH037047
23-005451-0497-TR-4	VAMM DE ESCAZU SOCIEDAD ANONIMA	3101196060	CL284650	JAA1KR55EE7100286
23-005331-0497-TR-4	NARANJO ROJAS MANUEL ANTONIO	207310922	BTX815	JTDBT4K39A4065888
23-005591-0497-TR-4	HR RETANA MENSAJERIA SOCIEDAD ANONIMA	3101360450	CL243768	MR0CS12G900064580
23-005611-0497-TR-4	CHAVES DELGADO PRISCILA DE LOS ANGELES	115670092	MOT633494	LC6NG48A8J1100697
23-005611-0497-TR-4	FERRER VIELMA ARLENIS LISBETH	129072487	BTR773	MA6CH5CD4LT067902
23-005607-0497-TR-4	CALVO CEDEÑO LUIS DIDIER	103130470	CL170508	JAACL11L8R7211462
23-005547-0497-TR-4	LA VEINTITRES LIMITADA	3102013689	PB001173	9BSK4X2BK13529415
23-005547-0497-TR-4	MORALES MORA VICTOR ANTONIO	114280480	CL186775	JN1CHGD22Z0730948
23-005663-0497-TR-4	LOPEZ VARGAS CARLOS ALBERTO	204870484	WLM179	3G1J85CC6HS513573
23-005551-0497-TR-4	CARBALLO HERNANDEZ VIRGILIO	401060288	CL260454	MNTCCUD40Z0012213
23-005643-0497-TR-4	MICROBUSES RAPIDOS HEREDIANOS SOCIEDAD ANONIMA	3101070526	HB003294	9532L82W6DR304169
23-005575-0497-TR-4	CHAVES RAMIREZ FLORIBETH MAYELA DEL SOCORRO	401390935	309142	NO INDICADO
23-005671-0497-TR-4	M H A INTERNACIONAL SOCIEDAD ANONIMA	3101189747	BRK565	TSMYE21S8KM624478
23-005679-0497-TR-4	DELGADO CASTRO NATALIA CAROLINA	111910060	BND549	KMHJ2813AGU164648
23-005631-0497-TR-4	BUSETAS HEREDIANAS SOCIEDAD ANONIMA	3101058765	HYB002914	9532F82W3BR102782
23-005631-0497-TR-4	MONTERO VINDAS MAUREL DAYANA	402270738	BVK600	LB37522Z8NL001755
24-000599-0497-TR-4	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BSQ158	MA6CG5CD9LT030346
24-000583-0497-TR-4	TALOMEX SOCIEDAD ANONIMA	3101090323	BXK416	3N1CN7APXKL833025
24-001019-0497-TR-4	MORAAMADOR MAURICIO	108170409	789778	KMJWAH7HP9U083914
24-001031-0497-TR-4	ARIAS ESPINOZA XINIA	401410035	644647	1N4AB41D7WC718097
24-000838-0497-TR-4	CONSTRUCTORA MECO SOCIEDAD ANONIMA	3101035078	C165986	3WKDD40X5FF723008
24-001392-0497-TR-4	ESQUIVEL CHAVARRIA FELIPE ANTONIO	702290547	MOT 789634	LHJYCLLA3PB561226
24-001392-0497-TR-4	CAMPOS QUESADA JOSEPH ANDREY	114930243	JCQ025	KMHCT41BEHU165467
24-001396-04797-TR-4	BARQUERO SUAREZ FABIANA DANIELA	402560143	MOT564756	LC6PCJK6XH0001984
24-000543-0497-TR-4	INVERSIONES SANRO DE HEREDIA SOCIEDAD ANONIMA	3101176462	BFW777	MA3FC31S0EA594560

24-001093-0497-TR-4 ACOSTA AGUILAR ADRIANA MARIA 109700201 BFZ768 4S214351682

**JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE SANTA CRUZ**

<b>N° EXPEDIENTE</b>	<b>PROPIETARIO</b>	<b>N° CEDULA</b>	<b>N° PLACA</b>	<b>N° CHASIS</b>
23-000678-0783-TR	ANC CAR SOCIEDAD ANÓNIMA	3101013775	BVW842	MHKE8FF20NK009751
23-000678-0783-TR	CORPORACION SAVER SOCIEDAD ANÓNIMA	3101704357	BVS833	KMHJB81BHNU087841
23-000614-0783-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANÓNIMA	3101134446	CL 504081	MR0EB8CD4K3200041
24-000046-0783-TR	CAMPOS CAMACHO LUIS ANTONIO	401280883	888334	VZN1800138434
24-000233-0783-TR	PIÑA GRANADOS ARGENIS EDUARDO	503780640	510405	JT2EL43T4R0467812
24-000163-0783-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	BSB020	MA3FC42S7KA5066670
23-000470-0783-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	CL 536427	3N6CD33B6JK855129
24-000200-0783-TR	SAENZ KARLA ARGENTINA	155813411010	CL 319091	3C430789
24-000200-0783-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	CL 666817	3N6CD33B7RK803665
23-000662-0783-TR	GUTIERREZ MATARRITA RUDY FERNANDO	503200445	CL 267842	MR0CS12G800118774
23-000628-0783-TR	DELGADO ESPINOZA KEVIN STEVE	503600610	BTN860	KMHCM3AC3BU192260
23-000673-0783-TR	SUPER MARKET TAMARINDO CSY SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102734433	YSW888	KNAPN81ABM7881591
23-000673-0783-TR	BRICEÑO GUTIÉRREZ JENNIFER	503600183	706067	EL530116398
23-000690-0783-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	BYP874	LVVDB21B4RD007410
24-000084-0783-TR	COOPERATIVA DE PRODUCTORES DE LECHE DOS PINOS R L	3004045002	C 176098	953658248PR016832
24-000084-0783-TR	RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ JAVIER EDUARDO,	205880963	C 174030	1FUBGKBG5FLGA9948
23-000738-0783-TR	KATRUSKA SOCIEDAD ANONIMA	3101559492	GB 002951	JTF5K22P1F0022713
24-000057-0783-TR	SANCHO MORERA OSVALDO	2-0555-0870	CL 321638	LZWCDAGA2LC800661
24-000057-0783-TR	COOPERATIVA DE AHORRO Y CRÉDITO DE MAESTROS Y PROFESORES PENSIONADOS ABIERTA A LA COMUNIDAD R.L	3004045197	CL278601	MR0FR22G000714332
24-000086-0783-TR	EQUIPOS Y ACCESORIOS RECREATIVOS SOCIEDAD ANÓNIMA	3101060949	CL290201	3N6CD33B2GK851023
24-000235-0783-TR	MORAGA MATARRITA WILLIAM	6-0323-0600	C-176288	1FUJA6CK97LZ32832
24-000235-0783-TR	PEARCE BUSINESS SERVICES CS LIMITADA	3102780546	CL-317470	8AJHA3CD9K2077925
24-000283-0783-TR	TRANSPORTES SOGONSA SOCIEDAD ANÓNIMA	3101805687	C176531	1FUJGLBGXBSAW9499
24-000310-0783-TR	YOUNG PEOPLE SOCIEDAD ANÓNIMA	3101329869	BFZ612	JDAJ210G003006244

**JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE BUENOS AIRES (MATERIA TRÁNSITO)**

<b>N° EXPEDIENTE</b>	<b>PROPIETARIO</b>	<b>N° CEDULA</b>	<b>N° PLACA</b>	<b>N° CHASIS</b>
23-000215-1739-TR	MAURICIO FERNANDEZ BARRANTES	602230081	871470	KMHJT81BCBU251439

**JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y TRÁNSITO SARAPIQUÍ**

<b>N° EXPEDIENTE</b>	<b>PROPIETARIO</b>	<b>N° CEDULA</b>	<b>N° PLACA</b>	<b>N° CHASIS</b>
24-000196-1341-TR	COARSA SOCIEDAD ANONIMA	3101251945	CL2340997	FE71PBA00403
24-000199-1341-TR	CASTILLO BETANCOURT ALVARO RAMON	155801638600	MOT756745	MB8ED13E8M8100257
24-000169-1341-TR	ARIAS ARCE STEFANY PAMELA	117010853	MOT668245	LZL20P109KHE40042
24-000169-1341-TR	SANCHEZ GONZALEZ YEIMY ELIZABETH	402460489	264931	1N4GB22BXL713547
24-000175-1341-TR	ABURTO SILVA JIM ROBINSON	155812950302	BLK034	JTDBT123110129752
24-000175-1341-TR	FLORES NEYDY YANETH	673707333	MOT 669178	LLCLGM307KE100851
24-000175-1341-TR	BARRIOS SEQUEIRA BRAYAN	702600617	MOT 669178	LLCLGM307KE100851
24-000179-1341-TR	3-102-861424 SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102861424	AB008306	KMJHG17PPPC501615
24-000161-1341-TR	CARLOS ALBERTO RAMIREZ MOLINA	700540570	615823	JS3TY92V724103495
24-000178-1341-TR	SALAS ROJAS ANDREY FRANCISCO	206380663	C151553	1FUFDZYB2SH785880
24-000203-1341-TR	DERIVADOS DE MAIZ ALIMENTICIO SOCIEDAD ANONIMA	3101017062	BXM705	LC0CE4DB0R0000259
24-000188-1341-TR	OROZCO ZAMORA MANUEL ANTONIO	104750375	CL 132779	1GCDT19Z8RK148270
24-000188-1341-TR	3-101-856120 SOCIEDAD ANONIMA	3101856120	EE 013815	9BM344013HB747445

24-000197-1341-TR	SOLANO DURAN OLGA DAMARIS DE LA TRINIDAD	105400884	BRJ142	JS2FH81S1K6100938
24-000197-1341-TR	COREA ORDEÑANA ANA MERCEDES	155810760503	MOT 708494	LBMPCML37L1600307
24-000190-1341-TR	MARIA EUGENIA MORA AVILA	204200592	C154505	2FUPCSZB6WA923420

**JUZGADO CONTRAVENCIONAL Y MENOR CUANTIA TURRIALBA, CARTAGO**

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
24-000154-1008-TR	CENTRAL VETERINARIA SOCIEDAD ANÓNIMA	3101081437	C 169482	3ALACYCS6HDJU5333
24-000079-1008-TR	REFRIGERADOS DEL ATLÁNTICO SOCIEDAD ANÓNIMA	3101257010	C 169055	1FUJGHDV7ALAU1063

**JUZGADO CONTRAVENCIONAL DE PARRITA**

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
24-000059-1748-TR	PÉREZ PÉREZ LIDIETH MARIA	302310575	CL 242462	JN1AHGD22Z0050854
24-000059-1748-TR	DANISSA CREDIT SOCIEDAD ANÓNIMA	3101083067	RVN159	SJNFBAJ11LA668674
24-000078-1748-TR	COOPERATIVA DE PRODUCTORES DE LECHE DOS PINOIS.R.L	3004045002	C 177851	953658248RR060302
24-000078-1748-TR	YERNER CESAR CORRALES HERNANDEZ	114460069	MOT194606	LALPCJF8173128378
24-000081-1748-TR	EDDY FERNANDO ALFARO MORA	107170591	CL652128	3N6CD33B8RK803254
24-000081-1748-TR	CORPORACION ARROCERA NACIONAL	3007075879	CL283746	MR0FR22G1F0782258
24-000077-1748-TR	MORA GODINEZ FELIX HUGO DEL CARMEN	601740778	832243	1HGES26762L050419
24-000088-1748-TR	MENS POWER AND BUILDERS OF SAN JOSÉ SOCIEDAD ANONIMA LIMITADA	3102812051	CL237449	KN3HAP53E1K763235
24-000088-1748-TR	AGRICOLA SAVEGRE SOCIEDAD ANONIMA	3101280914	CL293855	1FTEW1EGXGFB06396
24-000075-1748-TR	AGUERO MESEN ANHEIDY YOSETH	112000985	361792	KMXKNS1BPYU352591
24-000075-1748-TR	INVERSIONES TURISTICAS ASIA SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102853746	CL289289	MR0HZ8CD0G0402568
24-000090-1748-TR	GREIVIN ARTAVIA CARMONA	603290448	241678	JT2AE92E2K3253205
24-000070-1748-TR	JORGE ESTEBAN CERDAS FERNANDEZ	303790691	BHX215	JTDBT923071019826
24-000064-1748-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	C 171389	JLBFE85PHKKU45019

**JUZGADO DE TRANSITO DE GRECIA**

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
24-000236-0899-TR	Q R LOS TUCANES X X I SOCIEDAD ANONMA	3101434423	740159	JN8AR07Y7XW352431
24-000380-0899-TR	SUAREZ JIMENEZ JOSE ALFREDO	201650690	836850	KMHCG41FPIU203048
24-000380-0899-TR	ARRIENDA EXPRESS SOCIEDAD ANONIMA	3101664705	BRY657	MA3FB32S3K0D45983
24-000346-0899-TR	VEGA SANCHEZ VICTOR MANUEL	304200902	414961	KMHJF31JPNU178878
24-000346-0899-TR	RODRIGUEZ MARIN ANA LUCIA GERARDA	204460545	VYR011	KNAFX411BF5911162

**JUZGADO DE TRÁNSITO DEL PRIMER CIRCUITO JUDICIAL DE SAN JOSÉ**

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
24-002983-0489-TR	CAMACHO CASTRO RAUL	104370967	CL-202077	KMFVA17LP5C007106
24-002983-0489-TR	MONTOYA GUTIERREZ NESTOR RAUL	801050336	CL-589772	8AJBA3CD8N1692403
24-003030-0489-TR	LARED LIMITADA	3102016101	SJB-016022	9532L82W4HR611068
24-003030-0489-TR	ZUÑIGA QUESADA SANDRA MARIA	105650018	515430	JN1CFAN16Z0060194
24-003035-0489-TR	BADILLA CABEZAS JORDAN JOSE	115410210	JBC004	MALA841CBKM359294
24-003026-0489-TR	SEAS MARTINEZ DAHIANNA VANESSA	113400416	BHQ131	4P3XTGA2WGE901112
24-002956-0489-TR	PAEZ CAMPOS ALEJANDRO ALBERTO	302070253	682130	JTDKW923005060317
23-002606-0492-TR	ANC CAR SOCIEDAD ANONIMA	3101013775	BVW154	MHKE8FF20NK009738
23-007148-0489-TR	CALDERON VILLALOBOS LUIS CARLOS	113540097	BYV589	LJ12EKR23P4705433
23-007148-0489-TR	CESPEDES QUIROS SIL VIA ELENA	112070110	BKK675	KL1CM6CAXGC578213
23-004699-0489-TR	TRASDEL SOCIEDAD ANONIMA	3101023622	C-136141	#FMT
24-000235-0489-TR	OCONITRILLO BARBOZA THAIS MARTINA	105720776	FMH082	1C4RJFBM1FC867163
23-007195-0489-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	MPV112	MPAUCS85GHT003178
23-007195-0489-TR	ECOLAB SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102117583	CL-315802	9BWKB45UXKP034369

23-007433-0489-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	BYH668	MHKAB1BA6PJ036330
23-007433-0489-TR	MAQUINARIA CAMIONES Y GRUAS DE CENTROAMERICA S A	3101666932	C-176415	3ALHCYF32PDNW8976
24-000222-0489-TR	UPL COSTA RICA SOCIEDAD ANONI	3101168624	CL-344480	MMBJJKL10RH004639
23-007005-0489-TR	MORA BONILLA JOSELYN DAYANNA	116420185	BBL997	KMHCT41DACU191158
24-000433-0489-TR	QUESADA VINDAS DONALD DEL CARMEN	900440953	835951	JTDAT123830262328
24-000433-0489-TR	PORRAS DUARTE FLORIZUL	108070333	HYF102	KNABX512AJT427013
24-000599-0489-TR	COOPERATIVA DE PRODUCTORES DE LECHE DOS PINOS R L	3004045002	C-161474	3HAMMAAR0EL786963
24-000600-0489-TR	LOBO RAMIREZ MARICRUZ	401750275	BML297	MA3VC41S3HA217727
24-000600-0489-TR	TRADECO MATERIALES LIMITADA	3102753207	CL-314507	KMFGA17CPJC315982
23-007204-0489-TR	REPUESTOS OMSA SOCIEDAD ANONIMA	3101249888	MOT-370199	LWBPCJ1F2D1013823
24-000393-0489-TR	CALDERON AGUERO WILMER ALBERTO	115480497	709939	1HGEJ8140VL021425
24-000393-0489-TR	JL SKYLL SOCIEDAD ANONIMA	3101585199	SKY024	MALAM51BAFM596434
24-001097-0489-TR	ADF INTERNATIONAL SOCIEDAD ANONIMA	3101687465	BWX949	9BRK4AAG8P0051859
24-001097-0489-TR	R R TRANSPORTES SOCIEDAD ANONIMA	3101065111	CL-396927	MMBENKJ30GH014901
24-001499-0489-TR	SOLANO MORA LUIS CARLOS	115710878	LYM411	KMHSH81VP8U401239
24-002096-0489-TR	GEC GRUPO EL CHELE SOCIEDAD ANONIMA	3101765187	CBG451	TSMYE21S4RMC67717
24-003061-0489-TR	CHINCHILLA GARRO REBECA	108130350	BKN391	MA3ZE81S7G0356766
24-003049-0489-TR	ROMAN AVILA FANNY MARIA	204470314	CL-271172	JAA1KR55EE7100059
24-003049-0489-TR	RODRIGUEZ HIDALGO EVELYN JOHANNA	108800553	BKD355	JTDBT123610135160
24-003052-0489-TR	MAKLOUF MAKLOUF YUNEN	102430868	583754	935CHRHY39617841
24-003052-0489-TR	CALVO SOTO ANA JULIETA	106450008	BKP338	JHLRD2843XC015750
24-003053-0489-TR	CASTILLO GONZALEZ GRETTEL	503300597	MOT-689222	LAEEACC86KHS74078
24-003053-0489-TR	ARBUROLA CUBERO YAMILETH	203450892	CL-210591	JHFUB107300010543
24-003054-0489-TR	TRANSPORTES H Y H S A	3101013930	C-129172	RH600202
24-003055-0489-TR	FUENTES CHAVES ANGELA AMEDINA	107520916	BSN714	KMHCT4AE5GU062501
24-003055-0489-TR	CABLETICA SOCIEDAD ANONIMA	3101747406	CL-277925	VF77L9HECEJ565162
24-003063-0489-TR	MASTIFF ENTERPRISES SOCIEDAD ANONIMA	3101729180	BYM083	MA3FB32S9P0K85230
24-003063-0489-TR	VARGAS CHACON RANDY JOSSUE	113600824	BJW970	MALC281CAGM025065
24-002966-0489-TR	CLARO CR TELECOMUNICACIONES SOCIEDAD ANONIMA	3101460479	CLT450	MA3FL61SXRA459321
24-002966-0489-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	CL-335192	93C148MKXPC407745
24-003093-0489-TR	ZELEDON SANCHEZ FERNANDO STARLING	109250956	GTS808	WP1ZZZ9PZ9LA60840
24-003094-0489-TR	PADILLA RIVAS ANTOHNY WILLIAM	503790484	MOT-572491	LC6PCH2G0H0000098
24-003095-0489-TR	PORRAS COTO CARLOS MANUEL	112510131	BDV773	MA3FC31S4EA574330
24-003096-0489-TR	SUAZO BAEZ GERSON SNAYDER	155835008813	MOT-729608	LV7MGZ401JA906601
24-003098-0489-TR	AGROINDUSTRIAL PROAVE SOCIEDAD ANONIMA	3101274846	C-172408	JHHUCL2HXKK029250
24-003058-0489-TR	MORA CHAVES FABIOLA	207300408	702979	KNABA24328T476107
24-003101-0489-TR	CALDERON BERMUDEZ EDWIN GERARDO	104680968	TSJ-005324	JTDBT113900324126
24-003101-0489-TR	TRANSPORTES DEL ATLANTICO CARIBEÑO SOCIEDAD ANONIMA	3101135260	LB-002463	LJ166X5F2H3000103
24-003006-0489-TR	CASCANTE BALTODANO JONNATHAN	701960317	CL-298192	1N6DD26T14C471546
24-003006-0489-TR	INVERSIONES PRO DEL ESTE SOCIEDAD ANONIMA	3101155260	786782	SALLDVBS89A766542
24-003087-0489-TR	GONZALEZ MORA SERGIO	106950824	BNV311	KMHJ2813BHU460437
23-006430-0489-TR	RODRIGUEZ ROJAS MARCOS ALONSO	205840292	C-154397	JS3701699
24-003045-0489-TR	PRIETO GARCIA FELIX LUIS	801150167	BPN664	LB37122S2JX507129
24-003102-0489-TR	MILLICOM CABLE COSTA RICA SA	3101577518	CL-215571	8AJCR32G100004393
24-003102-0489-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	JHS161	VF7SX9HJCNT501542
24-001619-0489-TR	GONZALEZ SOLIS OSCAR	103330548	C-020949	3085602.

24-001808-0489-TR	VALERIO GARCIA BRANDON RODOLFO	115020426	814521	3N1CC1CD4ZL161043
24-001819-0489-TR	DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE BOLSAS NALE SRL	3102876953	893840	KL1TJ5CYXBB244066
24-001819-0489-TR	ZUMBADO RODRIGUEZ MELISSA	401940049	BMH016	MA3ZC62S7HAA83724
24-001852-0489-TR	ROJAS VARGAS DIXIANA AMALIA DE LOS ANGELES	106650823	519946	1NXBA02E6TZ461095
24-002787-0489-TR	GARITA MARTINEZ IRELA	109640621	CL-237154	1C391183
24-001944-0489-TR	NAVARRO BONILLA HILDA MARTA MONTSERRAT	302450785	BLS014	VF15SREBGGGA208210
24-000121-0489-TR	GONZALEZ MARIN MARIA JOSE	115910614	BHD801	KMHCG41GPYU121039
24-002933-0489-TR	MAQUINARIA, CAMIONES Y GRUAS DE CENTROAMERICA SA	3101666932	C-168037	3HAMSZR2HL484265

**JUZGADO DE TRANSITO DEL TERCER CIRCUITO JUDICIAL DE SAN JOSE (DESAMPARADOS)**

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
24-000952-0491-TR-B	AMADOR MIRANDA LUIS DIEGO	116530573	MOT 601634	VBKJUC400HC092756
24-000952-0491-TR-B	ARAYA RIVAS REBECA CRISTINA	112650932	BJK262	MMBXNA03AGH000475
24-000956-0491-TR-B	AUTOTRANSPORTES LOS GUIDO SOCIEDAD ANONIMA	3101100603	AB 6191	9532L82WXC239986
24-000921-0491-TR-B	MORA CECILIANO EDDY ROLANDO	114280619	MOT 492991	LP6PCM4B9F0300029
24-000925-0491-TR-B	GAMBOA SANABRIA MARIA REBECA DE LOS ANGELES	107050617	561951	KMHJF25F1XU816600
24-000937-0491-TR-B	RODRIGUEZ GONZALEZ MARIA PAOLA	114960227	MOT 328794	LXYJCM07C0252829
24-000960-0491-TR-B	FALLAS MATAMOROS IMANOLO	118110419	679572	JMYSNCS3A7U007453
24-000960-0491-TR-B	SOLERA NAVARRO MARIA MAGDALENA	109410858	406032	KMHVF21JPMU526236
24-000980-0491-TR-B	CORPORACION NACIENTE SOFINAT SOCIEDAD ANONIMA	3101585275	CL 212612	JR7011476
24-000977-0491-TR-B	HAMS SOCIEDAD ANONIMA	3101837383	-BLP949	JTDBT4K39A4067298
24-000977-0491-TR-B	PEREZ JIMENEZ JORLAN JOSUE	116550059	MOT 642145	LC6PCH2G2J0001775
24-001155-0491-TR-D	VARGAS AGUERO JUDITH MAYELA	206790577	MOT 871927	LWBKA0295R1101937
22-002245-0491-TR-D	LARED LTDA	3102016101	SJB 15986	9532L82W5HR700311
24-001183-0491-TR-D	ASOCIACION SOS RESCATES FELINOS	3002856060	550852	KNAFC523315036865
24-001187-0491-TR-D	RETANA QUESADA KARLA MABEL	113510179	BYP745	KMHJB81BGRU239579
24-001208-0491-TR-D	BUSES SAN MIGUEL HIGUITO S.A.	3101074253	SJB 14742	9532L82W5FR441624
24-001208-0491-TR-D	BARRANTES SALAZAR DENNISE	113240373	BPM900	JS2YA413X85100868
24-001212-0491-TR-D	CARMONA MADRIGAL DWALT JESUS	116670465	BQQ131	SXA110074971
24-001216-0491-TR-D	PROYECTO HABITACIONAL DE CORONADO NUMERO CUATRO S.A.	3101333429	CL 255900	MHYDN71V6BJ306361
24-001216-0491-TR-D	TENORIO MONTEOR MATHIAS YAEL	120770783	BLG409	KMHCG51FP2U164268
24-001220-0491-TR-D	FUENTES RAMIREZ JEANNINE DEL CARMEN	401160039	479192	1N4AB41D9WC759136
24-001220-0491-TR-D	RAMIREZ FIGUEROA ALLAN GERARDO	108530976	442416	1NXAE92EXKZ065268
24-001224-0491-TR-D	TENDENZA STONE SURFACES S.A.	3101757722	CL 304608	1FTCR14A5VTA48675
24-001174-0491-TR C	QUESADA MARIN JACQUELINE ANDREA	112840432	312463	JMYSNCK4AXU001175
24-001203-0491-TR C	BARRANTES ANGULO LISBETH	900690098	TSJ004028	KMHCN41AP7U110758
24-001215-0491-TR C	LARED LIMITADA	3102016101	SJB 15986	9532L82W5HR700311
24-001176-0491-TR-A	MORA LACAYO JULIA MARIA DE JESUS	107470986	MOT657914	LWBKA029XJ1000414
24-001180-0491-TR-A	LARA PALACIOS JOSE DANILO	203660687	RMD142	3G1B85EMXHS601276
24-001180-0491-TR-A	FLORES NUÑEZ JORGE ENRIQUE	107130829	MOT797119	LBMPCML31P1600549
24-001188-0491-TR-A	MENDEZ PRADO GERARDO JORGE ENRIQUE	105480852	CL225617	MPATFR54H8H507064
24-001188-0491-TR-A	GONZALEZ LOPEZ JOHANA	118000870	MOT398696	LV7MGZ405EA901326
24-001217-0491-TR-A	MONGE RAMIREZ NICOLE	116200907	MOT616315	LXAPCM4A2JC000210
24-001221-0491-TR-A	MORENO BRUNO MANUEL	#FMT	NCH016	KMHCT41DBEU489803
24-001225-0491-TR-A	FALLAS CALVO RONALD ANTONIO	111520798	589426	JS3TA01C9K4116751

24-001225-0491-TR-A	AUTO TRANSPORTES DESAMPARADOS SOCIEDAD ANONIMA	3101008737	SJB13291	LKLR1KSF2CC578238
24-001201-0491-TR-A	TELEFONICA DE COSTA RICA TC SOCIEDAD ANONIMA	3101610198	BVC390	LC0CE4DC5N0000082

**Juzgado Contravencional y Tránsito del II Circuito judicial de Alajuela (Tránsito)**

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
23-001368-0742-TR	ELIAS FARID PEÑARANDA MIRANDA	603530171	630882	K960VP000840
23-001176-0742-TR	LUIS ALEJANDRO HERNÁNDEZ ZÚÑIGA	303540040	MOT 089075	MX200A007978
23-001176-0742-TR	OSCAR ANDRÉS VARGAS CORDERO	112240722	BJD384	KMHDH41CBGU535951
23-001398-0742-TR	SIBAJA ELIZONDO VICTORANTONIO	204280841	453481	EL420213364
24-000376-0742-TR	SOTO SANCHEZ JOSE CARLOS	205450514	C 137426	1FUYDSEB8WP955814
23-001384-0742-TR	VARGAS JIMENEZ JESUS ALBERTO	207600512	824210	RC757532
23-001328-0742-TR	CORPORACIÓN SAVER SOCIEDAD ANÓNIMA	jurídica 3101704357	BVS415	KMHJB81BHNU083308
23-001422-0742-TR	AGROINDUSTRIAL FORTUNA SOCIEDAD ANÓNIMA	jurídica 3101508170	MOT530726	9C2ME09U1GR720111
23-001396-0742-TR	LORENZO ANTONIO MENA ROBLES	113560401	598927	CA2RU019457
23-001332-0742-TR	BLADIMIR ARROYO ROJAS	202911407	AB6244	JTFJK02P605008588
23-001376-0742-TR	CENTRO AGRÍCOLA CANTONAL DE LOS CHILES	jurídica 3007066755	CL 337726	MMBJJKL10PH005639

**JUZGADO TRANSITO DE HATILLO**

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
24-000020-0492-TR-1	SERRANO ARAYA SARA	303220735	BMT719	JTDBT923181247481
24-000020-0492-TR-1	BAC SAN JOSE LEASING S.A.	3101083308	BZV892	LSJW74U35RZ012654
24-000241-0500-TR-2	TRANSPORTES DOSCIENTOS CINCO SOCIEDAD ANONIMA	3101139599	SJB--016214	9532L82W7HR700701
24-000281-0492-TR-2	CASTRO VILLALOBOS SONIA MARIA	203380870	BGV475	MA3ZF62S0FA522828
24-000281-0492-TR-2	CARRILLO CAMBRONERO KAROL JAZMIN	503290824	C--133289	JALFVR33P13000006
24-000281-0492-TR-2	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	JJJ122	KMHJB81DBRU233574
24-000305-0492-TR-2	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	CL--344878	MHKB3FE10PK001607
24-000315-0492-TR-3	null GEC GRUPO EL CHELE SOCIEDAD ANÓNIMA	3101765187	BVQ287	3KPA341ABLE310890
24-000315-0492-TR-3	NÚÑEZ SOLIS MICHAEL ENRIQUE	111980898	CL328621	JX7015856
24-000385-0492-TR-2	SUAREZ CASTRO FRANCINI PAMELA	116290312	630527	JMYSTCS3A6U007517
24-000387-0492-TR-2	TRANSPORTES DOSCIENTOS CINCO SOCIEDAD ANONIMA	3101139599	SJB--013766	9532F82W4DR300130
24-000387-0492-TR-2	SANABRIA MONGE LUIS CARLOS	302510847	TSJ--001611	NO INDICA
24-000522-0492-TR-3	OCAMPO OBANDO MARCO ANTONIO	106080432	TSJ--005082	3N1CC1AD9JK190177
24-000537-0492-TR-1	MIRANDA MORA LUIS FERNANDO	109710106	BJX065	JTDBT123510166884
24-000575-0492-TR-4	DURAN ESQUIVEL ELIO	204460282	698973	2CNBE13C316922675
24-000597-0492-TR-1	CHACON MORA CARLOMAGNO GERARDO	105750811	BFS285	MR2BT9F3801088711
24-000618-0492-TR-2	LARED LIMITADA	3102016101	SJB 016012	9532L82W3HR700291
24-000660-0492-TR-1	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	MKT028	KL1CM6CA3JC433912
24-000673-0492-TR-1	ALECON ALQUILER DE EQUIPOS DE CONSTRUCCION S.A,	3101373482	C-148085	3HAMMAAR48L648024
24-000693-0492-TR-1	CONSTRUCTORA MECO SOCIEDAD ANONIMA	3101035078	C--171929	1M2GR3HCXKM001197
24-000702-0492-TR-2	TRANSPORTES DOSCIENTOS CINCO SOCIEDAD ANONIMA	3101139599	SJB--013764	9532F82W4DR300273
24-000710-0492-TR-4	CABLES ROCHA DE COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101455031	MOT657966	9F2A32002JB100083
24-000712-0492-TR-4	CONSORCIO DE TRANSPORTES COOPERATIVOS METROCOOP RL	3004056428	SJB--017458	9532G82W8KR904855
24-000725-0492-TR-4	LARED LIMITADA	3102016101	SJB 016042	9532L82W5HR609832
24-000725-0492-TR-4	MATTUREN ROSE INGELYN NOAMEY	702410318	NRX714	5NPDH4AE1GH656314
24-000735-0492-TR-1	BLANCO JIMENEZ JORGE ENRIQUE DE JESUS	105860657	BWM625	LFBGE3066NJK02905

24-000737-0492-TR-3	GONZALEZ VILLALOBOS ADRIANA MARIA	604160788	DNL018	KMHCT41DBFU727976
24-000737-0492-TR-3	LOBO MENDEZ JOSSUE ANTONIO	118390225	573207	JN1CFAN16Z0502904
24-000741-0492-TR-2	DURNIN FENWICK GORDON ROBERT	800750752	CL--209358	JTFWE726600005751
24-000743-0492-TR-2	FUNG HOU JOSE LUIS	111250792	BVX729	LA9AB2AB5K2LDN146
24-000743-0492-TR-2	MUNICIPALIDAD DEL CANTON CENTRAL DE SAN JOSE	3014042058	SM-004377	8AJCR32G700005337
24-000743-0492-TR-2	FUNG HOU JOSE LUIS	111250792	BVX729	LA9AB2AB5K2LDN146
24-000769-0492-TR-4	HIDALGO HERNANDEZ ERICK MIGUEL	116220421	MOT--046760	3TS-000841
24-000774-0492-TR-2	TRANSPORTES DOSCIENTOS CINCO SOCIEDAD ANONIMA	3101139599	SJB--017399	9532L82W5JR816615
24-000774-0492-TR-2	PRETZELITA'S LIMITADA	3102621389	QBC079	3N1CN7AD8GL800537
24-000775-0492-TR-4	ANDREW GARRO VEGA cédula 0118160097	118160097	627776	8AD2AKFWU6G006702
24-000776-0492-TR-1	MONCADA VARGAS MANUEL EMILIO	113900810	MMV089	LNACJAB38N5047771
24-000779-0492-TR-3	EQUIPOS E INSTALACIONES ELECTROMECANICAS EQUILSA LIMITADA	3102096040	CL--265062	MHKB3CE100K204093
24-000779-0492-TR-3	AGUILAR ARRIETA IVANNIA	108230346	BCT618	JTEGR20VX00032879
24-000781-0492-TR-3	ARRENDADORA BRUNCAS OR O SOCIEDAD ANONIMA	3101345551	BYY389	LSGKL8R26PW036774
24-000782-0492-TR-4	TRANSPORTES DOSCIENTOS CINCO SOCIEDAD ANONIMA	3101139599	SJB 014039	9532F82W1DR301008
24-000782-0492-TR-4	INVERSIONES HERMANOS ALPIZAR SOCIEDADANONIMA	3101394436	AB 007792	9532582Z7KR908833
24-000783-0492-TR-2	GUILLEN SOLANO JOSE ANDRES	115470513	BLM961	KMHCT5AE7CU036868
24-000792-0492-TR-1	VARGAS MONGE MARCO ANTONIO	113360455	CL--281858	MHKB3CE10FK206083
24-000800-0492-TR-1	QUIROS MORALES MARCO VINICIO	106050881	TSJ--006327	JTDBT923591298306
24-000800-0492-TR-1	SOTO UMAÑA FABIAN FRANCISCO	109850913	602427	KMHCG45C02U269819
24-000803-0492-TR-1	CHEN PING	115600216718	PNG189	3HGRM3830EG600054
24-000803-0492-TR-1	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BZY195	MF3PB812ERJ095921
24-000807-0492-TR-1	GE DENG QIHE	800840583	CL--239888	MMBENKA408D061000
24-000813-0492-TR-2	RAMIREZ SABORIO SHIRLEY NICOLL	117450840	MOT--447580	JYACJ09Y06A000212
24-000827-0492-TR-3	MARIN MORA ANTHONY ALFONSO	702190094	MOT--813871	8CHMD3410NP301972
24-000827-0492-TR-3	ANC RENTING SOCIEDAD ANONIMA	3101672279	CL--340815	JTFMAFAP0P8044001
24-000828-0492-TR-3	RLS MULTIPLES NEGOCIOS SA	3101711872	MOT--787251	LWBKA029XN1603269
24-000830-0492-TR-2	TRANSPORTES MELENDEZ & UMAÑA S.R.L.	3102852972	491931	VF32AKFWR3W032596
24-000833-0492-TR-3	VALERIO GARCIA BRANDON RODOLFO	115020426	792914	JDAM301S001099893
24-000843-0492-TR-2	FERNANDEZ JIMENEZ GRETTEL MAYELA	401580322	C--153888	JLBFM657L8KV00682
24-000850-0492-TR-3	CEDEÑO SOTO AARON DAVID	305520722	836399	1HGEJ6673WL009844
24-000853-0492-TR-2	IMPORTACIONES VEGA SOCIEDAD ANONIMA	3101132087	C--164974	JHHUCL2H5GK012993
24-000853-0492-TR-2	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BQV837	KMHJ2813AHU461881
24-000857-0492-TR-4	CREDI Q LEASING S.A.	3101315660	BRD566	MALC281CBKM457289
24-000862-0492-TR-3	FENG XIAOLONG	G30237799	BGF702	JTMZF9EV1EJ007202
24-000866-0492-TR-2	PRESTARTE RAPIDO DE COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101705221	BGH321	3N1CN7AD0ZK146089
24-000867-0492-TR-1	ARIAS CHAVES FRANKLIN	203280348	AB--002761	9BV582J10VE345713
24-000872-0492-TR-2	BCT ARRENDADORA SOCIEDAD ANONIMA	3101136572	CL 326673	LZWCDAGAXMC803244
24-000872-0492-TR-2	RAMIREZ TORRES ILEANA GABRIELA	113040087	MOT--633201	LD3PCM6J5J2000056
24-000873-0492-TR-4	BAC SAN JOSE LEASING S.A,	3101083308	CL346535	LC0CE4DB9R0001426
24-000876-0492-TR-4	CREDI Q LEASING S.A.	3101315660	BMJ639	KMHJ2813BHU164141
24-000880-0492-TR-4	CORPORACION AUTOMOTORA M R INDEPENDIENTE S.A.	3101524177	BPB799	KMHCS41CBEU492063
24-000881-0492-TR-4	COCA COLA FEMSA DE COSTA RICA SA	3101005212	C--149908	3ALACYCSX8DAA5011
24-000884-0492-TR-2	TRANSPORTES DOSCIENTOS CINCO SOCIEDAD ANONIMA	3101139599	SJB 013764	9532F82W4DR300273

24-000884-0492-TR-2	GONZALEZ CHANTO GRISVEL MARIA	110550810	BHD080	MA3ZC62S6FA698436
24-000886-0492-TR-4	BIANCA DAYANA QUIROS OBANDO	901320997	882230	1J4RR4G69BC621272
24-000886-0492-TR-4	MOISES ARAYA SANDI	112230545	C133618	1FUUYACYB8KH363523
24-000886-0492-TR-4	LARED LIMITADA	3102016101	SJB 016042	9532L82W5HR609832
24-000886-0492-TR-4	INGELYN NOAMEY MATTUREN ROSE	702410318	NRX714	5NPDH4AE1GH656314
24-000887-0492-TR-4	BENAVIDES MANZANARES JIMENA	118230879	BQZ704	MR2B29F30K1142041
24-000893-0492-TR-2	TRANSPORTES INTERNACIONALES IRAZU SOCIEDAD ANONIMA	3101142305	C 158466	3ALACYCS3CDBN7158
24-000893-0492-TR-2	LOPEZ MATAMOROS EMMANUEL JOSUE	207080223	764153	VF3GJWJYB8J067094
24-000897-0492-TR-3	TRANSPORTES DOSCIENTOS CINCO SOCIEDAD ANONIMA	3101139599	SJB--013769	9532F82W7DR300302
24-000900-0492-TR-1	3101724834 S.A.	3101724834	MSH195	KL1CJ6CA1HC723732
24-000905-0492-TR-4	INVERSIONES PERMOSA S.A	3101551207	C173399	3ALACXDT7DDFF2197
24-000906-0492-TR-4	COARSA SOCIEDAD ANONIMA	3101251945	CL 280089	JLBFE84PEFKU20161
24-000910-0492-TR-2	VEGA VILLALOBOS OVIDIO FRANCISCO	502150091	TSJ--001844	JS2YA21S3E6101247
24-000911-0492-TR-3	HERNANDEZ JIMENEZ STEVEN RICARDO	109900278	MOT--357539	9C2MD3400DR520123
24-000918-0492-TR-3	GOMEZ SANCHEZ HUGO MIGUEL	302300760	-BJG191	MA3VC41S3GA132658
24-000921-0492-TR-2	CORPORACION NACIONAL DE TRANSPORTES CONATRA S.A.	3101057515	SJB 013863	9532F82W9DR300141
24-000924-0492-TR-3	BADILLA MONGE DAYANE SINAI	115050179	BRD946	JTMBD8EV3KJ032938
24-000931-0492-TR-2	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BTQ458	LSGKB54H0LV020311
24-000931-0492-TR-2	RODRIGUEZ GONZALEZ SHIRLEY GRACIELA	108640120	BWX571	MR2K29F36P1252048
24-000933-0492-TR-1	EMPRESAS BERTHIER E B I DE COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101215741	C--168374	2FZHAZCVX7AY63692
24-000935-0492-TR-1	MIRANDA VARGAS MELANIA	302710532	BZB012	KMHJB81DBRU262795
24-000936-0492-TR-2	ROJAS SOLANO MARIELA DEL RESCATE	108530035	FRS031	MBHWB52S9NG721541
24-000936-0492-TR-2	MARIN FERNANDEZ KEYLIN ROCIO	305280386	MGD777	KNADN412BC6073074
24-000938-0492-TR-2	HARRISON CENTENO JOHNNY GUILLERMO	700690931	BHB060	MA3ZF62S6FA541867
24-000944-0492-TR-4	BAC SAN JOSE LEASING S.A.	3101083308	BWT292	MA3JB74V7P0120043
24-000944-0492-TR-4	SANINT OSORIO JOHN JAIRO	800960087	BLL993	LC0CG4CG2G1000200
24-000952-0492-TR-3	null KNUEVE INTERNACIONAL SOCIEDAD ANONIMA	3101141045	MOT--748011	8CHMD3410MP300157
24-000955-0492-TR-2	DAVIVIENDA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101692430	C-175656	9536G8242NR032550
24-000961-0492-TR-2	SANDI GONZALEZ JOSE LUIS	602000844	226581	3N1BEAB13R003324
24-000968-0492-TR-4	CREDI Q LEASING S.A.	3101315660	BZX765	MALB351CBRM484946
24-000971-0492-TR-4	CAMPOS HERNANDEZ DINORAH MARIA	106680233	MOT 679211	L5YTCKPA4K1111915
24-000975-0492-TR-4	LARED LIMITADA	3102016101	SJB 016054	9532L82W3HR611188
24-000980-0492-TR-2	SANCHO CARMONA VICTOR ERNESTO	105440104	667448	JMYSNCS3A7U003695
24-000984-0492-TR-2	FLORES GARCIA JULIO GABRIEL	118060720	BLP170	LJ12EKP17G4600629
24-000995-0492-TR-4	SEAS SOJO LUZ MARINA	401250788	820065	JF1SF6352XG736558
24-001045-0492-TR-4	SUAZO BAEZ GERSON	155835008813	MOT--729608	LV7MGZ401JA906601

**JUZGADO DE TRÁNSITO II CIRCUITO JUDICIAL DE SAN JOSÉ, GOICOECHEA.**

Nº EXPEDIENTE	PROPIETARIO	Nº CEDULA	Nº PLACA	Nº CHASIS
24-002922-0174-TR	PRETENSADOS NACIONALES S.A	3101005034	CL 317531	8AJFB8CB6L1558481
24-002951-0174-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BMV706	MMM156MK2HH629794
24-002961-0174-TR	JAVIER PAULINO SALAZAR DIAZ	105100355	MOT 585661	LZL20Y203HHM40354
24-002721-0174-TR	GILLY SOCIEDAD ANONIMA	3101017049	675279	JA4LS21G9XP008723
24-003032-0174-TR	DABERSA SOCIEDAD ANONIMA	3101303077	CL 310432	LEFYFAA17JHN01857
24-002992-0174-TR	TRANSPORTES OROSI SIGLO XXI	3101114178	C 165238	1M1AA13Y7XW113850
24-003001-0174-TR	KARINA DE LOS ANGELES SANTAMARIA RAMIREZ	114570647	859734	KMHVA21NPTU140064

24-003082-0174-TR	NURIA QUIROS DEL VALLE	104650746	MOT 319149	ME1KG044XC2021305
24-003081-0174-TR	MAYCA DISTRIBUIDORES SOCIEDAD ANÓNIMA	3101172267	C 161533	3ALACYCS9EDFU6177
24-002991-0174-TR	CECILIA JUANITA ALVAREZ SANCHEZ	103240874	BSK808	KMHCT4AE5GU052289
24-002991-0174-TR	ALEXANDER GERARDO TIJERINO QUESADA	112790504	XGT161	JTDJT923485199009
24-003192-0174-TR	JOHNNY MAURICIO WOODLY LAMBERT	110750861	BZL422	KMHCT4AE8HU320303
24-001212-0174-TR	MARK LINE COMUNICACION INTEGRADA SOCIEDAD ANONIMA	3101625385	CL 333295	LWNF220971109
24-003091-0174-TR	MAYCA DISTRIBUIDORES SOCIEDAD ANÓNIMA	3101172267	C 176386	JHDFG8JP7NXX12692
24-002652-0174-TR	MONICA MARIA CHACON GONZALEZ	901290672	BXB350	5NPDH4AEXCH064601
24-003021-0174-TR	JOSUE ALEJANDRO ACUÑA CARVAJAL	305550493	MOT 598392	LBMPCML35H1004779
24-002851-0174-TR	SKY CROWN DESARROLLOS CREATIVOS LIMITADA	3102766631	SKY881	JS3TE04V5J4101907
24-003132-0174-TR	STANLEY DE JESUS GONZALEZ CARMONA	401450230	LTM007	19XFB2680CE501072
24-003142-0174-TR	EUNICE SANCHEZ MONTERO	109490211	MOT 783924	MD2A36FX0NCK01819
24-003141-0174-TR	AUTOTRANSPORTES MORAVIA S.A	3101054596	SJB 017566	LA9A5ARX8KBXK014
24-002981-0174-TR	BAC SAN JOSÉ LEASING S.A.	3101083308	C 177143	JHHYCL2F4NK026512
24-003161-0174-TR	TRISAN SOCIEDAD ANONIMA	3101007182	CL 336880	8AJDB8CBXP5515932
24-002322-0174-TR	FELIPE PRUDENCIO BRICEÑO TELLEZ	502550425	CL 213666	KMFZBN7BP7U230189
24-002322-0174-TR	CREDI Q LEASING S.A.	3101315660	DML137	LV7210710120
24-002322-0174-TR	COMPañIA AMERICANA DE HELADOS SOCIEDAD ANONIMA	3101011086	CL 213662	KMFVA17LP7C048445
24-002531-0174-TR	AUTOSUBASTASCR.COM SOCIEDAD ANONIMA	3101521290	BVM723	2T1BURHE0FC230993
24-002662-0174-TR	AUTO TRANSPORTES ZAPOTE S.A	3101006170	SJB 015200	IDS2703078209274
24-002611-0174-TR	ESPERANZA HERRERA ESPINOZA	800670240	TSJ 004358	JTDBT4K39A1387383
24-002492-0174-TR	GERARDO SANCHO QUESADA	202240369	MOT 133780	1HFSC43055A502464
24-002772-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING SOCIEDAD ANÓNIMA	3101083308	MOT 787442	9C2ND1210NR750071
23-005622-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	CL 331225	MHYDN71V2NJ402184
24-002642-0174-TR	LILLIANA MACARENA BARAHONA RIERA	105260207	BKH086	KPT20A1VSHPO63566
24-002642-0174-TR	BAC SAN JOSÉ LEASING S.A.	3101083308	CL 313897	MMBJNKL30JH031223
24-002641-0174-TR	MELANIE DE LOS ANGELES BRICEÑO SOLANO	115630152	BKW864	MA3VC41S6HA195979
24-002641-0174-TR	AUTOBUSES DE CORONADO S.A.	3101010075	SJB 012102	9BM3840738B590106
24-002542-0174-TR	AUTOTRANSPORTES CESMAG S.A.	3101065720	SJB 14849	LA9C5ARY6FBJXK052
24-002592-0174-TR	SANTOS DANIEL ARCIA CASTELLON	155804552028	CL 276353	8AJFZ29G706004277
24-002591-0174-TR	ROY EDUARDO SALAZAR DUQUE	117001744507	BKG724	MR2BT9F36G1211237
23-005442-0174-TR	RUTAS CINCUENTA Y UNO Y CINCUENTA Y TRES SOCIEDAD ANONIMA	3101053176	SJB 011608	KL5UM52HE8K000107
24-002712-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANÓNIMA	3101134446	PSM424	G4LAHP005187
24-002671-0174-TR	ESTEBAN ALONSO GUEVARA MARIN	109170477	BMN251	KL1CM6CA5HC715219
24-002852-0174-TR	AUTO TRANSPORTES RARO SOCIEDAD ANÓNIMA	3101081595	SJB 11789	9BWRWF82W28R802469
24-001611-0489-TR	SATURNIA SOCIEDAD ANONIMA	3101008015	CL 440389	MR0FS8CB6H0523729
24-002911-0174-TR	CARLOS EDUARDO LOPEZ ORTIZ	109920838	MOT 200066	LC6PCJB8670812262
24-002761-0174-TR	JESUS PIEDRA CASTILLO	301840716	BNB155	4N15UBK5554
24-002922-0174-TR	PRETENSADOS NACIONALES S.A	3101005034	CL 317531	2GD4655202
24-002701-0174-TR	CLAUDIO ADOLFO DE JESUS DURAN ABARCA	106580039	JHV012	HR16750067M
24-003031-0174-TR	MARICELA DE LA TRINIDAD SANCHEZ WEPOLT	112680686	BCJ937	G4LACM807389
24-001872-0174-TR	KINERET S. A	3101025306	BJZ788	3A92UCH4678
24-003042-0174-TR	CARLOS ALBERTO DIAZ GARITA	302420611	VRJ222	NOVISIBLE
24-002841-0174-TR	FREDDY ROBERTO DE JESUS QUESADA ALPIZAR	601890779	506414	G13BA612833
24-002841-0174-TR	EDNA MARIA SOZA DUARTE	155820989605	660469	NOVISIBLE
24-002861-0174-TR	INVERSIONES RODAL SOCIEDAD ANONIMA	3101591158	C 172064	1FUJGLCK29LAM4118

24-002862-0174-TR	INVERSIONES YINGMU SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102721884	CL 339875	8AJKB3CD1P1648016
24-002881-0174-TR	CESAR ALONSO VAGLIO MONTERO	112050143	649366	SN
24-002881-0174-TR	TRASDEL SOCIEDAD ANONIMA	3101023622	CL 331756	KNCSHY76LKD787544
24-002902-0174-TR	SANDRA DAYANNA LOBO MUSSIO	113860245	CL 296295	MPATFS86JHT001920
24-002902-0174-TR	EMPRESA GUADALUPE LTDA.	310200518	SJB 014002	F1A072202
24-001832-0174-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BNP596	G4LAGM308709
24-002912-0174-TR	CARLOS EDUARDO LOPEZ ORTIZ	109920838	MOT 338212	LC6PCJB87C0007221
24-002912-0174-TR	BRYAN ALONSO TORRES CHAVES	114190760	BKL535	NOEXISTE
24-002942-0174-TR	INVERSIONES ALONSO Y PIZA S.A.	3101238760	770034	1NZ5111363
24-002941-0174-TR	TRANSPORTES YUMBO SOCIEDAD ANONIMA	3101721709	C 146808	11744165
24-002941-0174-TR	TCF LOGISTICS COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101716604	S 34583	NOAPLICA
24-003011-0174-TR	DANISSA S.A	3101083067	KLM990	HR16042014V
24-001861-0174-TR	SARA LIGIA ALVARADO ARAYA	700690517	CL 234237	4D56UCBD5888
24-000262-0174-TR	JESSENIA MARIA VIQUEZ ZELEDON	304490250	BYR354	LLV2C3B24R0201302
24-000262-0174-TR	JORGE ANDRES SAENZ RAMIREZ	304880602	BYR354	LLV2C3B24R0201302
24-000262-0174-TR	ALFONSO MERA RESTREPO	800780057	MOT 431729	ME4MC4226F8005054
24-001812-0174-TR	SOFIA MARIA BEECHE GONZALEZ	116580182	BYZ580	L6TGE1021RV950389
24-003342-0174-TR	MARCOS JOEL RIVERA OSORNO	117610652	MOT 777886	MC20AEMGA00135
24-003041-0174-TR	INVERSIONES PERMOSA SOCIEDAD ANONIMA	2024243702681	C 161018	470HM2U1603284
24-003381-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	PPH777	J35Y81067684
24-003301-0174-TR	ARRENDADORA DESYFIN S.A	3101538448	CL 341391	LMH1CN31710285
24-003071-0174-TR	LAURA LILLIAM CASCANTE CANTILLO	111090665	863869	MR18675598H
24-003111-0174-TR	MARIA FERNANDA MONTENEGRO RODRIGUEZ	114540641	BYJ844	JLH3G15TDP2WA5601528
24-003191-0174-TR	ROBERT FRANCISCO CALDERON ALVAREZ	112950808	SJB 014832	9532L82W9FR421876
24-003191-0174-TR	EMPRESA GUADALUPE LIMITADA.	3102005183	RJS021	KNADN412AE6343090
24-003152-0174-TR	CELIA MERCEDES ORTIZ VIQUEZ	111630465	883566	KNAPB811BB7131748
24-003152-0174-TR	TATIANA MARIA RAMOS ROJAS	106980423	525387	WBAEV11084KK50783
24-003151-0174-TR	ISAURA GONZALEZ SALAS	205780677	BMW354	TSMYD21S8JM334484
24-003151-0174-TR	PROVEEDORES CASTILLO VARGAS SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102671244	BDM276	JTDBT923401426196
24-002982-0174-TR	GADE S.A	3101569821	C 149721	2FUVDSEB8VA704819
24-001921-0174-TR	ROXANA MARIA LEITON HERNANDEZ	402080702	MOT 518545	MC46E5001153
24-001651-0489-TR	BELLANICE MARIA DE LA TRINIDAD BENAVIDES RETANA	106200799	JCL555	JS3TE941584100588
24-003612-0174-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BQD658	G4LAJM745462
23-007663-0174-TR	GERARDO ANTONIO ACUÑA BLANCO	207530711	594308	1HGCD5638RA098011
24-000283-0174-TR	REP LEGAL SOCIEDAD TECNOLOGIA NUEVO MILENIO SIDERAL ( TENIMILENIO S.A.)	3101276800	CL 143525	JAACL11LXM7210323
24-000303-1756-TR	REP LEGAL LEGAL SERVIVAL S.A.	3101551914	MBZ155	WDDGJ3BB4DG028625
24-001993-0174-TR	REP LEGAL EMPRESA GUADALUPE LTDA	3102005183	SJB 13376	9BM384074AB692522
24-002514-0174-TR	NATALIA EUGENIA ARAYA MORA	112540995	BLT339	JHLRD788X2C000249
24-002814-0174-TR	GUSTAVO ALONSO NAVARRO MARTÍNEZ	304550311	PBC622	3N1CC1AD6GK190839
24-002913-0174-TR	REP LEGAL TRANSPORTES ARIAS JIMENEZ DE GRANO DE ORO CHIRRIPO GAJ S.A.	3101703865	CL 235631	MMBJNKB408D073264
24-002944-0174-TR	CATARINE GUISELLE CHAVARRÍA ARGÜELLO	206390602	BMR681	LB37122S2HX505570
24-002954-0174-TR	MARÍA PAULA MÉNDEZ GUTIÉRREZ	118670145	MOT 617935	ME4KC209DH8005018
24-002954-0174-TR	RONALD FRANCISCO TORRES ROMERO	304190220	CL 179780	RN610003271
24-002974-0174-TR	REP LEGAL COOPERATIVA DE PRODUCTORES DE LECHE DOS PINOS RL	3004045002	C 157676	3HAMMAAR1CL557950
24-002983-0174-TR	REP LEGAL HESSIAN INTERNACIONAL DEL SUR S.A	3101308030	SGV477	WBY11CF09PCK36177
24-002984-0174-TR	DIXON SCOTT FERNÁNDEZ RODRÍGUEZ	117250747	MOT 850648	LHJYCLA7RB578338

24-002994-0174-TR	CHEN HUIRONG	115600247230	825897	JTDBR32E430016148
24-003053-0174-TR	MARIAM GIMENA CORRALES MORA	116410214	254864	1HGCD5537TA070483
24-003094-0174-TR	ERLAND JOSUE ORDOÑEZ JAEN	503870552	MOT 563750	ME1SE77L9H3001193
24-003113-0174-TR	YERLIN CARVAJAL SANCHEZ	110720545	MOT 649755	L6UA4GA28JA011225
24-003113-0174-TR	REP LEGAL RENTE UN AUTO ESMERALDA S.A.	3101088140	BSN727	KMHJ2813DLU098786
24-003114-0174-TR	REP LEGAL MASTIFF ENTERPRISES S.A.	3101729180	BYL420	MA3FB32S0P0L22830
24-003123-0174-TR	ALLISSON ANGELICA ALVARADO HERRERA	116790942	MOT 863352	MBLKCS27XRGTO0543
24-003134-0174-TR	REP LEGAL AUTOBUSES UNIDOS DE CORONADO S.A.	3101010075	SJB 16245	93ZK1RMH0H8930252
24-003144-0174-TR	IRENEO RAMÓN RODRÍGUEZ ARAUZ	155813721816	NYK100	KMJWA37JABU339234
24-003164-0174-TR	DARGUIN EUGENIO GUTIÉRREZ GUTIÉRREZ	503010537	MOT 560967	JH2NE0305VM100606
24-003183-0174-TR	ANA LORENA GÓMEZ SALAZAR	106050834	SKY080	3GNCJ7EBXGL144558
24-003184-0174-TR	REP LEGAL ÚLTIMOS TRAGOS S.R.L.	3102729821	886839	JN1TBAT30Z0171007
24-003194-0174-TR	JURGEN STEVEN ZARATE ARAYA	118220421	BMV184	KMHJ3813BGU083310
24-003233-0174-TR	MARIS JUDEYMI AREAS CHAMORRO	800990505	MOT 669243	LZSPCJLG1K1900308
24-003243-0174-TR	REP LEGAL SERVICIOS INFORMATICOS Y TECNOLOGICOS ICC S.A.	3101752143	MOT 729739	MD2A21BY3LWB40677
24-003244-0174-TR	VILMA MARIA RODRÍGUEZ SÁNCHEZ	203480872	JSN086	JS2YC21S8E6100346
24-003244-0174-TR	REP LEGAL TEJOMABAL S.A.	3101352883	VML0863	MHKE8FF20KK000548
24-003253-0174-TR	MARLON AARON GAMBOA SALAZAR	117370033	BKK671	1HGFA168X7L130937
24-003253-0174-TR	JEFREY MADRIGAL SOTO	116020737	BYN616	LSKG4GC19PA057926
24-003264-0174-TR	LEONARDO SEVILLA SOTO	118640980	JSB146	3N1CN7AD1HK390073
24-003264-0174-TR	VALERIA DE LOS ÁNGELES CALVO CHAVES	115450198	BQY079	KMHJ2813DKU815483
24-003283-0174-TR	REP LEGAL TELECABLE S.A.	3101336262	CL 294510	MR0ES8CB1H0177388
24-003293-0174-TR	DENIA CAMPOS CUBERO	114700216	BSH857	KMHCT4AE3EU704453
24-003303-0174-TR	JUAN SALOMON VARGAS RUIZ	C02636817	GZP248	KNABE512AFT901013
24-003303-0174-TR	REP LEGAL EMPRESA GUADALUPE LTDA	3102005183	SJB 12312	9BWRWF82W19R910955
24-003304-0174-TR	REP LEGAL TRANSPORTES REFRIGERADOS ZAMOY S.A.	3101847162	C 177792	1HSHXHR15J012884
24-003313-0174-TR	ISABEL MUÑOZ SANCHEZ	600920996	TSJ 6166	MALCH41GAFM413649
24-003313-0174-TR	REP LEGAL EMPRESA GUADALUPE LTDA	3102005183	SJB 12293	9BM3840758B605338
24-003344-0174-TR	ORLANDO MADRIGAL HIDALGO	106680666	529988	JS3DA32V344130007
24-003344-0174-TR	REP LEGAL F.J. MORELLI FIDUCIRIA S.A.	3101699266	SJB 16498	LA9C5ARX0GBJXK072
24-003364-0174-TR	ESMERALDA TERESA MORALES ROJAS	106830525	905030	KNAPB811AC7210623
24-003364-0174-TR	REP LEGAL SABRITAS DE COSTA RICA S.R.L	3102169101	CL 347656	8AJDB3CD8R1344872
24-003393-0174-TR	ARIELA SABORIO DIAZ	118250649	BMS556	KMHCHN4AC3AU476294
24-003393-0174-TR	REP LEGAL H A LOGISTICA DE CARGA S.A.	3101300301	C 146064	3ALACYCS07DY78959
24-003394-0174-TR	MABEL TATIANA ROJAS ZÚÑIGA	111760874	BDH658	JTDBT92350L045543
24-003394-0174-TR	REP LEGAL CSS-SECURITAS INTERNACIONAL DE COSTA RICA S.A.	3101137163	MOT 731730	8CHMD3410MP300056
24-003413-0174-TR	VIVIAN ACUÑA JUNCO	109490536	VVN114	3N8CP5HE8JL468072
24-003414-0174-TR	MAXWELL ELIAN RODRÍGUEZ RIVERA	702850546	MOT 378059	ME1KG0443E2056867
24-003414-0174-TR	REP LEGAL BAC SAN JOSÉ LEASING S.A.	3101083308	MOT 787442	9C2ND1210NR750071
23-006006-0174-TR	ALIMENTOS JACK'S DE CENTROAMERICA SOCIEDAD ANONIMA	3101008739	CL 331416	JHHACJ4F2NK506521
24-000095-0174-TR	CANTON LOAIZA ROMÉY ANTONIO	701040030	MOT 730310	8CHMD3410LP300364
24-000095-0174-TR	ARRENDADORA DESYFIN SOCIEDAD ANONIMA	3101538448	BZV512	LVCB2NBA3RS220481
24-000646-0174-TR	RAMIREZ CAMPOS MICHAEL GUILLERMO	113840222	773439	JTDKW923105108987
24-000906-0174-TR	CARRANZA RODRIGUEZ LIONEL ANTONIO	109230969	C 164576	1FVABSAS71HH97321
24-001695-0174-TR	HOUED SANCHEZ JEFFRY	110270600	C 160132	5PVNE8JP272SS0047
24-002305-0174-TR	ALFARO UMAÑA JUAN PABLO	115590103	WFW010	KNAB3512BJT084165
24-002675-0174-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	MHM228	MHYNC22S0MJ102059

24-002716-0174-TR	MONTIEL MUÑOZ KALEB JOSUE	117020540	736722	JHLRD1842VC056328
24-002746-0174-TR	HERNANDEZ PARAMO WILLIAM ANTONIO	155802987101	MOT 731098	LKXYCKL05M0010633
24-002766-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	BRR555	MALA841CAKM336387
24-002766-0174-TR	CAFE BRITT COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101153905	CL 349219	LC0CE4DB5R0002041
24-002775-0174-TR	EMPRESA GUADALUPE LIMITADA	3102005183	SJB 014414	9BM384074BB744960
24-002816-0174-TR	MULTISERVICIOS RIFER MYT SOCIEDAD ANONIMA	3101318231	MYT270	KMHJT81EBFU006358
24-002816-0174-TR	HERNANDEZ ARROYO SHARON NICOL	119210369	MOT 478859	LKXYCML01G0002948
24-002865-0174-TR	CHEN JINLI	115600032706	CJK678	JTFJK02P8G5011714
24-002866-0174-TR	HALL CHAVES SUCETTY MAYELA	401920920	BSL282	LGWFE6A54LH899847
24-002866-0174-TR	BOLAÑOS ALFARO MANUEL ANTONIO DEL SOCORRO	401190859	CL 349021	MMBJKL10RH009336
24-002925-0174-TR	PORRAS NUÑEZ WVEN	109120696	716107	KMXKNS1BPWU282080
24-002926-0174-TR	VILLEGAS UGALDE JEAUSTIN ALEXANDER	117460598	BQQ708	JTDBT123010158739
24-002945-0174-TR	MENA PEREZ RAFAEL ANGEL	202911466	860353	KMJRD37FPYU474908
24-002955-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	CL 467635	VF37L9HECJJ525866
24-002965-0174-TR	LUMBI TAPIA YULIANA VANESSA	305600580	BPS921	MA6CH5CD6JT000750
24-002965-0174-TR	AGE MOBILITY SOCIEDAD ANONIMA	3101291497	BYY549	LB37622Z8RX400225
24-002995-0174-TR	UGARTE ULATE MARCO ANTONIO	602870337	JRK105	JM7KF2W7AK0227005
24-003025-0174-TR	RIVERA PORRAS CELIA MARCELA	113220785	JDR848	L6TGE1029RV950155
24-003075-0174-TR	CORDERO CRUZ STWARTH	114590371	MOT 439655	MLHPC45B5E5106572
24-003076-0174-TR	M Y M DE CENTROAMERICA SOCIEDAD ANONIMA	3101088046	LXC250	JTHU95BH9K2006201
24-003076-0174-TR	TROQUELES MORAS SOCIEDAD ANONIMA	3101274459	CL 169459	NR
24-003096-0174-TR	INGLESINI ZELEDON MARCELO ALDO	107900484	MLL 071	ZFA312000HJ615337
24-003096-0174-TR	LOAICIGA DUARTE ANGELICA	502470718	BCL824	SALLAAAF4CA629143
24-003156-0174-TR	ARAYA JIMENEZ AARON ENRIQUE	117900216	BHR293	MA3VC41S8FA117894
24-003245-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	MOT 753997	8CHMD3410MP300283
24-003075-0174-TR	AUTO TRANSPORTES LUMACA SOCIEDAD ANONIMA	3101280236	CB 3201	LA6A1M2M9JB400658
21-002678-0174-TR	TRANSPORTES YUMBO SOCIEDAD ANÓNIMA REP. SERGIO ENRIQUE TORRICO INFANTAS	3101721709	C 152145	1FUYPDSEB3YLB97930
23-006527-0489-TR	ELADIO ENRIQUE DE JESUS CASTILLO BUSTOS	501700328	128149	BIENINMUEBLE
23-008467-0174-TR	MANUEL ALONSO ARIAS CHAVARRIA	402400039	MOT 585071	LWBPCCK104H1001258
23-008588-0174-TR	ABIGAIL RAQUEL CAMACHO ULLOA	115780075	MOT 629270	ME4KC2332J8007816
23-008588-0174-TR	JOSE ALEX RUIZ CAMPOS	205260092	BMK247	KMHCT41EBBU029421
23-008667-0174-TR	AUTO TRANSPORTE RARO SOCIEDAD ANONIMA REP. ROY RICARDO RAMOS ROBLES	3101081595	SJB 015179	LA9C5ARY6GBJXK005
23-008667-0174-TR	ASOCIACION MISION DE LAS BUENAS NUEVAS REP. TAEKANG KWON	3002199369	BMK647	KMJWA37KBDU518186
24-000248-1756-TR	REYES CORRALES JOSELINE REBECA	117590393	BRR948	KMHCU4AE1DU379636
24-000957-0491-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BLX283	KMHJ2813DHU327315
24-002057-0174-TR	LEMAITRE JIMENEZ EDUARDO JOSE	702100953	MOT 834400	LV7MGZ403MA901615
24-002057-0174-TR	ROJAS TORRES MARIA DE LOS ANGELES	109190479	BPG854	JTDBT4K31CL010148
24-002138-0174-TR	SOLIS SALAZAR RANDY GERARDO	402470485	BFD950	JTDBT123635047425
24-002147-0174-TR	EMPRESA GUADALUPE LIMITADA	3102005183	SJB 018908	9532K82W5RR057169
24-002378-0174-TR	EMPRESA GUADALUPE LIMITADA	3102005183	SJB 015969	9532L82W5HR609698
24-002378-0174-TR	INVERSIONES QNRG SOCIEDAD ANONIMA	3101819957	BQD595	JHLRE485X7C066809
24-002378-0174-TR	ROYVAL SOCIEDAD ANONIMA	3101726466	BNW623	JTDBT923671164661
24-002517-0174-TR	CORRALES RUIZ MARIANELA	110460575	BCT784	KL1CM6CD5CC641173
24-002547-0174-TR	OFFICE Y MAS SOCIEDAD ANONIMA	3101872268	MOT 783027	LBPKE130XN0136353
24-002557-0174-TR	HOUED SANCHEZ JEFFRY	110270600	CL 217618	JHFYT20H172000105

24-002587-0174-TR	RETO'S AC AIRES ACONDICIONADOS SOCIEDAD ANONIMA	3101596720	MOT 854749	LWBKA0293R1101807
24-002597-0174-TR	CALVO URE#A ALEXANDRA	109410084	TSJ1943	KMHCG45C83U457134
24-002597-0174-TR	VILLALOBOS RAMIREZ MAUREEN MARIA	304060251	MDL014	93YHSB15XNJ986478
24-002658-0174-TR	ALMACEN ELECTRICO INDUNI SOCIEDAD ANONIMA	3101099923	CL 301920	KNCSHX71AG7981221
24-002737-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	RYV009	MALA851ABJM775500
24-002738-0174-TR	EMPRESA GUADALUPE LIMITADA	3102005183	SJB 014413	9BM384074AB717337
24-002758-0174-TR	3-102-868388 SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA	3102868388	BSG337	KMHCS41UBFU851156
24-002817-0174-TR	3-101-755868 SOCIEDAD ANONIMA	3101755868	CL 227642	JTFHK02P300004350
24-002818-0174-TR	AUTOMOTORS J A C J SOCIEDAD ANONIMA	3101738473	BLS886	KMHCT41BAHU165002
24-002828-0174-TR	TECNOLOGIA DE TRANSPORTE CENTRAL SOCIEDAD ANONIMA	3101527762	C 149384	3ALACYCS37DY74727
24-002837-0174-TR	AGUILAR CASTRO CESAR	112890078	RFN198	JTDBL42E109168709
24-002837-0174-TR	ARRIETA ULLOA YAJAIRA LETICIA	701290532	RBK039	3N1CN7AD9ZL086467
24-002848-0174-TR	HERNANDEZ VEGA BYRON EDUARDO	304590715	MOT 795227	ME4KC23GENA002619
24-002848-0174-TR	LEE PAZ ANDRES	511483955	743680	JN1TANT31Z0001613
24-002888-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA	3101083308	MOT864490	ME1RG0929R2041401
24-002897-0174-TR	ORTIZ ASTORGA JORGE ANDRES	114820054	BLK458	KPT20A1VSHPO90576
24-002897-0174-TR	SALAZAR VALVERDE JOSE ANGEL	104040217	422351	1NXAE91A4LZ081742
24-002898-0174-TR	CANTILLO OLIVARES GIOVANNI DE JESUS	601700285	MOT 786892	VBKJPC402NC017706
24-002937-0174-TR	CALDERON ALFARO JUAN PABLO	118180842	BKT723	MA3FB32S1G0776052
24-002938-0174-TR	LUZ ARGENTINA SERRANO DINARTE	105820059	BLB229	JMIBL1UG4C1536042
24-002958-0174-TR	GOMEZ ARIAS SILVIA LORENA	109510586	BBV687	JTDBT923801420627
24-002967-0174-TR	MADRIGAL QUESADA GRACIELA	111350463	FLX049	MA3YKL1S0RT102597
24-002967-0174-TR	BARRIENTOS LOPEZ GREIVIN FRANCISCO	117750237	MOT 665249	LBMPCLM30J1002444
24-002977-0174-TR	MENDEZ ESQUIVEL BRYAN JOSUE	113610937	519499	JTDBT113700187168
24-002978-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	BXG813	JTMW43FV1PD138412
24-002987-0174-TR	CARDOZA SANCHEZ EDWARD FABRICIO	800720647	CDZ048	LSJW84W91PG012643
24-003008-0174-TR	CENTRIZ COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101036194	CL 330999	8AJDB3CD5N1316781
24-003034-0174-TR	ANKI PAST SOCIEDAD CIVIL	3106846784	BQM404	JDAJ210E0J3001242
24-003034-0174-TR	MORA MENA MARIELA DEL CARMEN	503980954	BGB520	3N1CC1AD1ZK254823
24-003048-0174-TR	ARCE SIRIAS EDUARDO ALBERTO	205280152	MOT 655452	LF3PDMALXJA001009
24-003077-0174-TR	OVARES ARGUELLO CLARA MARLENE DE LOS ANGELES	106440106	623457	VC777736
24-003077-0174-TR	AVENTURAS EN EL PARAISO A Y S SOCIEDAD ANONIMA	3101311108	BXF001	4S4BRBAC4A3326463
24-003087-0174-TR	SCOTIA LEASING COSTA RICA SOCIEDAD ANONIMA	3101134446	MVN878	WBA7K3108L7E68675
24-003087-0174-TR	INTERCONSULTORIA DE NEGOCIOS Y COMERCIO I B T SOCIEDAD ANONIMA	3101180865	CL 211152	JAANPR66L67101606
24-003088-0174-TR	AUTOTRANSPORTES MORAVIA SOCIEDAD ANONIMA	3101054596	SJB 018266	9532K82W2LR011189
24-003097-0174-TR	AUTOTRANSPORTES MORAVIA SOCIEDAD ANONIMA	3101054596	SJB 015188	LA9C49RX8FBJXK143
24-003097-0174-TR	BCT ARRENDADORA SOCIEDAD ANONIMA	3101136572	BWG798	1C4RJDKDG8M8182108
24-003098-0174-TR	CASCANTE VEGA JORGE ARTURO	110820434	BTL064	KNADN4A34D6209907
24-003098-0174-TR	ANC RENTING SOCIEDAD ANONIMA	3101672279	CL 322029	VF18SRN45MG406491
24-003107-0174-TR	MESEN PANIAGUA GUISELLE CECILIA	113290784	MOT 407233	L5YTCKPA4E1102300
24-003107-0174-TR	HERRERA SANDI LEONARDO ANTONIO	113650391	MOT 479045	LKXYCML4XG0001039
24-003127-0174-TR	AZOFEIFA CORDERO ALFREDO	108150056	BHL685	KMHJT81EAFU041551

24-003128-0174-TR	HALCON BLANCO DEL RIACHUELO SOCIEDAD ANONIMA	3101307994	C 145192	1FUPDDYB3XLA20960
24-003128-0174-TR	CREDI Q LEASING SOCIEDAD ANONIMA	3101315660	BMJ038	KNAPG812DH5275349
24-003147-0174-TR	SOLUCIONES OPTIMIZADAS SOCR SOCIEDAD ANONIMA REP. JOSE MILGRAM COHEN	3101677529	CL 305752	LS4ASB3E5HG803330
24-003177-0174-TR	SUJEY DE LOS ANGELES OBANDO RODRIGUEZ	111750911	827705	KMHCG41BPXU001255
24-003177-0174-TR	SISTEN MAQUINARIA Y SOPORTE TECNICO SIMASOTEC SOCIEDAD ANONIMA REP: EDGARDO ANTONIO AVILA CHACON	3101579928	CL 207558	MHYDN71V66J102570
24-003178-0174-TR	3-102-840467 SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA REP. CATHERIN SEIB	3102840467	MSB124	JMYLNV96WCJ001317
24-003197-0174-TR	INVERSIONES NCMC DEL CARIBE S.A REP. NORMAN MAURICIO CURLING MARTINEZ	3101718180	BHF915	MHFYZ59GXF4010918
24-003197-0174-TR	RENTING INDUSTRIAL CINCO CERO SEIS LIMITADA REP. ZAYAKA ZUÑIGA RAMIREZ	3102831328	MOT 846021	LWBKA0294R1101430
24-003198-0174-TR	BAC SAN JOSE LEASING SA REP.: FRANCISCO JOSE ECHANDI GURDIAN	3101083308	LMR025	1FMSK8DH5NGC26093
24-003207-0174-TR	ELSA MARIA GERARDA LARA VILLALOBOS	204240335	852867	JA4LS31H8XP005679
24-003207-0174-TR	MOYA DIAZ MARIA FERNANDA	114680556	CBG437	93YHSC154RJ751344
24-003208-0174-TR	KARLA DAYANNA SILVA ALFARO	116590849	818196	5N1ED28T72C525042
24-003218-0174-TR	RAQUEL BLANCO MONGE	110800319	BKM653	MA3FC42SXGA258695
24-003227-0174-TR	RP BOX SOCIEDAD ANONIMA rep. JIMMY RUIZ STRASBURGER	3101851831	DVC008	WBAKS0109G0N86156
24-003227-0174-TR	MERCEDES SANCHEZ LOPEZ	103720613	509134	JN1CFAN16Z0058358
24-003228-0174-TR	RODOLFO MARTÍN DE LA TRINIDAD ARIAS CHACÓN	106030681	846502	JTDKW923505151762
24-003237-0174-TR	NANCY MURILLO SOTO	114490486	BNQ765	MALC281CBHM223676
24-003237-0174-TR	JEFREY HAMILTHON RUIZ GARCIA	155821518807	MOT 847748	LXAPCN3A9PC000799
24-003238-0174-TR	KATTIA CRUZ MONROUS	701440923	BPQ613	5NPDH4AEXDH338803
24-003238-0174-TR	ANGIE PAMELA SANDI ROSALES	118050347	863284	1HGES26701L072950
24-003257-0174-TR	FRANCISCO JAVIER DE JESUS DIAZ MONGE	302790388	CL 305164	8AJKB8CD2H1671254
24-003277-0174-TR	JOSEPH GERARDO BENAVIDES BARRIENTOS	115410312	C 157971	1XPCDR9XXWD439258
24-003277-0174-TR	BAC SAN JOSÉ LEASING REP. FRANCISCO JOSE ECHANDI GURDIAN	3101083308	CL 335499	MPATFS40JPT001534
22-007677-0174-TR	COMPAÑIA TRANSPORTADORA DE CATALUÑA SOCIEDAD ANONIMA	3101035014	S 028102	3A9TBC775GG041035

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.—1 vez.—( IN2024873845 ).

# Conozca cada uno de los pasos para lograr una expropiación



# PODER EJECUTIVO

## RESOLUCIONES

### MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS Y TRANSPORTES

Nº 2024-000715.—San José, a las diez horas con veinte minutos del día seis del mes de mayo del **dos mil veinticuatro**.

Conoce este Despacho de gestión administrativa de pago a favor de Carlos Ureña Rojas, cédula N° 3-0236-0927 y José Antonio de la Trinidad Ureña Rojas, cédula N° 3-0277-0373, con el fin de cancelar el monto adeudado, por concepto de derecho comercial de las actividades, que realizaban en el inmueble, ubicado en el distrito 01 Siquirres, cantón 03 Siquirres, de la provincia de Limón, que fue expropiado por el Estado, para la ejecución del proyecto de obra pública denominado: “Rehabilitación y Ampliación de la Ruta Nacional N° 32, Carretera Braulio Carrillo, sección: Tramo 3 IC Siquirres”.

#### RESULTANDO

- 1.- Que en el Alcance N° 84 de la Gaceta N° 78 del 29 de abril de 2022, se publicó la Resolución Administrativa N° 352 del 21 de abril del 2022, mediante la cual se determinó conforme las disposiciones de la Ley de Expropiaciones N° 9286 del 11 de noviembre de 2014, publicada en La Gaceta N° 24 del 04 de febrero de 2015, “declarar de utilidad pública” y adquirir el inmueble propiedad de Carlos Ureña Rojas, cédula N° 3-0236-0927 y José Antonio de la Trinidad Ureña Rojas, cédula N° 3-0277-0373, e inscrito en el Registro Inmobiliario, bajo a la Matrícula N° 108471-001-002, un área de terreno equivalente a 300,00 metros cuadrados, según plano catastrado N° 7-572304-1999.
- 2.- Que, en el inmueble indicado en el resultando primero, los mencionados propietarios realizaban actividades comerciales (taller de mecánica general), razón por la cual el Departamento de Adquisición de Bienes Inmuebles, inició un expediente administrativo, cuyo número es: 29.515.
- 3.- Que mediante Avalúo Administrativo N° MH-DGT-ATSJO-SV-AVA-AV-0035-2023 del 28 de marzo de 2023, el Área de Valoraciones Administrativas de la Administración Tributaria San José-Oeste de la Dirección General de Tributación del Ministerio de Hacienda, de conformidad con el artículo 13 de la Ley N° 9293 “Aprobación del Financiamiento al Proyecto Rehabilitación y Extensión de la Ruta Nacional N° 32 Sección: Cruce Ruta 4 - Limón”, le indica al Departamento de Adquisición de Bienes Inmuebles del Ministerio de Obras Públicas y Transportes, el monto a reconocer a favor de Carlos Ureña Rojas, cédula N° 3-0236-0927 y José Antonio de la Trinidad Ureña Rojas, cédula N° 3-0277-0373, por concepto de derecho comercial, que resultó afectado por la expropiación del inmueble descrito en el resultando primero de la presente resolución.

4.- Que mediante escrito de fecha 17 de octubre del 2022, los señores: Carlos Ureña Rojas, cédula N° 3-0236-0927 y José Antonio de la Trinidad Ureña Rojas, cédula N° 3-0277-0373, aceptaron el Avalúo Administrativo N° MH-DGT-ATSJO-SV-AVA-AV-0035-2023 del 28 de marzo de 2023, señalado en el resultando anterior.

5.- Que en razón de tales hechos procede este Despacho a resolver.

## **CONSIDERANDO**

**I.- HECHOS PROBADOS:** Se tienen como demostrados todos los resultados de la presente resolución.

**II.- DELEGACIÓN DE FIRMA:** Que de conformidad con el Acuerdo N°116-P de fecha 07 de octubre del 2022, publicado en el Alcance N°218 a La Gaceta N°194 de fecha 12 de octubre del 2022, y modificado por el Acuerdo N°181-P del 23 de enero de dos mil veintitrés, publicado en el Diario Oficial la Gaceta N°24 del 09 de febrero del 2023, se delegó la firma del señor Rodrigo Chaves Robles, Presidente de la República, en el señor Jorge Rodríguez Bogle, Viceministro de la Presidencia en Asuntos Administrativos y de Enlace Institucional del Ministerio de la Presidencia, en aquellas resoluciones y acuerdos bajo la competencia del Poder Ejecutivo, señalados en el considerando V) del acuerdo de cita.

**III.- CONTENIDO PRESUPUESTARIO:** Que mediante certificación idónea N° 22-086 para el expediente supra mencionado, el Consejo Nacional de Vialidad, certifica que para el proyecto denominado: "Rehabilitación y Ampliación de la Ruta Nacional N° 32, Carretera Braulio Carrillo, sección: Tramo 3 IC Siquirres," se posee el presupuesto necesario para las gestiones atinentes al proyecto, donde dichos recursos fueron aprobados mediante la Ley de Presupuesto Ordinario y Extraordinario de la República para el Ejercicio Económico de 2022 (No. 10.103) publicado en el alcance alcances 249-A, 249-B, 249-C, 249-D, 249-E, 249-F y 249-G de la Gaceta N° 235 del 07 de diciembre de 2021.

**IV. CUMPLIMIENTO DE LINEAMIENTOS:** Demostrado el recurso económico para la procedencia del caso que nos ocupa y demostrada la viabilidad legal del mismo, se tiene que la presente resolución, cumple con los lineamientos de pagos de la Hacienda Pública, específicamente lo referente al "Instructivo para la operativización del proceso de visado que se constituye en aspectos mínimos a considerar en el análisis de los documentos de ejecución presupuestaria de dicho proceso", que rige a partir del 15 de mayo de 2023, según lo establecido en la Circular N° MH-DGPN-DG-CIR-0007-2023 del 10 de mayo de 2023, de la Dirección General de Presupuesto Nacional del Ministerio de Hacienda.

**V.- SOBRE EL FONDO:** Visto el Expediente que al efecto lleva el Departamento de Adquisición de Bienes Inmuebles del Ministerio de Obras Públicas y Transportes, tenemos que la actividad comercial, desarrollada por Carlos Ureña Rojas, cédula N° 3-0236-0927 y José

Antonio de la Trinidad Ureña Rojas, cédula N° 3-0277-0373, resultó afectada por las diligencias de expropiación llevadas a cabo por este Ministerio, en contra del bien inmueble propiedad de los citados señores, por cuanto dicho inmueble fue expropiado para la ejecución del proyecto de obra pública denominado: “Rehabilitación y Ampliación de la Ruta Nacional N° 32, Carretera Braulio Carrillo, sección: Tramo 3 IC Siquirres”.

Sobre el particular, establece la Ley de Expropiaciones en su artículo 6, lo que a continuación se transcribe en lo conducente:

“Artículo 6. – Sujetos pasivos. Las diligencias de expropiación se tramitarán en tantos expedientes separados cuantos sean los titulares de los inmuebles y los derechos por expropiar; pero en el caso de los copropietarios, se tramitarán en uno solo.

Si el inmueble, mueble o derecho afecto a la expropiación esta en litigio, como partes de las diligencias de expropiación se tendrán a quienes aparezcan en el expediente como directamente interesados, a los propietarios o los titulares de las cosas o derechos, a quienes figuren, con derechos sobre la cosa, en el Registro Nacional”.

De conformidad con la norma legal transcrita supra, así como del Avalúo Administrativo N° MH-DGT-ATSJO-SV-AVA-AV-0035-2023 del 28 de marzo de 2023, realizado por el Área de Valoraciones Administrativas de la Administración Tributaria San José-Oeste de la Dirección General de Tributación del Ministerio de Hacienda, reconocer a los señores Carlos Ureña Rojas, cédula N° 3-0236-0927 y José Antonio de la Trinidad Ureña Rojas, cédula N° 3-0277-0373, la suma de ¢28.826.676,00 (Veintiocho millones ochocientos veintiséis mil seiscientos setenta y seis colones exactos), que corresponde a la indemnización por concepto de derecho comercial.

**POR TANTO,**

**EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA**

**Y**

**EL MINISTRO DE OBRAS PÚBLICAS Y TRANSPORTES**

**RESUELVE:**

**1.** Reconocer a favor de los señores Carlos Ureña Rojas, cédula N° 3-0236-0927 y José Antonio de la Trinidad Ureña Rojas, cédula N° 3-0277-0373, la suma de ¢28.826.676,00 (Veintiocho millones ochocientos veintiséis mil seiscientos setenta y seis colones exactos),

de conformidad con el Avalúo Administrativo N° MH-DGT-ATSJO-SV-AVA-AV-0035-2023 del 28 de marzo de 2023, del Área de Valoraciones Administrativas de la Administración Tributaria San José-Oeste de la Dirección General de Tributación del Ministerio de Hacienda, que corresponde a indemnización por concepto de derecho comercial.

2. Se da por agotada la Vía administrativa.

**NOTIFIQUESE Y PUBLIQUESE,**

JORGE RODRÍGUEZ BOGLE POR/ RODRIGO CHAVES ROBLES.—El Ministro de Obras Públicas y Transportes, Mauricio Batalla Otárola.—1 vez.—Exonerado.—(IN2024873855 ).

**N° 2024-000912.**— San José, a las once horas del día siete del mes de junio del dos mil veinticuatro.

Conoce este Despacho diligencias de archivo y desistimiento del expediente administrativo **N°SABI 2023-46**, a nombre de **Refinadora Costarricense de Petróleo Sociedad Anónima (RECOPE)**, cédula jurídica número 3-101-007749, el cual se relaciona con la adquisición de una franja de terreno del bien inmueble matrícula número 7-65300-000 de la Provincia de Limón, necesaria para el proyecto denominado: **"Rehabilitación y Ampliación de la Ruta Nacional N° 32, Carretera Braulio Carrillo"**.

### RESULTANDO

1.- Que en atención al oficio N° UE32-DRA-06-2023-0689 (0383), de fecha 27 de julio de 2023, emitido por la Unidad Ejecutora de la Ruta Nacional N°32 y el expediente N° SABI 2023-46, el Departamento de Adquisición de Bienes Inmuebles de este Ministerio, se iniciaron las diligencias de expropiación en contra de la finca matrícula número 7-65300-000 de la Provincia de Limón.

2.- Que mediante resolución N°2023-001188 del 12 de setiembre de 2023, publicada en el Alcance N°182 del periódico oficial La Gaceta N°174 del 22 de setiembre de 2023, se declaró de Interés Público el inmueble matrícula número 7-65300-000.

3.- Que por medio del mandamiento de anotación con citas tomo: 2023, asiento: 00670556, consecutivo: 001, del diario del Registro inmobiliario del Registro Público Nacional, se anotó al margen de la finca matrícula: 7-65300-000 de la Provincia de Limón, la Declaratoria de Interés Público indicada anteriormente.

4.- Que mediante oficio N° UE32-DRA-09-2024-0379 (0390), de fecha 17 de mayo de 2024, la Unidad Ejecutora de la Ruta Nacional N° 32, informa respecto al desistimiento del proceso de expropiatorio SABI 2023-46.

5.- Que mediante oficio DAJ-ABI-2024-0629-M, de fecha 29 de mayo de 2024, el Ing. Alex Mauricio Ureña Ortega, Jefe del Departamento de Adquisición de Bienes Inmuebles, solicita a la Dirección Jurídica de este Ministerio elaborar lo pertinente para la desestimación del expediente N°SABI 2023-46.

6.-Que en razón de lo anterior y al requerirse el desistimiento de dicho expediente, conoce este Despacho lo mencionado y,

### CONSIDERANDO

En razón de lo anterior, y por no haberse requerido el bien inmueble en cuestión de conformidad con lo solicitado mediante oficio N° UE32-DRA-06-2023-0689 (0383), de fecha 27 de julio de 2023, emitido por la Unidad Ejecutora de la Ruta Nacional N°32, y por haber quedado demostrado en el expediente que dicho proceso carece de interés actual, se procede a dar por terminada la expropiación vista en el expediente administrativo N°SABI 2023-46, de manera anticipada, de conformidad con lo establecido en el artículo 113 del Código Procesal Contencioso Administrativo .

***“ARTÍCULO 113. (...)***

*2) Si desiste la Administración Pública, deberá presentar el acuerdo o la resolución adoptada por el respectivo superior jerárquico supremo o por el órgano en el que este delegue.  
(...) “*

POR TANTO,

EL MINISTRO DE OBRAS PUBLICAS Y TRANSPORTES

RESUELVE:

1.- Se ordena el Desistimiento y Archivo del Expediente Administrativo N°SABI 2023-46, propiedad de **Refinadora Costarricense de Petróleo S.A. (RECOPE)**, el cual se relaciona con a la adquisición de una franja de terreno del bien inmueble matrícula número 7-65300-000, de la Provincia de Limón, necesaria para el proyecto denominado: **“Rehabilitación y Ampliación de la Ruta Nacional N° 32, Carretera Braulio Carrillo”**.

2.- Se deja sin efecto la resolución de Declaratoria de Interés Público resolución N° 2023-001188 del 12 de setiembre de 2023, publicada en el Alcance N°182 del periódico oficial La Gaceta N°174 del 22 de setiembre de 2023, toda vez que el inmueble a expropiar ya no es requerido para el proyecto de Obra Pública supra citado.

**3.**—Ordénese Mandamiento de cancelación de las citas de anotación tomo: 2023, asiento: 00670556, consecutivo: 001, del diario del Registro inmobiliario, al margen de la finca matrícula N° 7-65300-000, de la Provincia de Limón.

**4.** No se gestiona lo pertinente para la devolución o reintegro de los fondos utilizados para la expropiación en cuestión por cuanto no se llegaron a solicitar, ni el comunicado a la Procuraduría General de la República debido a que el proceso no llegó a judicializarse, ni se gestionó ante la notaría del estado documento alguno respecto a este proceso en particular.

**5.** Ordénese y gestiónese la cancelación del plano catastrado N° 7-26738-2023, ante el Registro Público Nacional, respecto a la expropiación desistida.

**6.**— Rige a partir de su firma.

**PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE,**

Mauricio Batalla Otárola, Ministro de Obras Públicas y Transportes.— 1 vez.—  
Exonerado.—( IN2024873907 ).